

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A 5 POZOS DE ALTO POTENCIAL
PRODUCTIVO DE CAMPO VELASQUEZ.**

**Presentado por:
Diego Armando Rodríguez Reyna
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A 5 POZOS DE ALTO POTENCIAL
PRODUCTIVO DE CAMPO VELASQUEZ.**

**Presentado por:
Diego Armando Rodríguez Reyna
Ingeniero de Petróleos**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO
Ingeniera de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme en todos mis proyectos.

A Claudia, mi dedicada esposa e impulsadora en mi trabajo y a mi hija Sara Sofía a quienes amo y con quienes construimos la felicidad.

A mi bondadosa y hermosa madre y mi cálido hermano Juan Felipe, los llevo en mi pensamiento y corazón.

Gracias a todos.

AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas:

Al equipo humano de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, pues su deseo de hacer crecer a la industria petrolera colombiana ha permitido la creación de grandes programas de posgrado que redundan en el bienestar del país.

A los docentes de la Especialización en Producción de Hidrocarburos por su esmero, dedicación y sapiencia, compartida con todo el cariño a sus estudiantes.

A la Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino por su orientación en el planteamiento y la elaboración de este trabajo.

Al Ing. Alejandro Matulevich por compartir su experiencia en la industria y aportar con sus recomendaciones a éste trabajo.

A Cindy y Diana, por su constante interés y paciencia para llevar feliz término el trabajo.

A mis amigos Diana Sofía, Carlos Alberto, Miguel Angel, Nelson Pinto, Oscar Eliecer, Ricardo y Edward Camilo, colegas y testigos del trasegar diario.

Diego Armando Rodriguez Reyna.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. MARCO TEORICO	17
1.1 Sistemas de levantamiento Artificial Bombeo Mecánico.....	17
1.2 Sistemas de levantamiento Artificial Bombeo de Cavidades Progresivas PCP.....	20
1.3 Construcción de curvas IPR.....	25
1.3.1 Comportamiento de Afluencia en Pozos Productores de Petróleo.....	25
1.3.1.1 Ley de Darcy (1856) Estado Yacimiento Saturado.....	25
1.3.1.2 Métodos Empíricos para Construir la Curva de Afluencia IPR. Estado Yacimiento Subsaturado.....	33
1.4 Descripción general de Campo Velasquez y de los 5 pozos de alto potencial propuestos.....	42
1.4.1 Localización e Historia de Campo Velasquez.....	42
1.4.2 Geología de Campo Velásquez.....	46
1.4.3 Propiedades generales de Campo Velásquez.....	50
1.4.4 Descripción de los 5 pozos de alto potencial de Campo Velasquez.....	52
1.4.4.1 Pozo Velásquez # 056.....	52
1.4.4.2 Pozo Velásquez # 156.....	56
1.4.4.3 Pozo Velásquez # 170.....	60
1.4.4.4 Pozo Velásquez # 265.....	64
1.4.4.5 Pozo Velásquez # 267.....	68

2. DISEÑOS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	72
2.1 Pozo VEL-056.....	72
2.2 Pozo VEL-156.....	77
2.3 Pozo VEL-170.....	83
2.4 Pozo VEL-265.....	88
2.5 Pozo VEL-267.....	93
3. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR DE CADA POZO PARA EVALUAR LA EFECTIVIDAD DEL CAMBIO EN TÉRMINOS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO.	98
3.1 Curva IPR Pozo VEL-056.....	98
3.2 Curva IPR Pozo VEL-156.....	99
3.3 Curva IPR Pozo VEL-170.....	100
3.4 Curva IPR Pozo VEL-265.....	101
3.5 Curva IPR Pozo VEL-267.....	102
4. EVALUACION ECONÓMICA DE LOS CAMBIOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	103
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES.....	112
BIBLIOGRAFIA	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Equipos de superficie Bombeo Mecánico	17
Figura 2 Funcionamiento básico del Bombeo Mecánico.....	18
Figura 3 Configuración típica del sistema de levantamiento por Cavidades Progresivas PCP.....	22
Figura 4 Geometría característica y representación esquemática de una PCP.....	23
Figura 5 Geometría Considerada para flujo Lineal.	27
Figura 6 Geometría Considerada para flujo Radial.....	28
Figura 7 Curva de Oferta IPR, Típica para una simple fase de flujo	32
Figura 8 Curva IPR adimensional	34
Figura 9 Familia de curvas IPR, dependientes del coeficiente b.....	36
Figura 10 Comportamiento Típico de la curva IPR, para un yacimiento sub-saturado y saturado.	38
Figura 11 Combinación del índice de productividad y el método de Vogel.....	39
Figura 12 Prueba de cuatro puntos, Ecuación de Fetkovich.....	41
Figura 13 Mapa de Colombia – Ubicación General Campo Velásquez	45
Figura 14 Sección Estratigráfica Típica Campo Velásquez.	49
Figura 15 Mapa ubicación pozo productor V-056 vs pozo monitor.	52
Figura 16 Grafica Producción Histórica pozo V-056.	54
Figura 17 Estado Mecánico Actual del pozo V-056.	55
Figura 18 Mapa ubicación pozo productor V-156 vs pozo monitor.	56
Figura 19 Grafica Producción Histórica pozo V-156	58
Figura 20 Estado Mecánico Actual del pozo V-156.	59

Figura 21 Mapa ubicación pozo productor V-170 vs pozo monitor.	60
Figura 22 Grafica Producción Histórica pozo V-170.	62
Figura 23 Estado Mecánico Actual del pozo V-170.	63
Figura 24 Mapa ubicación pozo productor V-265 vs pozo monitor.	64
Figura 25 Grafica Producción Histórica pozo V-265.	65
Figura 26 Estado Mecánico Actual del pozo V-265.	67
Figura 27 Mapa ubicación pozo productor V-267 vs pozo monitor.	68
Figura 28 Grafica Producción Histórica pozo V-267.	70
Figura 29 Estado Mecánico Actual del pozo V-267.	71
Figura 30 Dinagrama pozo VEL-056 antes del cambio del sistema de levantamiento.....	72
Figura 31 Configuración Diseño Pozo VEL-056 con Cavidades progresivas.	76
Figura 32 Dinagrama pozo VEL-156 antes del cambio del sistema de levantamiento.....	77
Figura 33 Trayectoria del pozo VEL-156 vista en diferentes perspectivas. Fuente: Rod Star-D.....	80
Figura 34 Configuración Diseño Pozo VEL-156 con Cavidades progresivas.	82
Figura 35 Dinagrama pozo VEL-170 antes del cambio del sistema de levantamiento.....	83
Figura 36 Configuración Diseño Pozo VEL-170 con Cavidades progresivas.	87
Figura 37 Dinagrama pozo VEL-265 antes del cambio del sistema de levantamiento.....	88
Figura 38 Configuración Diseño Pozo VEL-265 con Cavidades progresivas.	92
Figura 39 Dinagrama pozo VEL-267 antes del cambio del sistema de levantamiento.....	93

Figura 40 Configuración Diseño Pozo VEL-267 con Cavidades progresivas. Fuente: PC-PUMP.	97
Figura 41 Flujo de caja para el proyecto de cambio de sistema artificial de bombeo mecánico a PCP.	104
Figura 42 Flujo de caja en USD\$ inversión vs retorno.....	105
Figura 43 Sensibilidad BS&W con incremento de 5 puntos porcentuales.	106

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Unidades Comúnmente Utilizadas por la Ley de Darcy.....	27
Tabla 2 Efecto del logaritmo Natural sobre la relación r_r / r_w	31
Tabla 3 Propiedades de porosidad y permeabilidad generales, Campo Velásquez.	50
Tabla 4 Parámetros Generales formaciones Productoras Campo Velásquez.	51
Tabla 5 Eventos de Falla Work Over y Well Service del pozo V-056 con Bombeo Mecánico.	53
Tabla 6 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-056 con Cavidades Progresivas PCP.....	53
Tabla 7 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-156 con Bombeo Mecánico	57
Tabla 8 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-156 con Cavidades Progresivas PCP.....	57
Tabla 9 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-170 con Bombeo Mecánico	60
Tabla 10 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-170 con Cavidades Progresivas PCP.....	61
Tabla 11 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-265 con Bombeo Mecánico.	65
Tabla 12 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-267 con Bombeo Mecánico.	69
Tabla 13 Resultados del diseño pozo VEL-056 con Bombeo Mecánico.....	74
Tabla 14 Resultados del diseño pozo VEL-156 con Bombeo Mecánico.....	79
Tabla 15 Resultados del diseño pozo VEL-170 con Bombeo Mecánico.....	85
Tabla 16 Resultados del diseño pozo VEL-265 con Bombeo Mecánico.....	90
Tabla 17 Resultados del diseño pozo VEL-267 con Bombeo Mecánico.....	95

Tabla 18 Curva IPR del pozo VEL-056	99
Tabla 19 Curva IPR del pozo VEL-156	100
Tabla 20 Curva IPR del pozo VEL-170	101
Tabla 21 Curva IPR del pozo VEL-265	102
Tabla 22 Curva IPR del pozo VEL-267	103
Tabla 23 Relación de costos completamiento típico pozo en cavidades progresivas y Bombeo Mecánico	107
Tabla 24 Relación de gastos de inversión y costos de operación de los cambios de sistemas de lavantamiento artificial en los años 20112 al 2013.....	108
Tabla 25 Relación de gastos de Inversión y costos de operación de los cambios de sistemas de lavantamiento artificial en el año 2014.....	109

RESUMEN

TITULO: “EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A 5 POZOS DE ALTO POTENCIAL PRODUCTIVO DE CAMPO VELASQUEZ”*

AUTOR: DIEGO ARMANDO RODRIGUEZ REYNA**

PALABRAS CLAVES: Bombeo Cavidades progresivas, Bombeo Mecánico, crudo, diseño bomba, índice de productividad, Valor presente Neto.

DESCRIPCIÓN:

En la industria del petróleo continuamente se buscan optimizar los sistemas y equipos de producción instalados en pozos y facilidades, con el fin de incrementar los caudales de crudo y de esta forma tener un retorno más eficiente de la inversión. El punto clave para optimizar y generar un incremento de producción más rápido, son los pozos y los equipos de fondo instalados. En Campo Velasquez se tiene identificados 5 pozos los cuales operan con sistemas de levantamiento artificial poco robustos (Bombeo Mecánico) para el comportamiento de aporte de fluido que muestran históricamente y aun no se ha realizado ninguna acción para su mejoramiento. Las intervenciones en estos pozos se han desarrollado bajo esquemas tradicionales sin utilizar técnicas formales que incluyan un plan de optimización soportado en conceptos técnicos. La demora en desarrollar un plan de acción en estos pozos se debe a la falta de recursos y el temor de utilizar nuevos sistemas de levantamiento artificial que conlleven a una operación y extracción de fluido más eficiente.

El presente trabajo de monografía presentará técnicamente una recopilación de datos históricos de operación y producción de los 5 pozos de Campo Velasquez, antes y después del cambio de los sistemas de levantamiento artificial (de Bombeo Mecánico a PCP) y sus incidencias en el comportamiento de las curvas IPR, así mismo, se entregarán los diseños de los sistemas de levantamiento artificial utilizando software especializados tales como ROD STAR y PC PUMP. Con esta información se desarrollará un análisis económico a partir de los costos realizados en los cambios de sistemas de levantamiento vs producción incremental, para determinar si la intervención es exitosa y evaluar el impacto económico generado por dicho cambio, utilizando los conceptos de TIR y VPN.

* Monografía de Especialización

** Ingeniero de Petróleos. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: Ing. Olga Patricia Ortiz Cancino.

SUMMARY

TITLE: “TECHNICAL AND ECONOMIC CHANGE OF ARTIFICIAL LIFT SYSTEM EVALUATION OF 5 HIGH PRODUCTIVE POTENTIAL WELLS IN THE FIELD VELASQUEZ”*

AUTHOR: DIEGO ARMANDO RODRIGUEZ REYNA**

KEYWORDS: Rod Sucker pump, Progressive cavity pump, oil, design pump, index production, internal rate of return.

DESCRIPTION:

In the oil industry continually seek to optimize production systems and equipment installed in wells and facilities, in order to increase the flow of oil and thus a more efficient return on investment. The key to optimizing and generating increased fastest production point are wells and downhole equipment installed. In Velasquez Field has identified 5 wells which operate systems are not robust artificial lift (Rod Sucker Pump) for the behavior of fluid intake and even show historically has not taken any action for improvement. Interventions in these wells have been developed under traditional schemes without using formal techniques that include an optimization plan supported on technical concepts. The delay in developing a plan of action in these wells is due to the lack of resources and fear of using new artificial lift systems that lead to a transaction and more efficient fluid extraction.

This paper will present historical data collection operation and production of the 5 wells Velasquez Field before and after the change in artificial lift systems (Rod Sucker Pump and Progressive Cavity Pump) and its effects on the behavior of IPR curves, also, the designs of artificial lift systems will be delivered using specialized software such as ROD STAR & PC PUMP. With this information, an economic analysis was developed from costs incurred in changing systems vs incremental production survey to determine if the intervention is successful and assess the economic impact generated by the change, using the concepts of IRR and NPV.

* Monograph

** Petroleum Engineer. Physicochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Eng. Olga Patricia Ortiz Cancino.

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo continuamente se buscan optimizar los sistemas y equipos de producción instalados en pozos y facilidades, con el fin de incrementar los caudales de crudo y de esta forma tener un retorno más eficiente de la inversión. El punto clave para optimizar y generar un incremento de producción más rápido, son los pozos y los equipos de fondo instalados. En Campo Velasquez se tiene identificados 5 pozos los cuales operan con sistemas de levantamiento artificial poco robustos (Bombeo Mecánico) para el comportamiento de aporte de fluido que han mostrado históricamente y aun no se ha realizado ninguna acción para su mejoramiento. Las intervenciones en estos pozos se han desarrollado bajo esquemas tradicionales sin utilizar técnicas formales que incluyan un plan de optimización soportado en conceptos técnicos. La demora en desarrollar un plan de acción en estos pozos se debe a la falta de recursos y el temor de utilizar nuevos sistemas de levantamiento artificial que conlleven a una operación y extracción de fluido más eficiente.

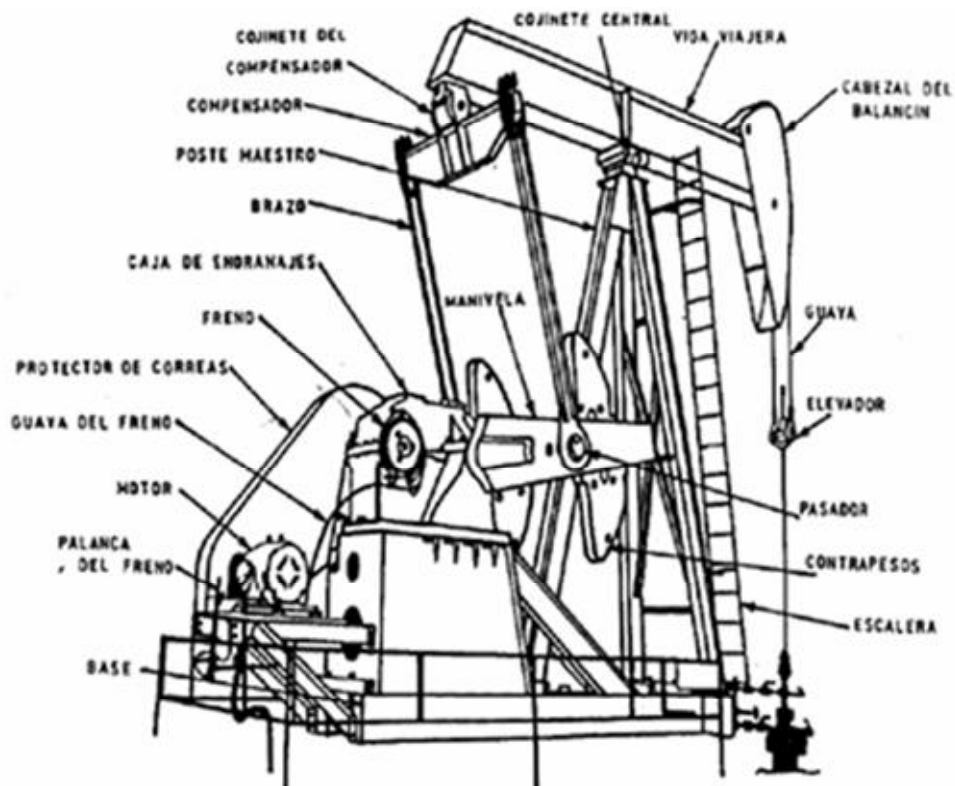
El presente trabajo de monografía presentará técnicamente una recopilación de datos históricos de operación y producción de los 5 pozos de Campo Velasquez, antes y después del cambio de los sistemas de levantamiento artificial (de Bombeo Mecánico a PCP) y sus incidencias en el comportamiento de las curvas IPR, así mismo, se entregarán los diseños de los sistemas de levantamiento artificial utilizando software especializados tales como ROD STAR y PC PUMP. Con esta información se desarrollará un análisis económico a partir de los costos realizados en los cambios de sistemas de levantamiento vs producción incremental, para determinar si la intervención es exitosa y evaluar el impacto económico generado por dicho cambio, utilizando los conceptos de Rentabilidad y VPN.

1. MARCO TEORICO

1.1 Sistemas de levantamiento Artificial Bombeo Mecánico¹.

Es el método de levantamiento artificial más usado a nivel mundial. Este método consiste en una bomba de subsuelo de acción recíprocante, que se abastece con energía producida a través de una sarta de varillas y mediante la energía rotativa suministrada por un motor eléctrico o de combustión interna, se convierte en movimiento axial recíprocante en la unidad de bombeo y desde allí a la sarta de varillas para la bomba de subsuelo. En la figura 1. Se muestran los equipos de superficie típicos de un sistema de bombeo mecánico.

Figura 1 Equipos de superficie Bombeo Mecánico



Fuente: Curso de bombeo mecánico TECNAZUCA, Tecno Asesores Zulia C.A.

¹ Presentación curso de bombeo mecánico TECNAZUCA, Tecno Asesores Zulia C.A.

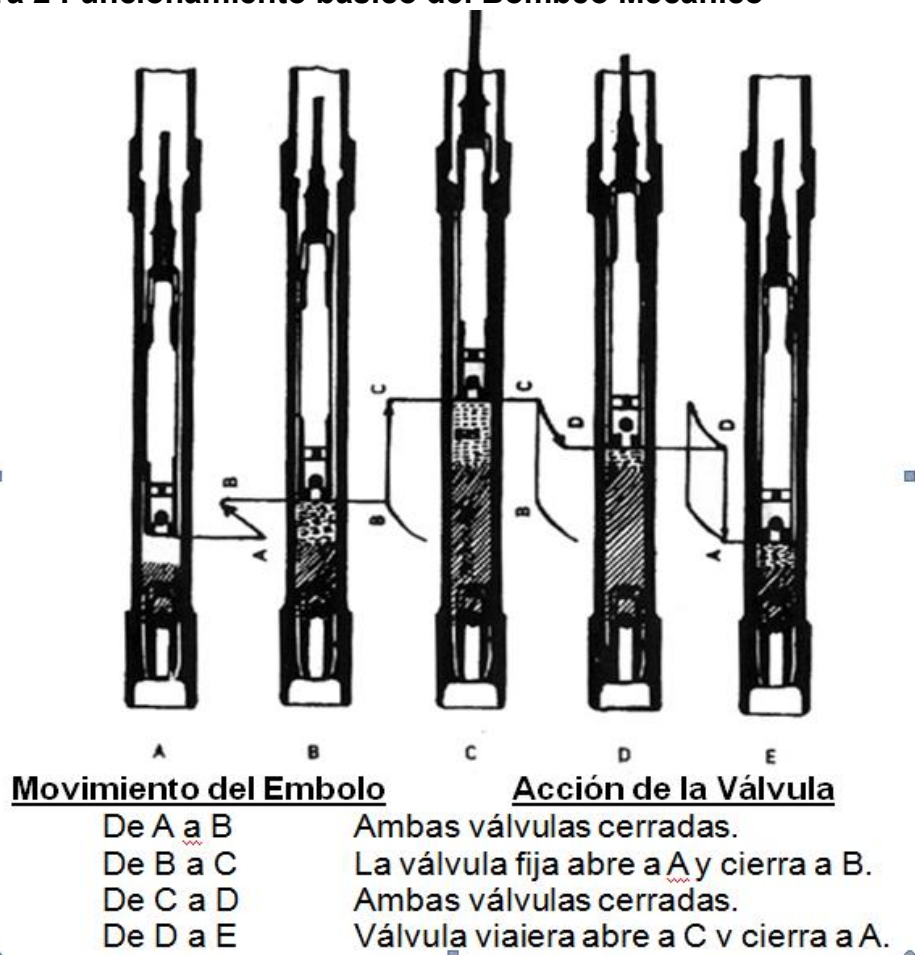
El equipo de fondo consta básicamente de:

- Tubería de producción, Varillas y Bomba de subsuelo.
- Niple de asiento.
- Ancla de gas y Ancla de tubería.
- Accesorios complementarios. - Tubo de Succión (Barro). - Filtro de Arena. - Barras de peso. - Ancla Antitorque.

Funcionamiento básico del bombeo

De acuerdo con el esquema mostrado en la figura 2, el funcionamiento de una bomba es el siguiente:

Figura 2 Funcionamiento básico del Bombeo Mecánico



Fuente: Curso de bombeo mecánico TECNAZUCA, Tecno Asesores Zulia C.A.

- A. Posición definida como punto muerto inferior y que ambas válvulas están cerradas.

- B. Al iniciarse la carrera ascendente, la válvula viajera permanece cerrada, porque la carga de la columna de fluido es transferida de la tubería de producción a la sarta de cabillas. La válvula fija abre tan pronto como la presión fluyente del pozo exceda a la del interior de la bomba. Las cabillas sufren un estiramiento y el pistón no se mueve hasta llegar al punto B.

- C. El pistón se mueve de B a C (final de la carrera ascendente), provocando una succión debajo de él y permite la entrada del fluido de la formación hacia la bomba. La válvula viajera continúa cerrada.

- D. Luego de llegar al punto muerto superior (C), inmediatamente comienza la carrera descendente, la válvula fija cierra debido al incremento de presión resultante por la compresión de los fluidos entre las válvulas. La viajera abrirá dependiendo del porcentaje de gas libre existente o llenado de la bomba; es decir, cuando la presión interna sea mayor a la ejercida por la columna de fluido sobre el pistón (punto D).

1.2 Sistemas de levantamiento Artificial Bombeo de Cavidades Progresivas PCP².

Las bombas de cavidades progresivas (PCP) representan un método de Levantamiento Artificial de crudos pesados, medianos y livianos que ofrece una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo. La geometría simple de este tipo de bombas constituidas principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico le confieren al sistema tales ventajas.

Las bombas de desplazamiento positivo se caracterizan por ofrecer un caudal constante (teóricamente) aunque se varíe la presión de descarga de la misma, lo que representa una de las mayores ventajas de este tipo de bombas. Adicionalmente mediante la tecnología de cavidades progresivas se pueden bombear fluidos con contenidos de agua, arena y parafinas.

Los esfuerzos realizados en investigación y desarrollo de bombas de cavidades progresivas han permitido desarrollar sistemas con elevada capacidad de producción y levantamiento. Es fundamental que se realice una adecuada selección del material elastomérico para garantizar un buen desempeño de la bomba por lo que este método de levantamiento artificial depende considerablemente de la disponibilidad de materiales elastoméricos para manejar fluidos de diversa naturaleza química.

Algunas fallas presentadas por los estatores elastoméricos de las bombas de cavidades progresivas (PCP) justifican la necesidad de identificar las causas de dichas fallas y establecer los controles necesarios sobre criterios de selección, diseño e instalación de bombas en los completamientos.

² NETZSCH 4 - Netzsch - Treinamento Bombas de Cavidades Progresivas REV03 14.06.2005.

* Informativo Técnico NdB/Mkt.04/Junho.2005.

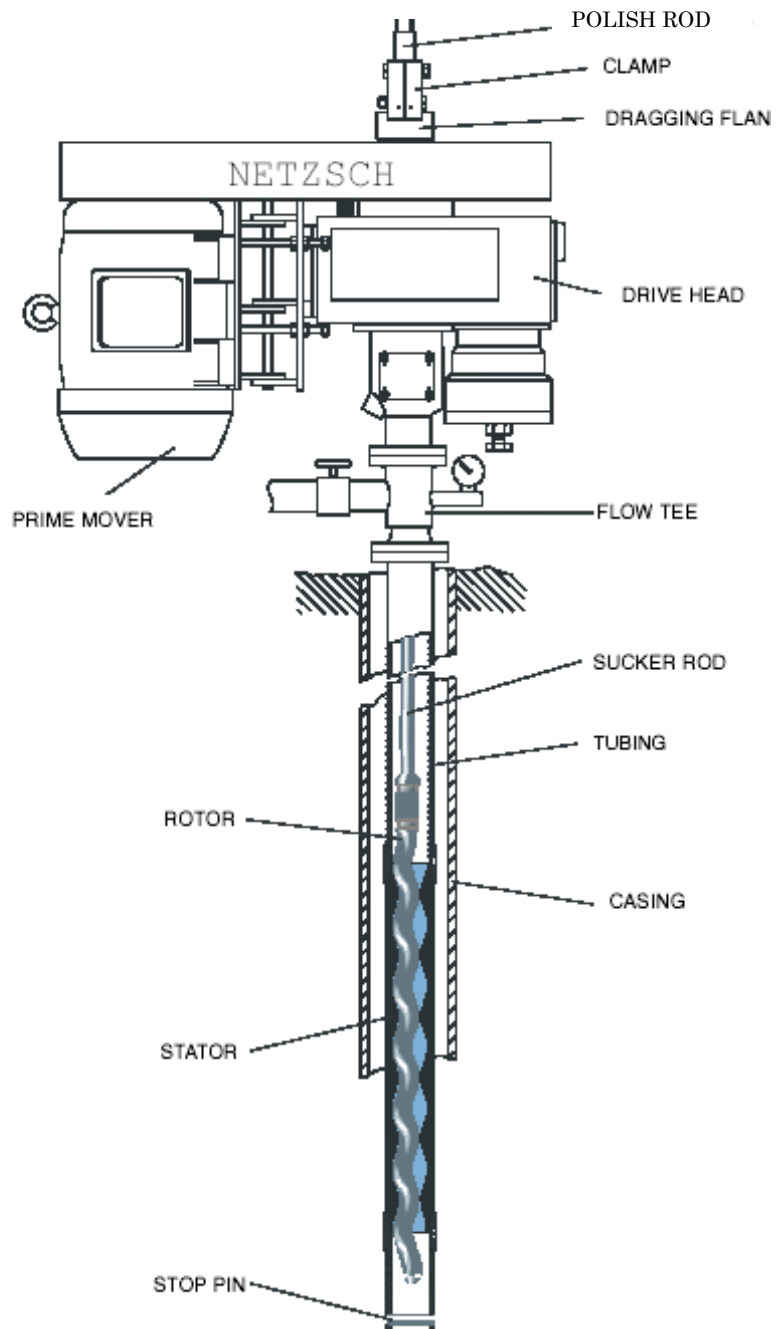
La bomba de cavidades progresivas está constituida por dos componentes operativos principales: El rotor y el estator. El rotor, que es la única parte móvil de la bomba es una pieza de metal pulido de alta resistencia, con forma de hélice simple o doble. El estator es una hélice doble o triple de elastómero sintético con el mismo diámetro del rotor adherido permanentemente a un tubo de acero.

Este tubo se encuentra conectado a la tubería de producción. El rotor está suspendido dentro del estator por la sarta de varillas y engrana en él con un espaciado controlado. A medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forman una serie de cavidades selladas, las cuales progresan desde la succión hasta la descarga durante el funcionamiento de la bomba.

Dichas cavidades se encuentran geométricamente separadas por un ángulo de 180° o 120° y poseen una sección transversal constante. Cuando ocurre la apertura de una cavidad, su cavidad opuesta se cierra simultáneamente y el área de flujo de la cavidad permanece invariable, independiente de la posición del rotor. Esto genera un flujo de desplazamiento positivo constante y no-pulsante.

En la figura 3, se presenta una configuración típica de estas bombas.

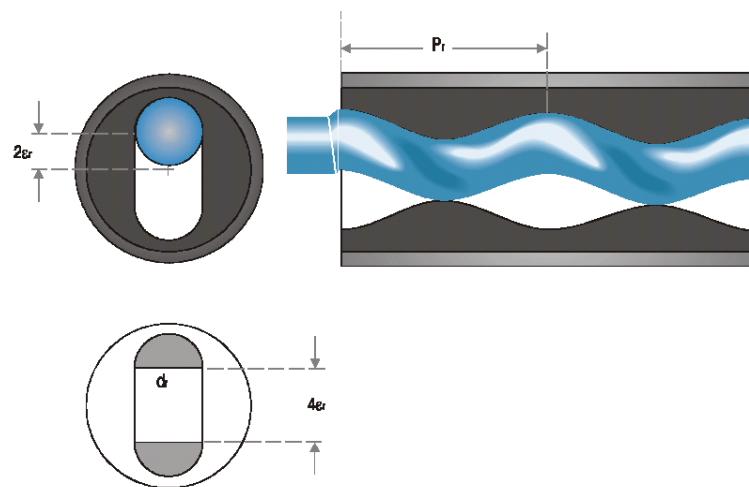
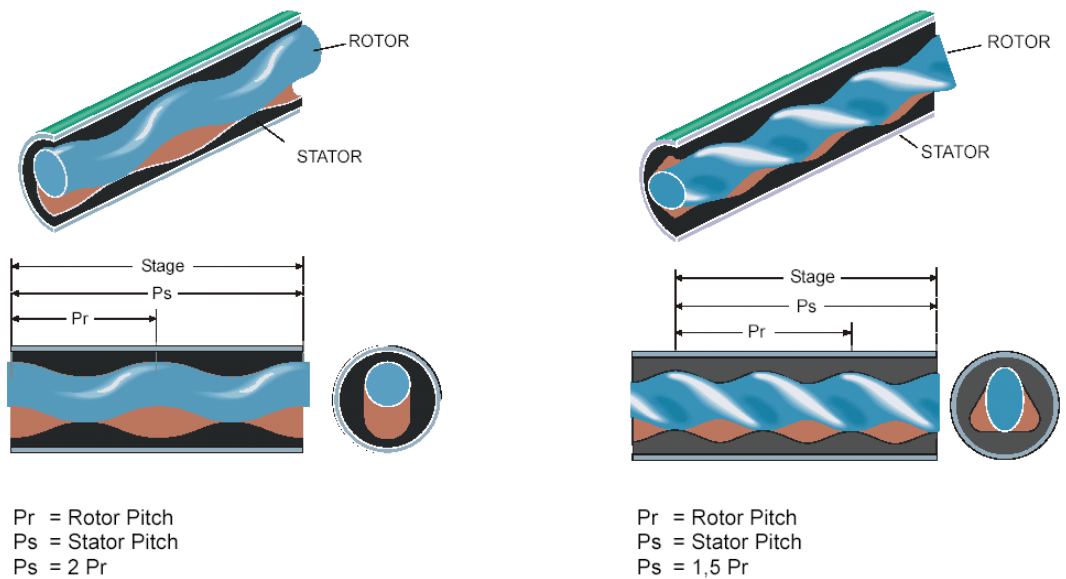
Figura 3 Configuración típica del sistema de levantamiento por Cavidades Progresivas PCP.



Fuente: NETZSCH Informativo Técnico NdB/Mkt.04/Junho.2005.

El desplazamiento durante el bombeo depende de la velocidad de rotación y de tres factores geométricos representados en la Figura 4 y 5: el diámetro de la sección transversal del rotor (d_r); la excentricidad o el radio de la hélice (e); y el paso del estator (P_s).

Figura 4 Geometría característica y representación esquemática de una PCP.



Fuente: NETZSCH Informativo Técnico NdB/Mkt.04/Junho.2005.

La geometría de este tipo de bombas resulta en una línea de sello completa para cada cavidad. La capacidad de presión del sistema depende directamente del número de etapas de la bomba. Cada etapa se diseña para operar eficientemente hasta un diferencial de presión determinado. Cuando la presión de operación de la bomba se aproxima a la operación máxima de diseño, la eficiencia volumétrica de la bomba disminuye debido al escurrimiento o fuga del fluido que se produce entre las cavidades. La magnitud de escurrimiento es directamente proporcional a la presión y secundariamente también depende de la velocidad.

A diferencia de otros sistemas de bombeo convencionales, el principio operacional que caracteriza el funcionamiento de las bombas de cavidades progresivas proporciona excelentes condiciones para el transporte de sólidos y fluidos gaseosos.

En aplicaciones que involucran el manejo de sólidos, es necesario tener en cuenta dos factores fundamentales: la velocidad y el número de etapas, donde el primero de ellos es el de mayor importancia. Particularmente, para el manejo de fluidos con alta abrasividad se requiere operar la bomba a bajas revoluciones. Bajo estas condiciones, la velocidad del fluido dentro de la bomba disminuye, lo que reduce la probabilidad de desgaste del estator elastomérico. En tal sentido, se ha determinado que una reducción en la velocidad operacional a la mitad puede incrementar cuatro veces la vida del estator. Con respecto al número de etapas, la selección de una bomba con un sobre dimensionamiento en el número de etapas reduce el desgaste por abrasión debido a que se disminuye la presión por etapa y como consecuencia la magnitud del escurrimiento.

1.3 Construcción de curvas IPR³

A menudo la producción de un pozo puede ser restringida severamente por el desempeño de un solo componente del sistema. Si el efecto de cada componente sobre el comportamiento del sistema puede ser aislado para realizar análisis, el desempeño del sistema podrá ser optimizado en una forma más económica.

Comúnmente, la expresión “Inflow Performance Relationship IPR “o curva de Comportamiento de Afluencia es utilizada para definir la relación entre la tasa de producción de petróleo en superficie y su correspondiente presión de fondo fluyente.

La experiencia ha demostrado que mucho dinero puede ser desperdiciado en operaciones de estimulación de la formación, cuando la capacidad de producción del pozo está siendo restringida dado que la línea de flujo ó la tubería de producción son demasiado pequeñas.

1.3.1 Comportamiento de Afluencia en Pozos Productores de Petróleo

1.3.1.1 Ley de Darcy (1856) Estado Yacimiento Saturado.

Para estimar la caída de presión que ocurre a través del medio poroso, se hace necesario desarrollar una expresión matemática que exprese las pérdidas de energía o presión, debido a fuerzas de corte viscoso o fricción, como una función de la velocidad o tasa de flujo. Aunque la forma de la ecuación puede ser bastante diferente dependiendo del tipo de fluido, la ecuación base sobre la cual la mayoría de los modelos se sustenta es universalmente conocida como la Ley de Darcy. En 1856, mientras realizaba experimentos para el diseño de un filtro de arena para la purificación del agua, Darcy estableció que para una tasa de flujo dada, la

³ MODULO II – COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA. ISBN: 978-980-12-2581-2. Dep. Legal No LF06120075002073.

velocidad de flujo v era directamente proporcional a la caída de presión a través del filtro mismo. De acuerdo a la ley de Darcy, v se encuentra definida como:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL}$$

Ecuación. (1.1)

La Ec. 1.1 puede también ser expresada en términos de tasa de flujo volumétrico q , como:

$$q = v A = - \frac{k A}{\mu} \frac{dp}{dL}$$

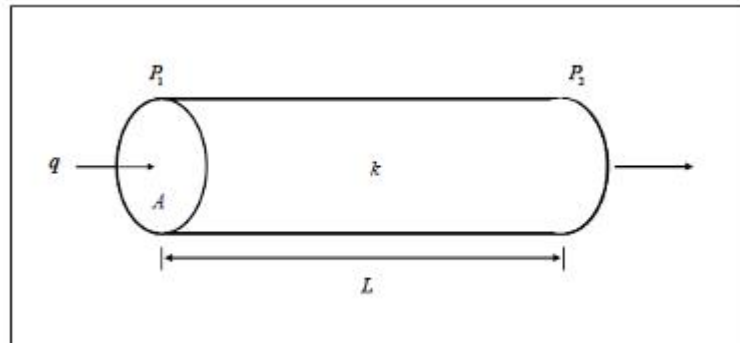
Ecuación. (1.2)

donde v es la velocidad aparente del fluido. k y μ representan la permeabilidad del medio poroso y la viscosidad del fluido, respectivamente. El término dp/dL no es más que el gradiente de presión en la dirección de flujo y es considerado negativo. Aunque los experimentos fueron llevados a cabo solo en la dirección vertical descendente, la expresión también resultó válida para flujo horizontal: condición de particular interés en la industria petrolera mundial. Es importante resaltar que los experimentos considerados por Darcy involucraban el uso de un único fluido (agua) y que el filtro de arena se encontraba saturado completamente por este fluido. Por lo tanto, los efectos de la densidad y viscosidad del fluido sobre el comportamiento de flujo no fueron considerados. La única variación considerada en los experimentos de Darcy fue el cambio del tipo de empaque de arena, el cual tenía el efecto de alterar el valor de la permeabilidad k . Sobre la base de la forma geométrica presentada en Figura. 5 y asumiendo flujo lineal y que la permeabilidad, viscosidad y tasa de flujo volumétrica son independiente de presión, la Ecuación. 1.2 puede ser integrada, resultando:

$$q = \frac{C k A}{\mu L} (P_1 - P_2).$$

Ecuación. (1.3)

Figura 5 Geometría Considerada para flujo Lineal.



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

La constante C representa el factor de conversión: 1.0 para unidades Darcy y $1.127 \cdot 10^{-3}$ para unidades de campo. La Tabla 1. presenta las unidades comúnmente utilizadas por la ley de Darcy.

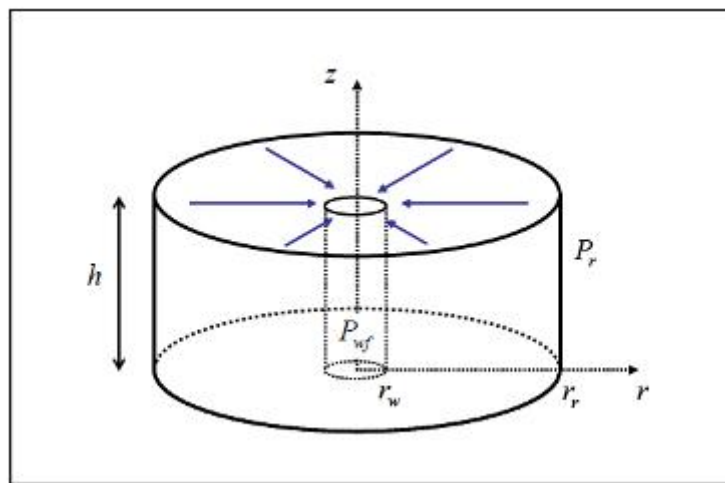
Tabla 1 Unidades Comúnmente Utilizadas por la Ley de Darcy.

Variable	Símbolo	Unidades	
		Darcy	Campo
Tasa de Flujo	q	cm ³ /Seg	BD
Permeabilidad	K	Darcys	mD
Área	A	cm ²	pies ²
Presión	P	atm	Lpc
Viscosidad	μ	cps	cps
Longitud	L, x, r	cm	pies

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

Por razones prácticas, la Ecuación. 1.2 ha sido adaptada a condiciones de flujo radial, similares a las mostradas en Figura. 6, donde el fluido presente en el yacimiento converge en el fondo del pozo. En este caso, el área abierta al flujo no podrá ser considerada constante y por lo tanto deberá ser incluida en la integración de la Ecuación. 1.2.

Figura 6 Geometría Considerada para flujo Radial.



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

Bajo condiciones de flujo monofásico, generalmente se asume que el petróleo es ligeramente compresible. En consecuencia, pequeños cambios de q con presión podría ser manejado sencillamente por el factor de volumétrico de formación B . Por otra parte, también podría asumirse que el término $k / (\mu B)$ es independiente de la presión. En consecuencia, la integración de la Ecuación. 1.2, bajo las condiciones anteriormente mencionadas, permitiría definir la siguiente expresión matemática, válida para una fase cualquiera k y en unidades de campo, como:

$$q_k = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} k_k h (P_r - P_{wf})}{\mu_k B_k \ln(r_r / r_w)}$$

Ecuación. (1.4)

donde q representa la tasa de flujo, en BD. k y h representan la permeabilidad efectiva y el espesor del yacimiento, en mD y pies, respectivamente. μ y B son la viscosidad y el factor volumétrico de la formación, en cps y Bbl / Bn, respectivamente. r_r y r_w son el radio de drenaje del yacimiento y del pozo, respectivamente, expresado en pies. P_r y P_{wf} son la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo fluyente frente a la cara de la arena, respectivamente, expresado en PSI. La Ecuación. 1.4 es válida para condiciones de estado estable y flujo laminar, en un pozo ubicado en el centro de un área de drenaje circular como el mostrado en Figura. 6.

La permeabilidad k es una propiedad del medio poroso y representa una medida de la capacidad que el medio posee para transmitir fluidos a través de éste. Por simple analogía con conductores eléctricos, la permeabilidad representa el recíproco de la resistencia que el medio poroso ofrece a que fluyan los fluidos. La unidad de medición es el Darcy, la cual es la conductividad de la roca a un fluido que la satura en un 100%, que tiene una viscosidad de 1 cp y que fluye en un régimen laminar con una velocidad de 1 cm/seg, bajo un gradiente de presión de 1 atm/cm. Los valores de permeabilidad k de una formación pueden obtenerse mediante pruebas de laboratorio a núcleos convencionales o muestras de pared, aunque los valores obtenidos de estos últimos pueden resultar engañosos y por lo general no corresponden a los valores obtenidos de núcleos convencionales. Algunos intentos se han realizado para obtener valores de permeabilidad a partir de registros eléctricos, pero hasta el presente ninguno de éstos puede ser considerado como exitoso, cuantitativamente. El espesor de la zona productora h puede ser estimado a partir de registros eléctricos o, en algunos casos, de

registros de perforación y núcleos convencionales. La aplicación de la ley de Darcy considera a h igual al espesor vertical de la arena productora. En aquellas arenas donde claramente se pueda diferenciar zonas contentivas de agua, el valor de h estará referido solamente al espesor de la arena contentiva de hidrocarburo. La presión promedio del yacimiento P_r generalmente es conocida y su valor puede ser estimado mediante pruebas de restauración de presión. Algunas veces, su valor también puede inferirse a partir de la medición del nivel estático del fluido almacenado en el espacio anular del pozo.

A partir de un análisis de presión, volumen y temperatura PVT realizada en un laboratorio a los fluidos producidos por el pozo, se puede estimar los valores de viscosidad μ y factor volumétrico B . Sin embargo, algunas veces no es posible obtener muestras representativas de estos fluidos para su estudio respectivo, por lo que se hace necesario estimar algunas propiedades físicas de los fluidos por analogías o mediante el uso de correlaciones empíricas.

Determinar exactamente el radio de drenaje r_r del yacimiento es definitivamente una tarea difícil de realizar. Generalmente, se posee un estimado de su valor real, el cual puede depender del espaciamiento entre pozos y de la forma geométrica considerada en el yacimiento. Sin embargo y sobre la base de la Ecuación. 1.4, cualquier error que se cometa en su determinación el mismo es amortiguado por el logaritmo natural de r_w / r_r , tal como puede ser apreciado en Tabla 2.

Tabla 2 Efecto del logaritmo Natural sobre la relación r_r / r_w

Logaritmo Natural (r_r/r_w)	
$r_w = 0.5 \text{ Pie}$	
r_r (Pies)	$\text{Ln}(r_r/r_w)$
500	6.91
1000	7.60
2000	8.29
5000	9.21
10000	9.90

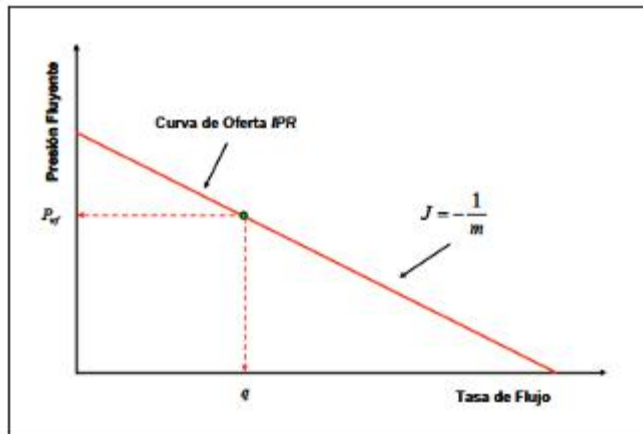
Fuente: MODULO II – COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA. ISBN: 978-980-12-2581-2

r_w representa el radio del pozo y se encuentra referido únicamente al diámetro del hoyo perforado. Su valor puede ser obtenido directamente del registro del cáliper. En caso de que no se disponga del registro, el tamaño de la barrena de perforación podrá ser asumido igual a r_w . La Ecuación. 1.4 muestra claramente que la tasa volumétrica de flujo q es directamente proporcional a la caída de presión en el yacimiento ($P_r - P_{wf}$). Por lo tanto, la representación gráfica de Ecuación. 1.4 definirá una línea recta, tal como puede apreciarse en Figura. 7. La constante de proporcionalidad, conocida comúnmente como Índice de Productividad J , define la relación entre la tasa de flujo a la caída de presión en el yacimiento. En otras palabras, J se encuentra dado por:

$$J = \frac{7.0810^{-3} k_i h}{\mu_i B_i \ln(r_r/r_w)} = \frac{q_i}{(P_r - P_{wf})}$$

Ecuación. (1.5)

Figura 7 Curva de Oferta IPR, Típica para una simple fase de flujo



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

Sobre la base de la Figura. 7 y/o la Ecuación. 1.5, se pueden establecer algunas importantes observaciones:

- El índice de productividad J representa el inverso de la pendiente de la recta.
- Cuando la presión de fondo fluuyente P_{wf} es igual a la presión promedio del yacimiento P_r , no existirá afluencia de fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir $q_k=0$, ya que no existirá algún diferencial de presión a través de la arena productora.
- La máxima tasa de flujo q_{kmax} corresponderá al valor de $P_{wf}=0$. En la práctica, esta condición jamás podrá ser generada ya que P_{wf} debería ser igual a cero frente a la cara de la arena. Sin embargo, su valor es una referencia obligada en la industria petrolera, particularmente al comparar el potencial de diferentes pozos en una misma área.
- La experiencia de campo ha comprobado que bajo condiciones de yacimiento sobresaturado, la Ecuación. 1.5 aplica perfectamente.
- El índice de productividad es un concepto muy útil para describir el potencial del pozo, ya que combina simultáneamente las propiedades del

fluido y roca, así como las formas geométricas del yacimiento, dentro de una simple constante.

Generalmente, el índice de productividad J viene expresado en BD/psi . Por otra parte, resulta importante resaltar que el concepto de flujo estable involucra una constante productividad en particular, lo que asume la condición de semi-estado estable. La condición anteriormente mencionada asume que el volumen entero de drenaje de un pozo contribuye totalmente a la producción.

1.3.1.2 Métodos Empíricos para Construir la Curva de Afluencia IPR. Estado Yacimiento Subsaturado.

La determinación de la IPR es posible si el valor de todas y cada una de las variables envueltas es conocido. Sin embargo, suficiente y exacta información de yacimiento raramente existe. De hecho, bajo condiciones de flujo multifásico, la solución puede no ser sencilla y la forma más exacta sería resolver las ecuaciones que gobiernan el flujo a través del medio poroso mediante el uso de algún simulador. En campo, algunos métodos empíricos pueden ser usados para estimar la IPR de manera sencilla. La mayoría de estos métodos tan solo requieren de al menos una prueba estabilizada del pozo, como tasa de producción y su respectiva presión fluyente.

Método de Vogel (1968)

Mediante el uso de un computador, Vogel calculó curvas de IPR para pozos productores de petróleo pertenecientes a yacimientos por empuje de gas en solución. Estas curvas cubrieron un amplio rango de propiedades PVT, permeabilidades relativas, espaciamiento de pozos y factores de daño. Entre las suposiciones del método, se destacan:

Eficiencia de flujo EF igual al 100%

Flujo radial uniforme;

Medio poroso uniforme e isotrópico;

Los efectos debido a segregación gravitacional y compresibilidad de roca y agua son despreciados;

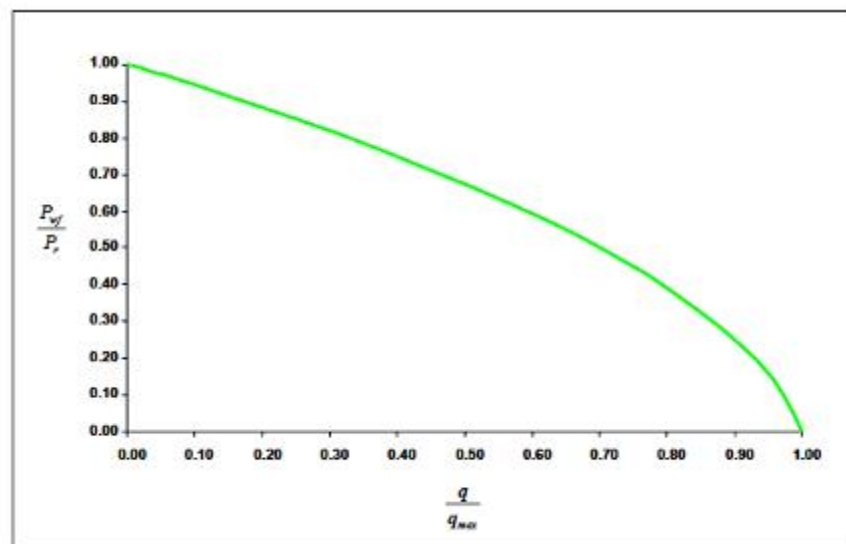
$P_r \leq P_b$;

%AyS = 0.

No considera los efectos del factor de daño de la formación

Sobre la base del método propuesto por Weller (1966) para generar curvas de IPR, Vogel graficó diferentes IPR como una función de la presión y tasa de flujo adimensional. La presión adimensional es definida como la presión de fondo fluyente dividida por la presión promedio del yacimiento P_{wf} / P_r . La tasa de flujo adimensional es definida como la tasa de flujo a una determinada P_{wf} dividida para la tasa de flujo máxima que ocurriría cuando $P_{wf} = 0$, en otras palabras q / q_{max} . Para cualquier condición de yacimiento estudiada, Vogel encontró que la curva IPR adimensional tenía una forma similar a la observada en Figura. 8.

Figura 8 Curva IPR adimensional



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

Sobre la base de la curva observada en Figura. 8, Vogel propuso la siguiente ecuación matemática que relaciona la tasa de flujo y presión de fondo fluyente adimensional.

$$\frac{q}{q_{\max}} = a + b \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + c \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2.$$

Ecuación. (1.6)

Los coeficientes a, b y c pueden obtenerse a partir de las siguientes condiciones de borde, resultantes de la Figura. 8

$$q = q_{\max} \text{ válido para } P_{wf} = 0.$$

$$q = 0 \text{ válido para } P_{wf} = P_r.$$

Sobre las condiciones anteriormente mencionadas, resulta claro definir los valores de los coeficientes:

$$a = 1 \quad \text{y} \quad c = -(1 + b).$$

La Ecuación. 1.6 puede reescribirse como:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 + b \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 + b) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2.$$

Ecuación. (1.7)

Al graficar la Ecuación. 1.7, es posible definir una gran familia de curvas como las observadas en Fig. 9, dependientes del coeficiente b. Físicamente hablando, los valores posibles de b varían únicamente entre - 1.0 y 0. De acuerdo a resultados numéricos de diferentes simulaciones obtenidos por Vogel, el valor más

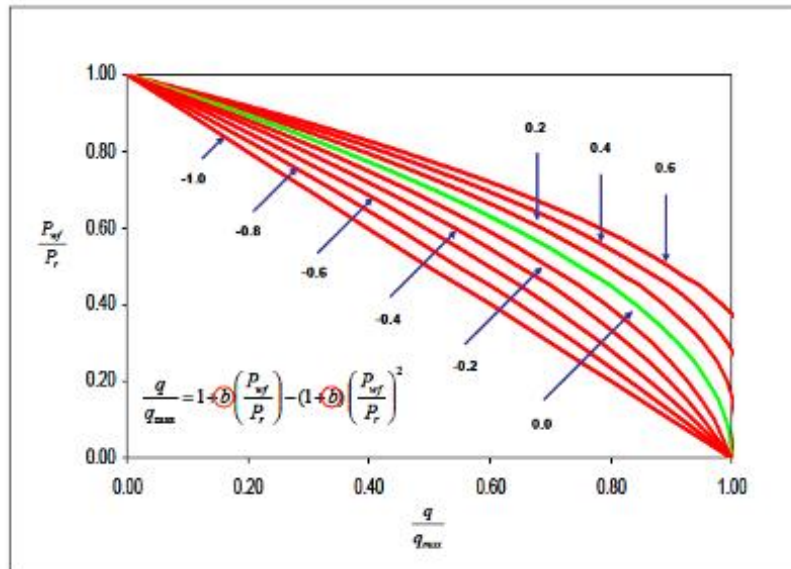
representativo del coeficiente b es igual a - 0.2. En consecuencia, la ecuación propuesta por Vogel para predecir el flujo de fluidos a través de un medio poroso y bajo condiciones de flujo bifásico se encuentra dada por:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Ecuación. (1.8)

Como fue descrito anteriormente, la Ecuación. 1.8, propuesta por Vogel, es válida para la condición de $P_{wf} \leq P_b$. Sin embargo, existirán yacimientos cuya presión promedio de yacimiento P_r se encuentre por encima de la presión de burbuja P_b y en este caso se deberá entonces combinar las soluciones existentes tanto para flujo monofásico (ley de Darcy o semi-estado estable) como para flujo bifásico (Vogel).

Figura 9 Familia de curvas IPR, dependientes del coeficiente b.



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

Si se considera un yacimiento sub-saturado ($P_r > P_b$), resultaría claro distinguir de la curva IPR una sección recta y otra curva, tal como puede apreciarse en Fig. 10. Para la parte curva, se podría definir la siguiente ecuación matemática, a partir de la ecuación de Vogel y en función de las condiciones mostradas:

$$\frac{q - q_b}{q_{\max} - q_b} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2.$$

Ecuación. (1.9)

Al derivar la Ecuación. 1.9 con respecto a la presión de fondo fluyente (d / dP_{wf}), se obtendría la siguiente ecuación válida para estimar el índice de productividad J:

$$J = -\frac{dq}{dP_{wf}} = (q_{\max} - q_b) \left[\frac{0.2}{P_b} + 1.2 \frac{P_{wf}}{P_b^2} \right].$$

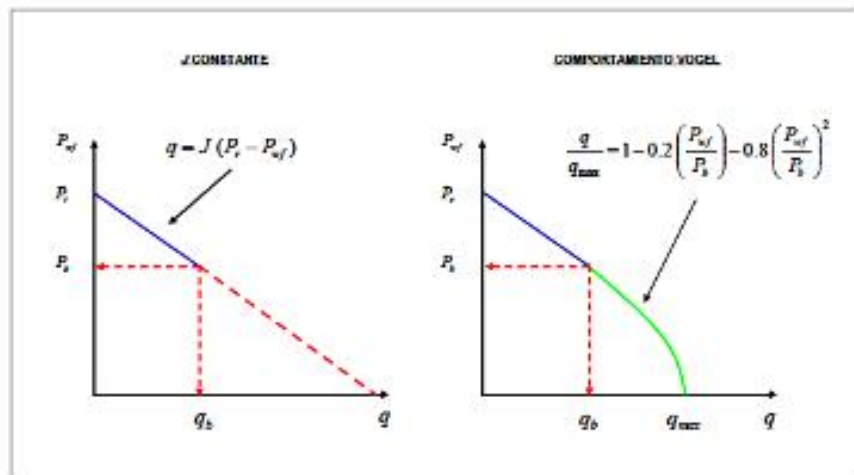
Ecuación. (1.10)

Evaluando el índice de productividad J en el punto en común entre ambas curvas ($P_{wf} = P_b$), la Ec. 1.10 finalmente podría ser escrita como:

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

Ecuación. (3.11)

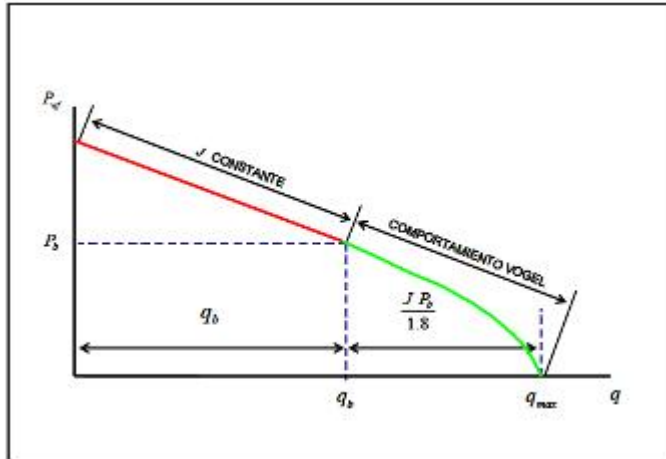
Figura 10 Comportamiento Típico de la curva IPR, para un yacimiento sub-saturado y saturado.



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

En consecuencia, el sistema de ecuaciones a resolver para la construcción de la curva de comportamiento de afluencia en un yacimiento sub saturado ($P_r > P_b$) estaría definido por las Ecuaciones. 1.5, 1.9 y 1.11. La Figura. 11 muestra la forma típica de una curva IPR de un yacimiento sub-saturado.

Figura 11 Combinación del índice de productividad y el método de Vogel.



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

Una de las ventajas del método de Vogel es que la curva de afluencia IPR puede ser obtenida a partir de una simple prueba de producción del pozo. Aunque el método fue desarrollado para yacimientos por empuje de gas en solución, la ecuación ha mostrado también aceptables resultados en yacimientos con otros tipos de mecanismos de empuje. Por otra parte, el método puede también ser aplicado a pozos que producen simultáneamente agua, petróleo y gas, ya que el incremento en la saturación del gas reduciría la permeabilidad relativa al agua. En este caso, la tasa de producción debe ser reemplazada por una tasa líquida ($q_i = q_o + q_w$). La efectividad de la ecuación propuesta por Vogel ha sido comprobada en pozos productores con un corte de agua de hasta 97%.

Método de Fetkovich (1973)

Fetkovich propuso un método para calcular la IPR en pozos de petróleo, utilizando el mismo tipo de ecuación que ha sido utilizada por años para analizar pozos productores de gas. Esta técnica ha sido corroborada a través de pruebas isocronales (isochronal) y estabilizadas (flow-after-flow). Las pruebas de flujo

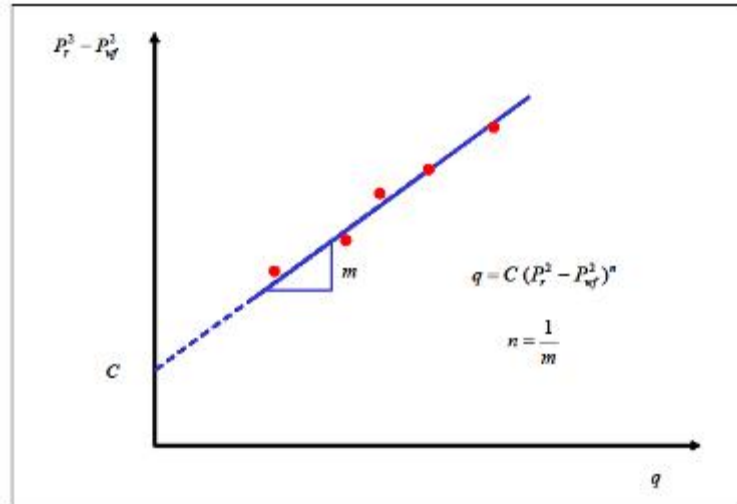
isocronales son pruebas cortas de flujo, de igual tiempo de duración, con cada prueba de flujo separada mediante un período de cierre que permite la restauración momentánea de la presión en las cercanías del pozo. Las pruebas estabilizadas consisten en colocar un pozo en producción hasta alcanzar una presión fluyente estabilizada, la cual deberá ser medida. Una vez logrado esto, la tasa de producción es nuevamente cambiada y el procedimiento se repite para diferentes tasas. Es igualmente válida para yacimientos saturados y subsaturados, con permeabilidades entre 6 – 100 mD. El método de Fetkovich utiliza la misma ecuación generalizada utilizada para pozos de gas y la cual se encuentra dada por:

$$q = C (P_r^2 - P_{wf}^2)^n ,$$

Ecuación. (1.12)

donde C representa el coeficiente de flujo. El exponente n es el inverso de la pendiente y depende de las características del pozo. Los valores de C y n deben ser estimados a partir de pruebas de campo para de esta manera poder generar la curva IPR. De acuerdo a la Ecuación. 1.12, se requiere al menos de dos pruebas para estimar C y n , asumiendo que la presión del yacimiento P_r sea conocida. Sin embargo, ha sido costumbre el usar al menos cuatro pruebas de flujo para determinar ambas constantes y reducir de esta manera la posibilidad de cometer errores en los cálculos: consideración igualmente recomendada para pozos de petróleo. La data obtenida de las pruebas isocronales o estabilizadas representarán una línea recta si se grafican en papel log-log, tal como puede apreciarse en Figura. 12.

Figura 12 Prueba de cuatro puntos, Ecuación de Fetkovich.



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

En la práctica, el tipo de prueba de cuatro puntos a elegir para aplicar el método de Fetkovich dependerá en gran medida del tiempo de estabilización del pozo, el cual es función directa de la permeabilidad del yacimiento. Si un pozo estabiliza rápidamente, se recomienda considerar una prueba estabilizada convencional de cuatro puntos (flow-after-flow). En aquellos pozos que se requiera largos periodos de tiempos para su estabilización, se recomienda considerar las pruebas isocronales del tipo convencional o modificada.

1.4 Descripción general de Campo Velasquez y de los 5 pozos de alto potencial propuestos.

1.4.1 Localización e Historia de Campo Velasquez.

Campo Velasquez está ubicado en la intersección geográfica que conforman los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander, en inmediaciones de los municipios de Puerto Triunfo, Puerto Boyacá y Cimitarra, donde se ha extraído gran cantidad de petróleo pesado en desde los años 60.

El Campo Velásquez se encuentra localizado en el Departamento de Boyacá, cerca al centro de Colombia a unos 150 Km de Bogotá. El campo posee un área de 3800 acres y es el único con propiedad privada del subsuelo que existe en el país (Figura 13).

La Compañía Texas Petroleum Company compró en el año de 1929 la propiedad privada Guaguaquí-Terán. A través de estudios de geofísica (gravimetría y sísmica analógica) realizados desde 1930 se identificó la estructura de Velásquez (Figura 13). El Pozo Velásquez-1, localizado con base en información sísmica, inició perforación en Diciembre 8 de 1945 y terminó en Julio 14 de 1946 hasta una profundidad final de 8455 pies. Después de un periodo extenso de pruebas, el pozo se completó como productor de petróleo y descubridor del campo.

La compañía continuó la delimitación del campo hacia el norte a través de la perforación de pozos, doce de los cuales resultaron secos y otros se perdieron por problemas mecánicos.

Las condiciones selváticas constituyeron desde el inicio un gran reto para el desarrollo del campo, no solamente por las dificultades mismas de la selva, sino igualmente por las condiciones logísticas para soportar las intensas operaciones. El primer embarque de crudo proveniente del Campo Velásquez se llevo en Febrero 3 de 1946 mediante barcazas por el río Magdalena hasta la Refinería de Barrancabermeja.

En Marzo de 1952, se inició el bombeo de crudo del Campo Velásquez a través de un oleoducto hasta la refinería de la compañía Esso Colombiana en La Dorada. Igualmente se continuó transportando en barcazas por el río crudo hasta la refinería de Barrancabermeja.

En total la compañía Texas Petroleum Company perforó 256 pozos y llego a una producción máxima de 29765 BOPD en agosto de 1959, para lo cual terminó previamente la construcción de un oleoducto hasta Barrancabermeja.

Entre noviembre 9 y Diciembre 6 de 1994 se realizaron todos los trámites requeridos para oficializar el cambio de Dueño del Campo y fue ya el 15 de Diciembre de 1994 cuando la Texas Petroleum Company vendió el Campo Velásquez a Omimex de Colombia LTD, la cual inició la operación del Campo adquirido. En el momento de inicio de operaciones por parte de Omimex, la producción del Campo Velásquez era de 2100 BOPD.

Hacia el 30 de Noviembre de 2006 esta compañía realizó un cambio de razón social y paso a formar la Compañía Mansarovar Energy Colombia LTD la cual opera actualmente dicho campo. Hasta la fecha el campo cuenta con un total de 309 pozos perforados, de los cuales 89 están en producción, 38 se encuentran cerrados por baja producción de petróleo, alta producción de agua y algunos con problemas mecánicos, 5 son Inyectores de agua (3 Disposal y 2 Waterflooding), 10 pozos Monitores de presión y 167 están abandonados.

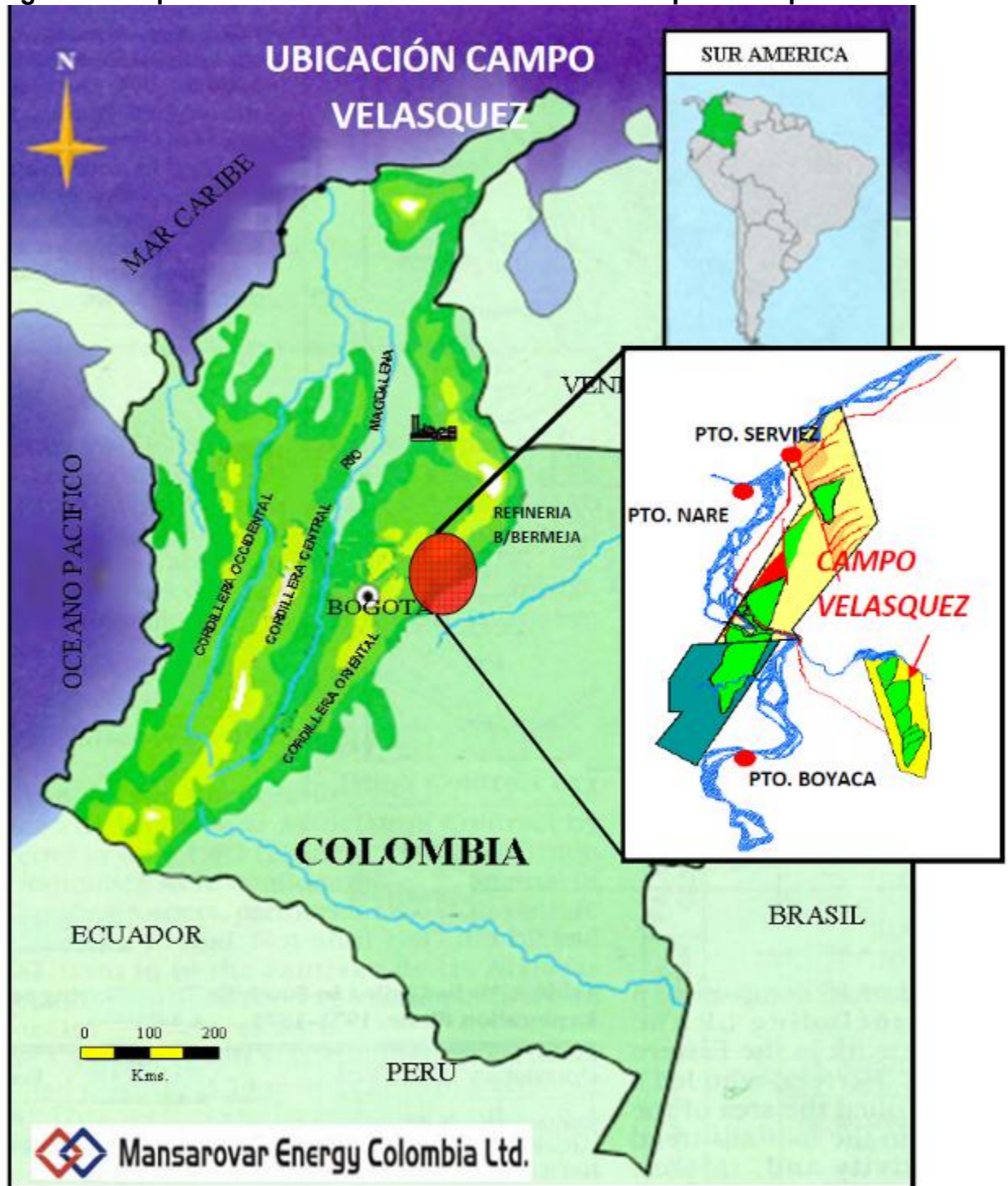
El Campo fue cerrado a producción entre el 10 de Octubre y el 4 de diciembre de 1994 por pedido del Ministerio del Medio Ambiente. Como consecuencia de este cierre se dejaron varios pozos fuera de producción por alto corte de agua y la tendencia de la producción de petróleo fue afectada.

La sección productora de hidrocarburos en el Campo Velásquez ha sido convencionalmente dividida en las Formaciones Tuné y Guaduas, compuestas por arenas fluviales e intercalaciones de capas de arcilla.

La profundidad del tope del Basamento varía de 6000 ft al norte del Campo Velásquez hasta 8500 ft en su extremo sur. Los espesores netos petrolíferos originales son en promedio del orden de 109 ft en la Formación Tuné y de 136 ft en la Formación Guaduas. El petróleo presenta gravedad API entre 22 y 26° en estas formaciones.

El OOIP estimado del campo es 633.6 MMSTB, con una producción acumulada hasta diciembre de 2013 de 187.75 MMSTB es decir una producción diaria de 3450 BOPD, 19000 BWPD y 548 KPC de gas. El gas producido actualmente se utiliza totalmente como combustible para la autogeneración eléctrica del campo.

Figura 13 Mapa de Colombia – Ubicación General Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia, Departamento de Yacimientos y Geología, Marcela Cárdenas 2007

1.4.2 Geología de Campo Velásquez

En Campo Velásquez las formaciones productoras son Tuné y Guaduas. Ambas están datadas como del Oligoceno (Terciario). La Formación Tuné se encuentra concordante sobre la Formación Guaduas. Pero también existen reportes de producción del Basamento (Pozos Velásquez-105 y 270), el cual aparece como altamente fracturado.

El ambiente de sedimentación es de tipo fluvial y como tal, muestra una gran intercalación de arenas y arcillas.

Dentro de cada una de las formaciones productoras, Tuné y Guaduas, se identificaron por parte de Texaco, zonas que fueron denominadas para la Formación Tuné como zonas A, B, C, D, E y F, y para Guaduas como grupos I, II, III, IV y V.

Cada una de estas zonas o grupos, presentan múltiples arenas y diferentes contactos agua-aceite.

Campo Velásquez está ubicado en el borde occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuya expresión estructural corresponde a un monoclinal suavemente inclinado hacia el oriente (5° - 7°). En este sector de la cuenca han sido identificados dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NE-SW, al cual pertenece la Falla Cocorná y otro sistema de dirección NW-SE al cual pertenece la falla de Velásquez. Ambos sistemas son distensivos y desarrollan fallas normales con sus planos generalmente inclinados hacia la cuenca. En el área de Velásquez el entrapamiento de los hidrocarburos está controlado principalmente por la Falla de Velásquez y fallas menores relacionadas a ella, de dirección suroeste – noreste, las cuales segmentan el Campo en varios bloques. En el área de Velásquez se halla presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor del orden de 8000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre el basamento complejo compuesto por rocas ígneas y metamórficas.

Como puede observarse en la columna estratigráfica (Figura 14), la secuencia comprende las siguientes unidades:

* **Guaduas – Tuné:** La Compañía Texas Petroleum denominó serie Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca, la cual está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de Velásquez y se adelgaza hacia el noreste por pinchamiento en la base y por truncamiento en el techo. Como se muestra en la columna estratigráfica adjunta, esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro – Diamante.

Esta serie presenta conglomerados y areniscas hacia la base con intercalaciones de estratos de arcillolitas; hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limolitas. La parte superior de la serie denominada Tuné presenta intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas.

Por correlación regional a la serie Guaduas – Tuné en el área de Velásquez, se le ha asignado una edad de Oligoceno indiferenciado.

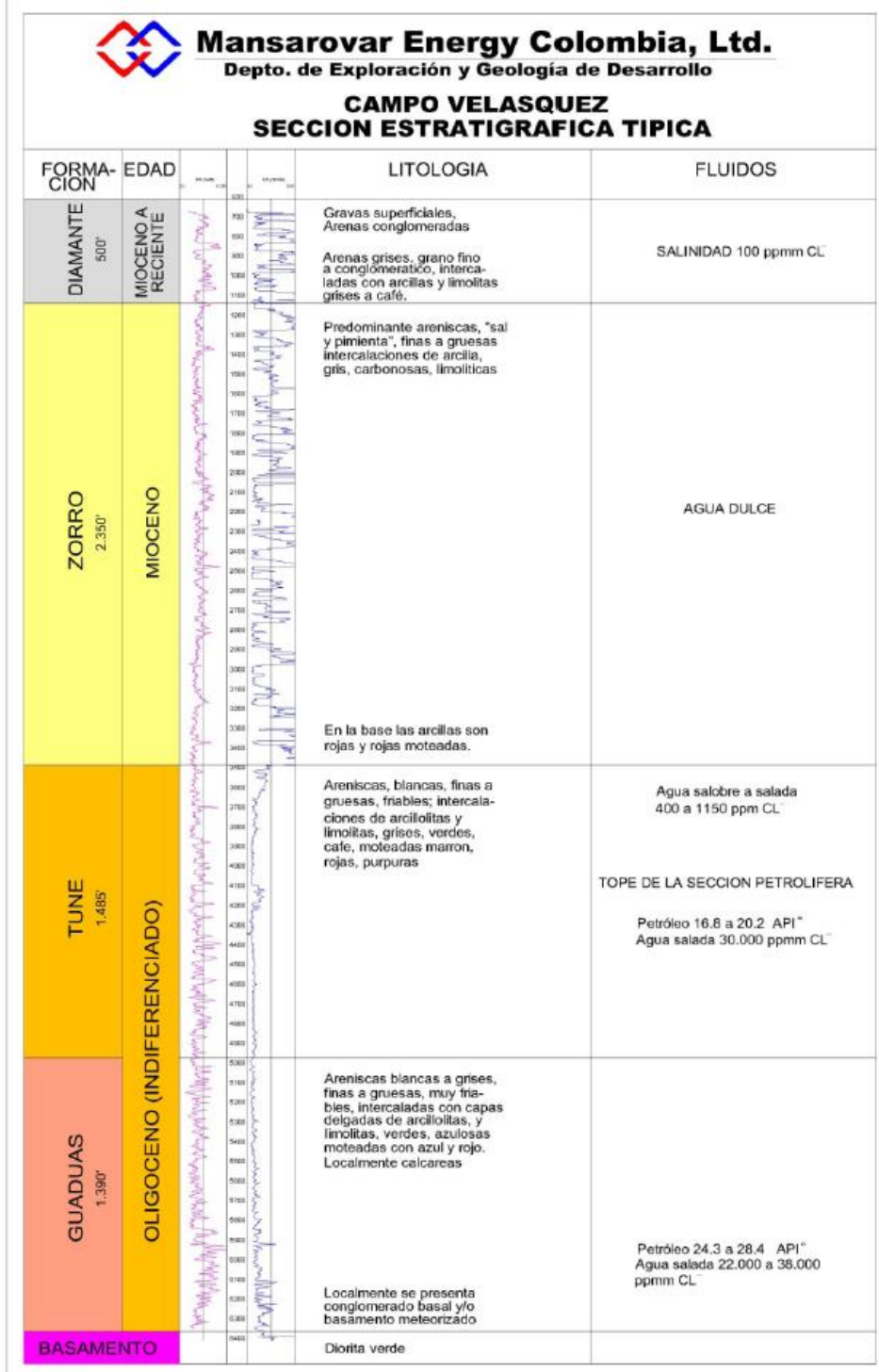
* **Zorro – Diamante:** Reposando discordantemente sobre la serie anterior se encuentra presente una secuencia de sedimentos de origen fluvial, con espesor variable, llegando a más de 4000 pies en el sureste del área, compuesta principalmente por areniscas y conglomerados y en menor proporción por intercalaciones de arcillolitas. Las Areniscas son friables, de grano grueso a conglomeráticas, pobremente seleccionadas, compuestas primordialmente de

fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, y en menor proporción cuarzo y chert.

Hacia el tope de la serie se presentan importantes paquetes de areniscas y conglomerados friables, compuestos principalmente por fragmentos de rocas volcánicas, cuarzo y chert. El contacto superior de la serie descrita anteriormente es discordante. Por correlación regional se le ha asignado a la serie Zorro – Diamante una edad de Mioceno Superior a Plioceno.

* **Depósitos Cuaternarios:** Sobre las unidades anteriormente descritas y de manera discordante se presentan depósitos recientes de gravas y arenas de origen aluvial, que pueden alcanzar en promedio unos 50 pies de espesor, los cuales fueron depositados por las corrientes actuales.

Figura 14 Sección Estratigráfica Típica Campo Velásquez.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

1.4.3 Propiedades generales de Campo Velásquez.

Campo Velásquez tiene una producción de 3450 BOPD y 19000 BWPD, en sus 89 pozos productores a Marzo del 2014.

La acumulación de aceite en el Campo Velásquez es estructuralmente controlada por fallamientos de sedimentos terciarios en una plataforma ígnea-metamórfica. El aceite fue depositado en una secuencia de múltiples arenas fluviales, con distintos contactos agua - aceite. El campo está dividido en varios bloques de fallas limitadas por la Falla Velásquez.

Los valores promedio de permeabilidad y porosidad (Tabla. 3) son determinados desde bases de análisis convencionales, así como los parámetros generales del Campo Velásquez para las formaciones productoras (Tabla 4).

Tabla 3 Propiedades de porosidad y permeabilidad generales, Campo Velásquez.

	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
Formación Tuné	24.5	1565
Formación Guaduas	19.7	720
Sección baja de formación Guaduas	18.8	372

Fuente: Mansarovar Energy Colombia, Área Geología y Yacimientos, Los Autores. (2008)

Las Arenas Guaduas y Tuné son heterogéneas, y exhiben una variación en la permeabilidad, tanto en la vertical y en la lateral.

La permeabilidad vertical de la Formación Guaduas es aproximadamente la mitad de la permeabilidad horizontal, de acuerdo a la evaluación de corazones y análisis de registros.

La salinidad promedio de la Formación Guaduas es 36000 ppm (partes por millón) (CL), y la de la Formación Tuné es de 37000 ppm (CL).

Tabla 4 Parámetros Generales formaciones Productoras Campo Velásquez.

PARAMETRO	TUNE	GUADUAS
Area, Acres	1891	3824
Espesor neto, pies (prom)	109	136
Cutt Off	2.5	3
Porosidad, % (Prom)	24.5	21
Salinidad, ppm Cl	37000	36000
Factor Volumetrico, Res/stb	1.15	1.2
Permeabilidad, md. (Prom)	1565	720
Presion Inicial	2100	3000
Presion Actual		1850
Presion de Saturacion, psi	1800	1950
Saturacion de Agua Inicial, % (Prom)	44	38
Gradiente de Fractura, psi/ft	0.7	0.75
Datum (Subsea), pies	4300	6500
Gradiente de Temperatura F/100 ft	2.5 @ 5500'	
Area Drenaje Promedio (20 Acres)	480' - 150 mt	

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

Petróleo Original: Para los efectos de la revisión del estimado del petróleo original del campo, en la reciente auditoría de reservas realizada a finales del 2008 por la firma Sproule Co. los diferentes parámetros de las formaciones fueron evaluadas bajo las siguientes consideraciones.

Formación Tune: El espesor neto petrolífero calculado a partir de la Ecuación de Simandoux Modificada; con un R_w : 0.1; “m” de 2.15; “n” de 2; “a” de 0.62 y “Cutoffs” de $S_w < 50\%$, porosidades $> 20\%$ y $V_{sh} < 50\%$.

Formación Guaduas: El espesor neto petrolífero calculado a partir de la Ecuación de Simandoux Modificada; con un R_w de 0.06; “m” de 2.15; “n” de 2; “a” de 0.62 y “Cutoffs” de $S_w < 50\%$, porosidades $> 20\%$ y $V_{sh} < 50\%$.

De acuerdo con esta auditoría se determinó que los parámetros establecidos para las Formaciones Tune y Guaduas por Mansarovar y Sproule para sus estimados eran muy similares y por eso Sproule concluyó que el valor de OOIP de 633,6 MMbbls era bastante razonable.

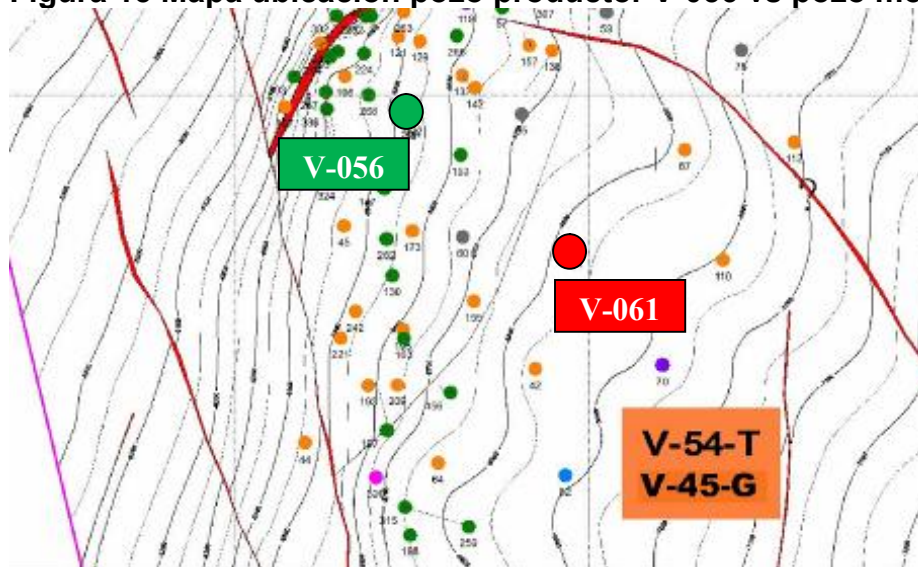
A Diciembre 31 del 2013, registra una producción acumulada de 187.75 MMbbl y un Factor de Recobro Actual del 29.6 %.

1.4.4 Descripción de los 5 pozos de alto potencial de Campo Velasquez.

1.4.4.1 Pozo Velásquez # 056

Fecha Terminación:	31 de Julio 1954
Fecha de Conversión a PCP:	13 Junio de 2011
Fecha detección daño por arena:	14 Febrero 2012
Formación Productora:	Guaduas
Grupo Formación:	G-II, G-III, G-IV y G-V
Bloque:	V-45G
Pozo monitor de presión:	V-061
Presión medida en fondo:	2146 psi
Presión de burbuja:	1120 psi

Figura 15 Mapa ubicación pozo productor V-056 vs pozo monitor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

Tabla 5 Eventos de Falla Work Over y Well Service del pozo V-056 con Bombeo Mecánico.

POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA BOMBA	RUN LIFE BOMBA DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-056	8-Sep-04		NUEVO		
V-056	8-Sep-04	16-May-06	NUEVO	615	BOMBA PEGADA, 70FT DE SUCIO, SE CAMBIO DE BOMBA
V-056	16-May-06	16-Jan-07	CONTINUA	860	BOMBA PEGADA, 128 ft DE SUCIO, SE PROBO BOMBA SUPERFICIE OK, SE BAJO LA MISMA BOMBA
V-056	16-Jan-07	15-May-07	NUEVO	979	CAMBIO DE BOMBA
V-056	15-May-07	14-Jun-07	NUEVO	30	CAMBIO DE BOMBA, BOMBA DAÑADA
V-056	14-Jun-07	22-Dec-07	NUEVO	191	TUBO ROTO #4, CAMBIO DE BOMBA, BOMBA PEGADA
V-056	22-Dec-07	18-May-08	NUEVO	148	TUBO ROTO #124, CAMBIO BOMBA, BOMBA PEGADA.
V-056	18-May-08	21-Aug-08	CONTINUA	95	TUBO ROTO #3, TUBO ROTO #10, SE BAJO LA MISMA BOMBA
V-056	21-Aug-08	6-Sep-08	NUEVO	111	CAMBIO DE BOMBA, SALE LA ANTERIOR POR BAJA EFICIENCIA.
V-056	6-Sep-08	27-Sep-08	NUEVO	21	TUBO ROTO #25, CAMBIO DE BOMBA.
V-056	27-Sep-08	22-Dec-09	NUEVO	451	CAMBIO DE BOMBA, CAMBIO DE RECORRIDO, TUBO ROTO #2
V-056	22-Dec-09	10-Feb-10	NUEVO	50	CAMBIO DE BOMBA, BOMBA CON VALVULA FIJA DAÑADA, CAMBIO DE UNIDAD BASICA POR LUFKING. UNIDAD CHINA EN MANTENIMIENTO.
V-056	10-Feb-10	7-Jan-11	NUEVO	331	CAMBIO DE BOMBA A UNA DE MAYOR DIAMETRO, SE ENCONTRO ROTO EL CUERPO DE LA BOMBA, SE ENCUENTRA TUBO ROTO #20.
V-056	7-Jan-11	31-Jan-11	NUEVO	24	SE ENCUENTRA BOMBA CON ESCURRIMIENTO EN VALVULA FIJA, SE CAMBIA BOMBA SE ENCUENTRA ABRASION EN EL PISTON Y EN EL CUERPO DE LA BOMBA. VALVULA VIAJERA TAMBIEN DEFICIENTE.
V-056	31-Jan-11	19-Mar-11	NUEVO	47	SE CAMBIA TUBO ROTO #121, SE REALIZA PRUEBA DE TUBERIA, SE REALIZA CAMBIO DE BOMBA.
V-056	19-Mar-11	29-Mar-11	NUEVO	10	SE CAMBIA BOMBA, SE PRESENTA ESCURRIMIENTO EN VALVULA FIJA, SE PRUEBA TUBERIA OK.
V-056	29-Mar-11	13-Jun-11	CONTINUA	76	CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Fuente: Autor.

En la tabla 5 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo mecánico. El Índice de falla del pozo de Mayo 2006 a Junio de 2011 es de: 2.90 Fallas/año, corresponde a 15 eventos de WS en 5.16 años.

Tabla 6 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-056 con Cavidades Progresivas PCP.

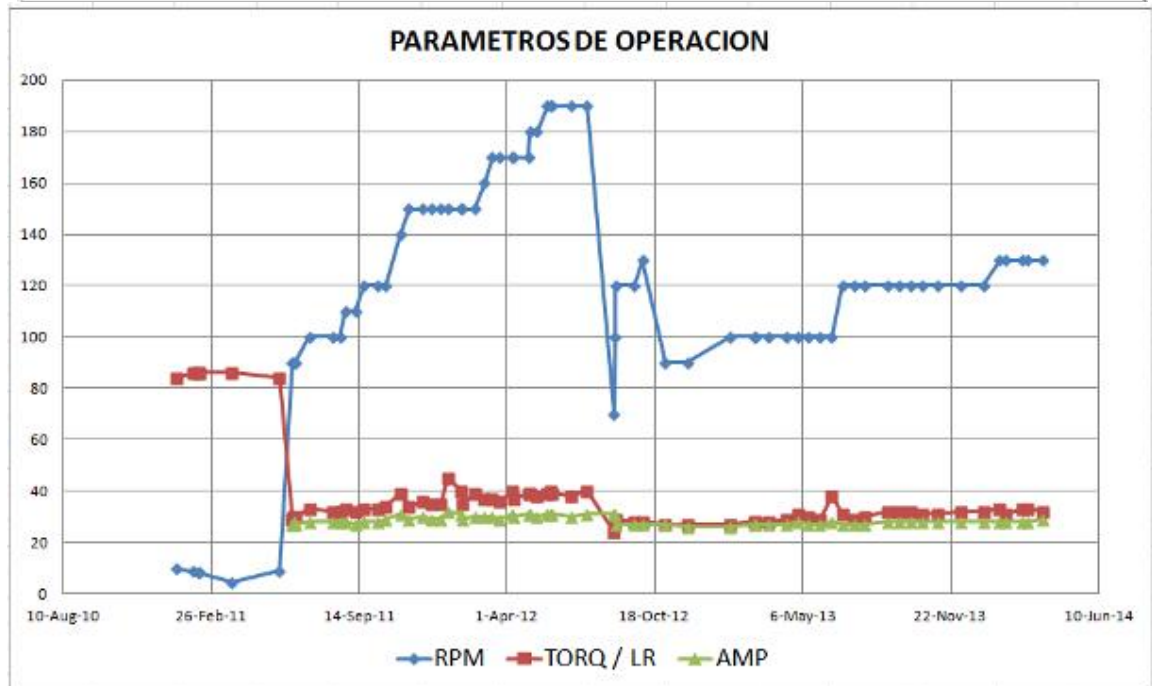
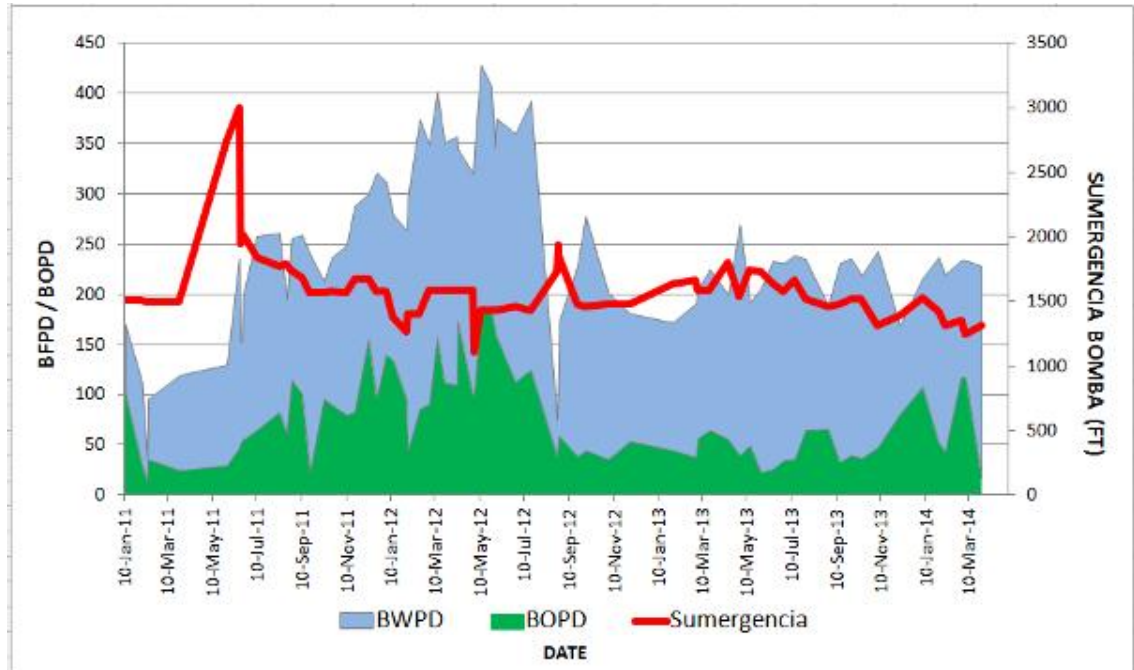
POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA ESTATOR	RUN LIFE ESTATOR DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-056	31-Jan-11	13-Jun-11	NUEVO		
V-056	13-Jun-11	14-Feb-12	CONTINUA	246	Se verifica fondo con sand line con tope @ 6875', sucio 115', NO se limpia arena porque hay un colapso @ 5937', pendiente limpiar arena en próximo servicio, se cambia junta rota #36, se baja el mismo BHA.
V-056	14-Feb-12	23-Aug-12	NUEVO	437	SE ENCUENTRA BOMBA PEGADA POR ARENA, SE CHEQUEA FONDO Y SE ENCUENTRA TOPE @6835, 155FT DE ARENA, SE CIRCULO POZO SE ACABA LA SALMUERA Y SE SACA SARTA PARA EVITAR PEGA, AL INICIO DE CIRCULACION SE ENCUENTRA TOPE @ 6773FT Y NO ES POSIBLE AVANZAR DE ESTA PROFUNDIDAD. SE DEJA SUCIO EL POZO. SE CAMBIA SARTA DE TUBERIA Y VARILLA.
V-056	23-Aug-12	23-Oct-12	CONTINUA	61	Se baja sarta de tubería extra hasta tocar tope @ 5936', se inicia circulación en fondo notando que no hay retorno de arena en superficie y que la presión de la bomba no sube Se baja bloque de impresión hasta 5936', se sienta bloque con 10000 lbs de peso Se saca bloque de impresión y se evidencia posible tubería o herramienta metálica en fondo Se baja el mismo BHA
V-056	23-Oct-12		CONTINUA	646	EQUIPOS ACTUALES

Fuente: Autor

En la tabla 6 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo PCP. El Índice de falla del pozo de Junio 2011 a

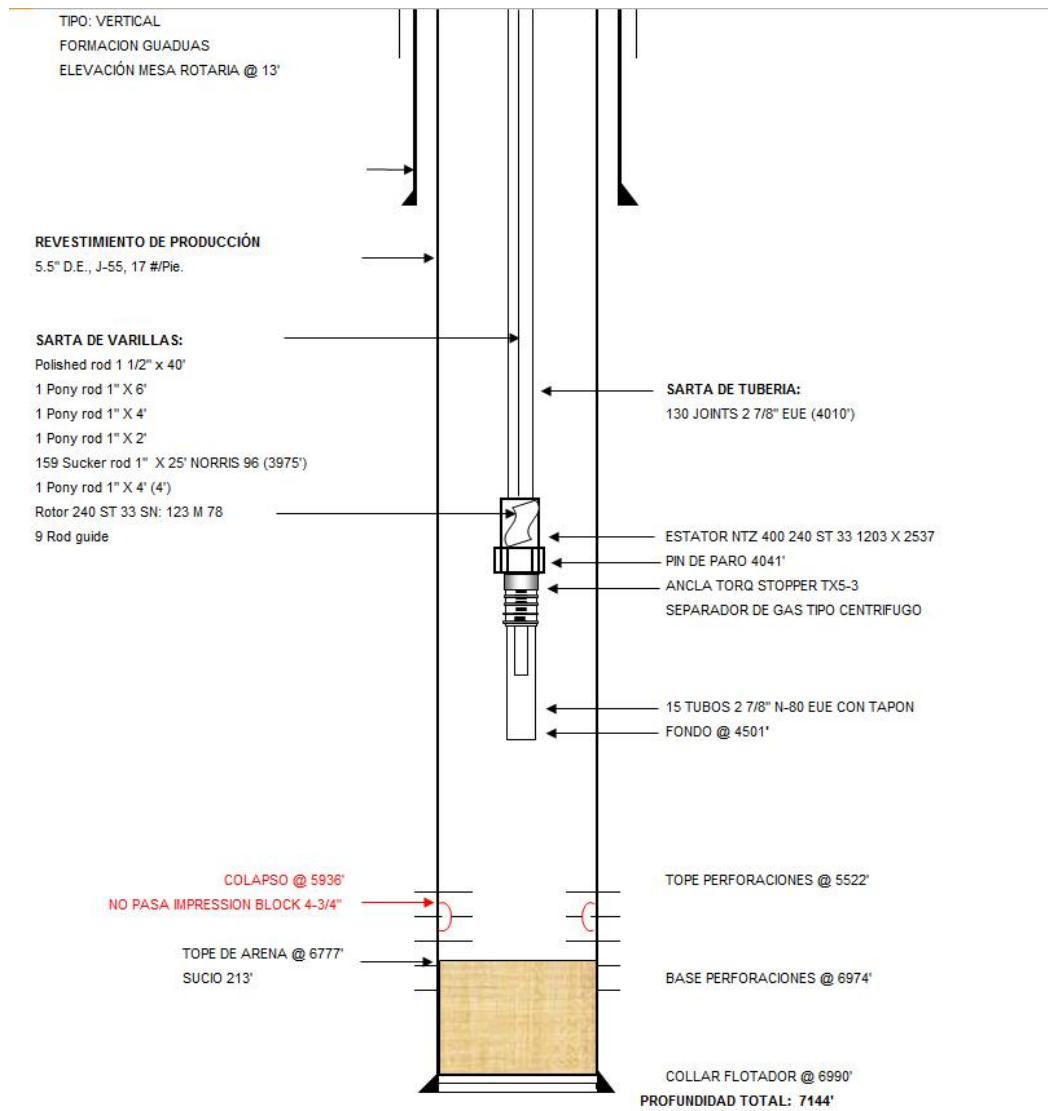
Diciembre de 2013 es de: 0.77 Fallas/año, corresponde a 2 eventos de WS en 2.58 años. El último evento no fue falla. Limpieza de arena programada.

Figura 16 Grafica Producción Histórica pozo V-056.



Fuente: Autor

Figura 17 Estado Mecánico Actual del pozo V-056.



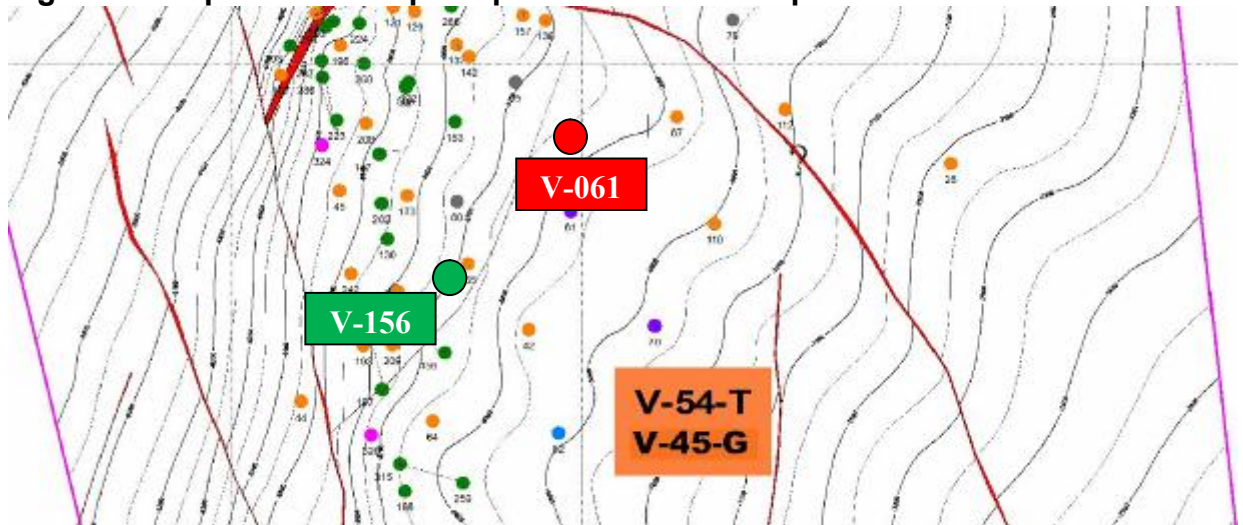
Fuente: Autor

Intervalos Abiertos: 5935-52/5976-82/6100-12/6130-45/6240-60/6310-20/6524-29/6535-45/6714-24/6749-58/6762-68/6771-78/6790-80/ 6806-16/6854-74/6890-925/6956-74 (222') 5522-54/6006-16/6330-40/6364-84/6390-95/6400-12.

1.4.4.2 Pozo Velásquez # 156

Fecha Terminación:	06 Noviembre 1959.
Fecha de Conversión a PCP:	16 Enero de 2012.
Fecha detección daño por arena:	19 Diciembre 2013.
Formación Productora:	Guaduas
Grupo Formación:	G-II, G-III, G-IV (G-V aislado fue zona de inyección del segundo piloto de waterflooding de Texaco).
Bloque:	V-45G
Pozo monitor de presión:	V-061
Presión medida en fondo:	2146 psi
Presión de burbuja:	1120 psi

Figura 18 Mapa ubicación pozo productor V-156 vs pozo monitor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

Tabla 7 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-156 con Bombeo Mecánico

POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA BOMBA	RUN LIFE BOMBA DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-156	1-Jan-01				
V-156	1-Jan-01	11-Apr-07	NUEVA		Se encontro bomba pegada Cambio de bomba.
V-156	11-Apr-07	25-May-07	NUEVA	44	Se encontro HOLD DOWN de la bomba desconectado
V-156	25-May-07	31-May-08	NUEVA	372	Se encontro bomba pegada Cambio de bomba, Se encontro tope de arena @6792FT sucio 73FT bolsillo 15FT.
V-156	31-May-08	28-Aug-08	NUEVA	89	Se cambia bomba por barril roto, se prueba sarta de tubería, OK
V-156	28-Aug-08	1-May-10	NUEVA	611	Se cambia bomba por alto run life, se prueba sarta de tubería, OK
V-156	1-May-10	11-Feb-11	NUEVA	286	SE CAMBIA BOMBA POR ESCURRIMIENTO DE VALVULA FIJA, SE PRUEBA TUBERIA OK. Se cambia junta rota #125 de abajo hacia arriba @ 701'
V-156	11-Feb-11	16-Jan-12	CONTINUA	339	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Fuente: Autor

En la tabla 7 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo mecánico. El Índice de falla del pozo de Abril 2007 a Enero de 2012 es de: 1.24 Fallas/año, corresponde a 6 eventos de WS en 4.83 años.

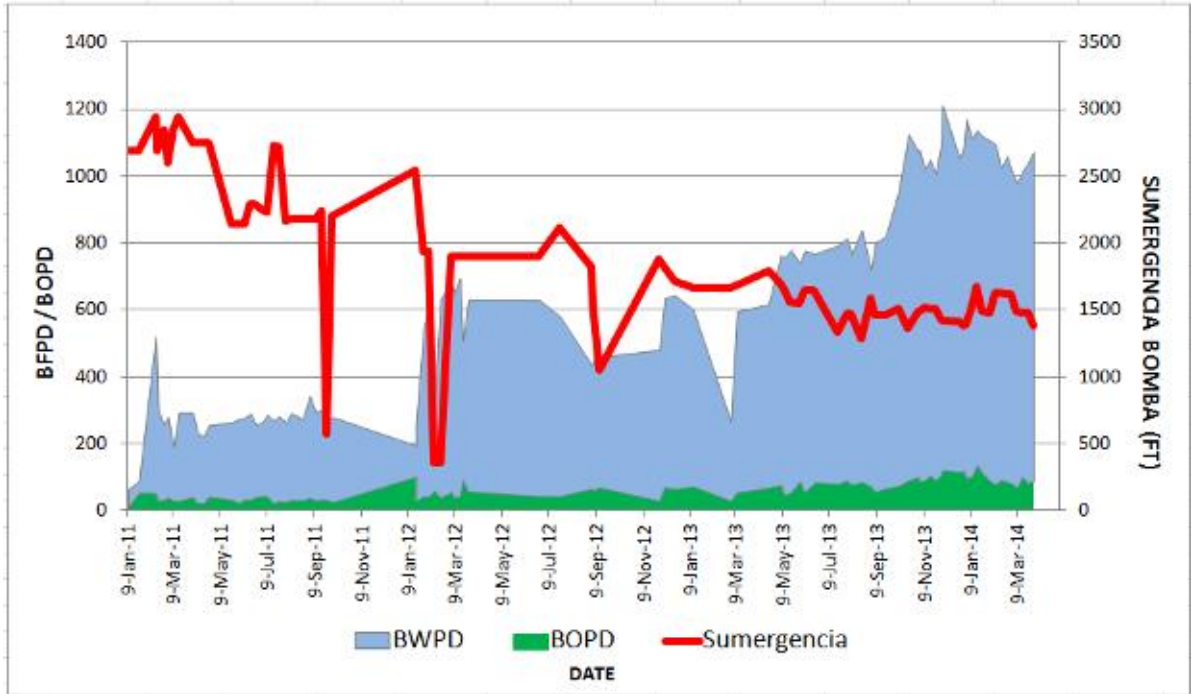
Tabla 8 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-156 con Cavidades Progresivas PCP.

POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA ESTATOR	RUN LIFE ESTATOR DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-156	16-Jan-12		NUEVO		CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO bomba debe instalarse slimhole casing de 5 1/2 NO SE CAMBIA SARTA DE TUBERIA.
V-156	16-Jan-12	30-Aug-12	CONTINUA	227	SE ENCONTRO TUBERIA ROTA #61 @ 2.111, SE CAMBIA TODA LA SARTA DE TUBERIA. SE BAJA LA MISMA BOMBA.
V-156	30-Aug-12	19-Dec-13	CONTINUA	476	SE ENCONTRO VARILLA PARTIDA
V-156	19-Dec-13		CONTINUA	639	EQUIPOS ACTUALES

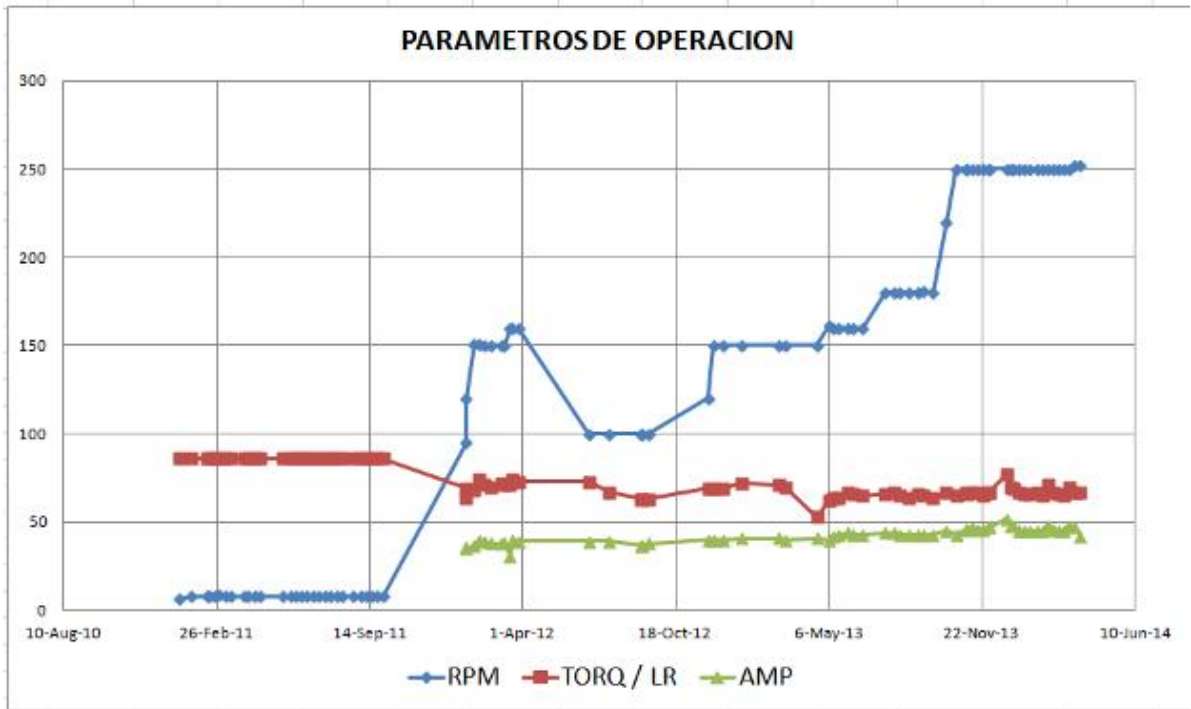
Fuente: Autor

En la tabla 8 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo PCP. El Índice de falla del pozo de Enero 2012 a Diciembre de 2013 es de: **1 Fallas/año**, corresponde a 2 eventos de WS en 2 años.

Figura 19 Grafica Producción Histórica pozo V-156

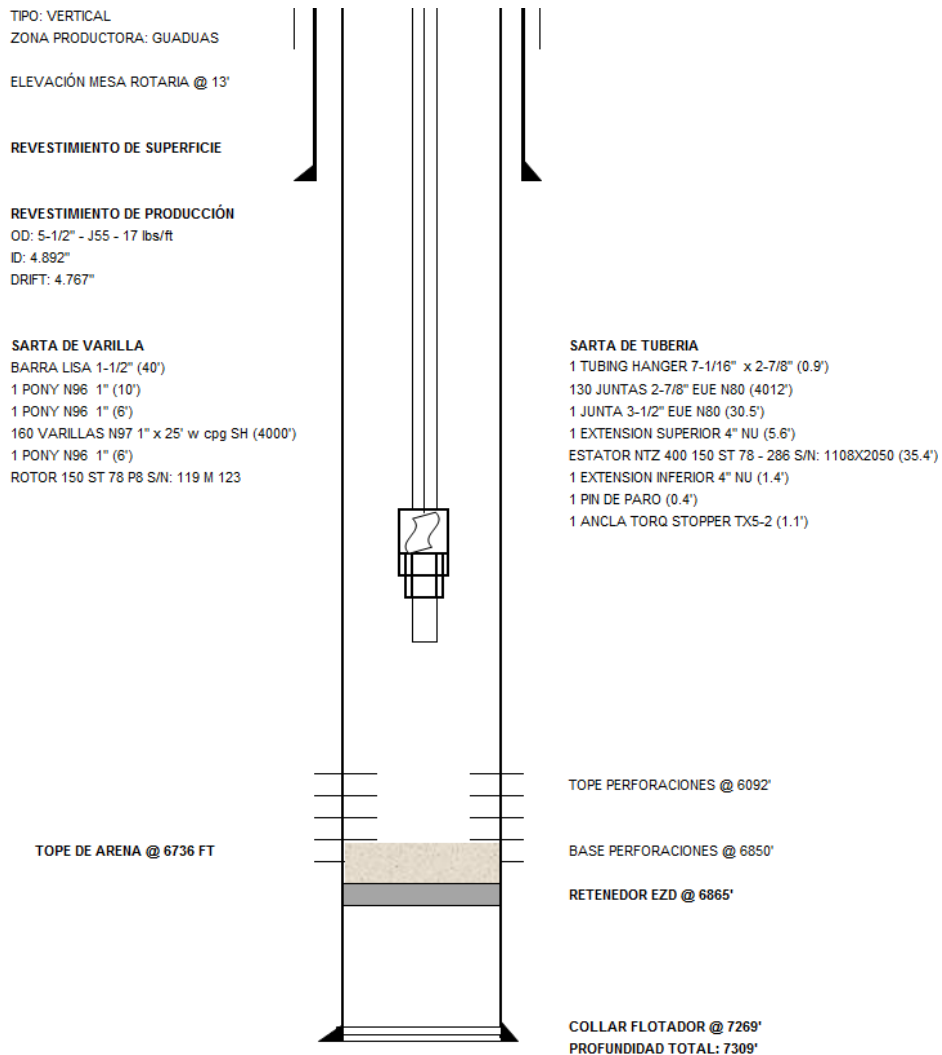


Fuente: Autor



Fuente: Autor

Figura 20 Estado Mecánico Actual del pozo V-156.



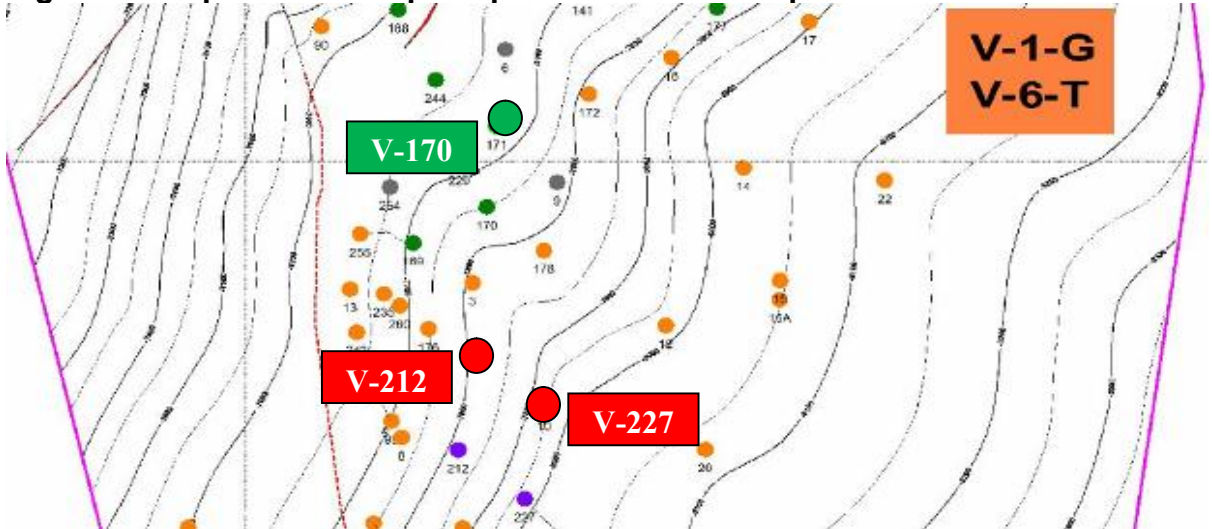
Fuente: Autor

Intervalos Abiertos: 6092-100/6123-34/6190-96/6713-16/6721-40/6840-50/6905-13/6962-68/6973-80/7074-90/7102-10/7130-44 (116'); 6112-16/6250-64/6288-96/6302-08/6460-78/6492-98/6514-20/6648-58/6676-80/6754-64/ 6878-86 (94').
 Swing Jet 1 s/f

1.4.4.3 Pozo Velásquez # 170

Fecha Terminación: 19 Enero 1960.
Fecha de Conversión a PCP: 12 Mayo de 2011.
Formación Productora: Guaduas.
Grupo Formación: G-I, G-II, G-III, G-IV y G-V
Bloque: V-1G
Pozo monitor de presión: VEL-212 & VEL-227
Presión medida en fondo: 3143 psi
Presión de Burbuja: 1120 psi

Figura 21 Mapa ubicación pozo productor V-170 vs pozo monitor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

Tabla 9 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-170 con Bombeo Mecánico

POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA BOMBA	RUN LIFE BOMBA DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-170	1-Jan-01		NUEVA		
V-170	1-Jan-01	13-Nov-05	NUEVA	1777	BOMBA PEGADA, CAMBIO DE BOMBA, TUBO ROTO #64
V-170	13-Jan-05	11-Aug-07	NUEVA	636	BOMBA PEGADA, CAMBIO DE BOMBA, TUBO ROTO #54, SE ENCONTRO 158 FT DE ARENA. POZO DISPARADO.
V-170	11-Aug-07	21-Sep-07	NUEVA	41	VARILLA PARTIDA #158, BOMBA PEGADA, CAMBIO DE BOMBA.
V-170	21-Sep-07	19-Dec-07	NUEVA	89	TUBERIA ROTA #40 Y #50, CAMBIO DE BOMBA.
V-170	19-Dec-07	31-Dec-08	NUEVA	378	TUBERIA ROTA BOMBA PEGADA, SE REALIZA BACKOFF, SE DISPARA POZO, TUBO ROTO #11 Y #15.
V-170	31-Dec-08	23-Aug-10	NUEVA	600	CAMBIO DE BOMBA, CAMBIO DE PROFUNDIDAD DE INTAKE TUBERIA ROTA
V-170	23-Aug-10	3-Oct-10	NUEVA	41	SE LIMPIA 280 FT DE ARENA, SE CAMBIA BOMBA PARKO, SE INTENTA CAMBIAR SISTEMA DE LEVANTAMIENTO A PCP NO SE PUDO POR DESGASTE EN EL CASING DE 5 1/2", NO ACTUA EL ANCLA EN LA TUBERIA.
V-170	3-Oct-10	25-Apr-11	NUEVA	204	SE CAMBIA JUNTAS ROTAS LA # 6, #30, SE PRUEBA TUBERIA OK, SE CAMBIA BOMBA POR BAJA EFICIENCIA.
V-170	25-Apr-11	12-May-11	CONTINUA	17	CAMBIO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Fuente: Autor

En la tabla 9 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo mecánico. El Índice de falla del pozo de Noviembre 2005 a Mayo de 2011 es de: **1.43 Fallas/año**, corresponde a 8 eventos de WS en 5.58 años.

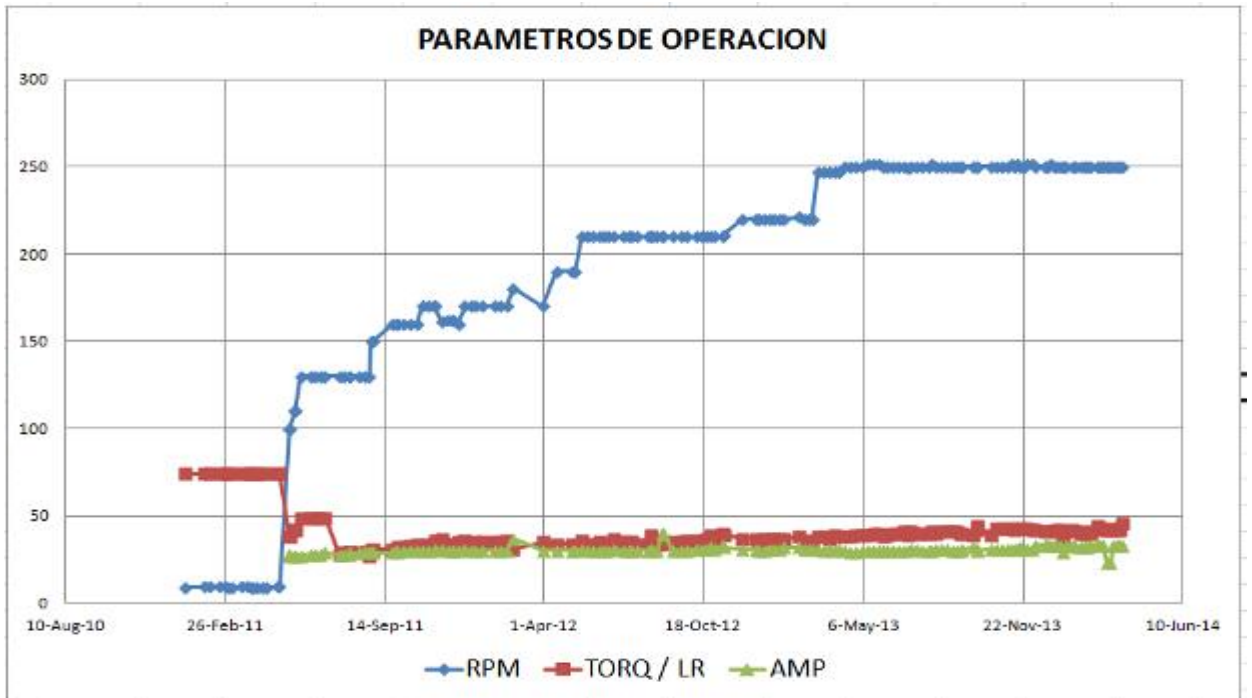
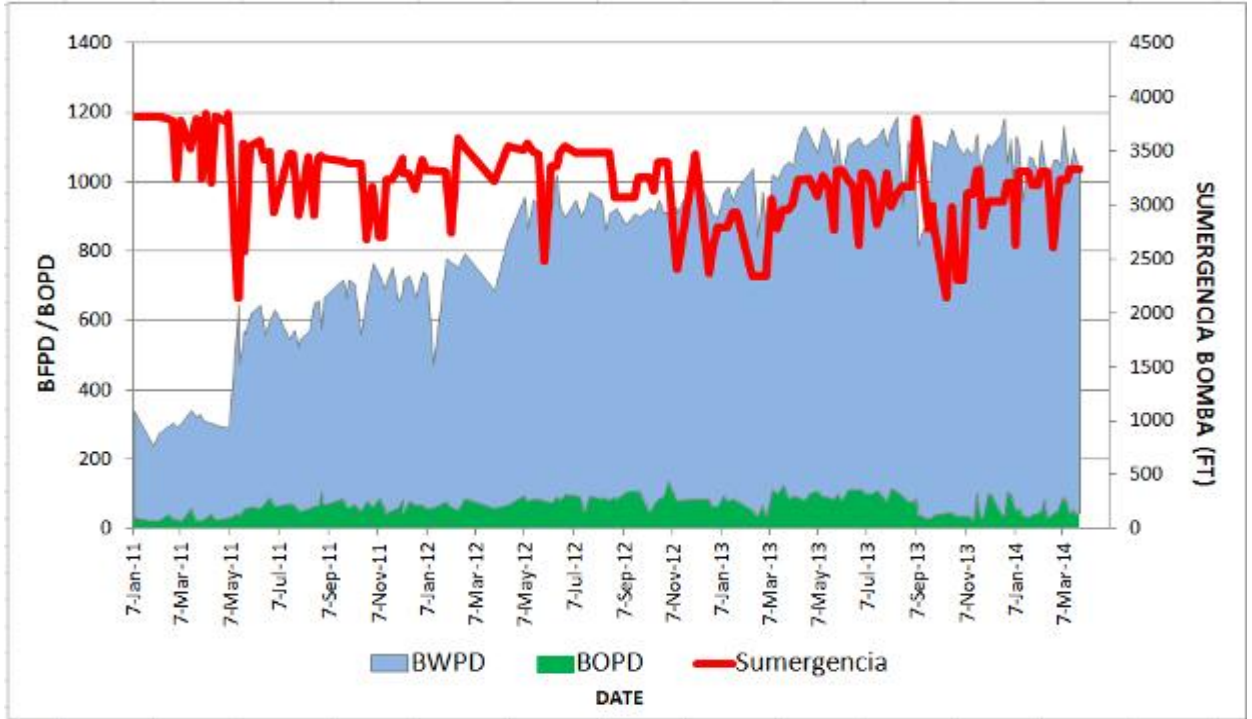
Tabla 10 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-170 con Cavidades Progresivas PCP

POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA ESTATOR	RUN LIFE ESTATOR DÍAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-170	12-May-11		NUEVO		CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
V-170	12-May-11	15-Sep-11	CONTINUA	126	CAMBIO DE VARIADOR
V-170	15-Sep-11	14-Apr-12	CONTINUA	338	SE ENCUENTRA TUBO ROTO #17
V-170	14-Apr-12	8-Nov-12	CONTINUA	546	SE ENCUENTRA TUBO ROTO #15
V-170	8-Nov-12	10-Feb-13	CONTINUA	640	SE ENCUENTRA TUBO ROTO #48
V-170	10-Feb-13	8-Apr-13	CONTINUA	697	SE ENCUENTRA TUBO ROTO #20
V-170	8-Apr-13	10-Sep-13	CONTINUA	852	SE ENCUENTRA TUBO ROTO #13. SE ENCUENTRA CUERPO DE SEPARADOR CENTRIFUGO CON UN HUECO. SE CAMBIA POR UNO NUEVO.
V-170	10-Sep-13		CONTINUA	1115	EQUIPOS ACTUALES

Fuente: Autor

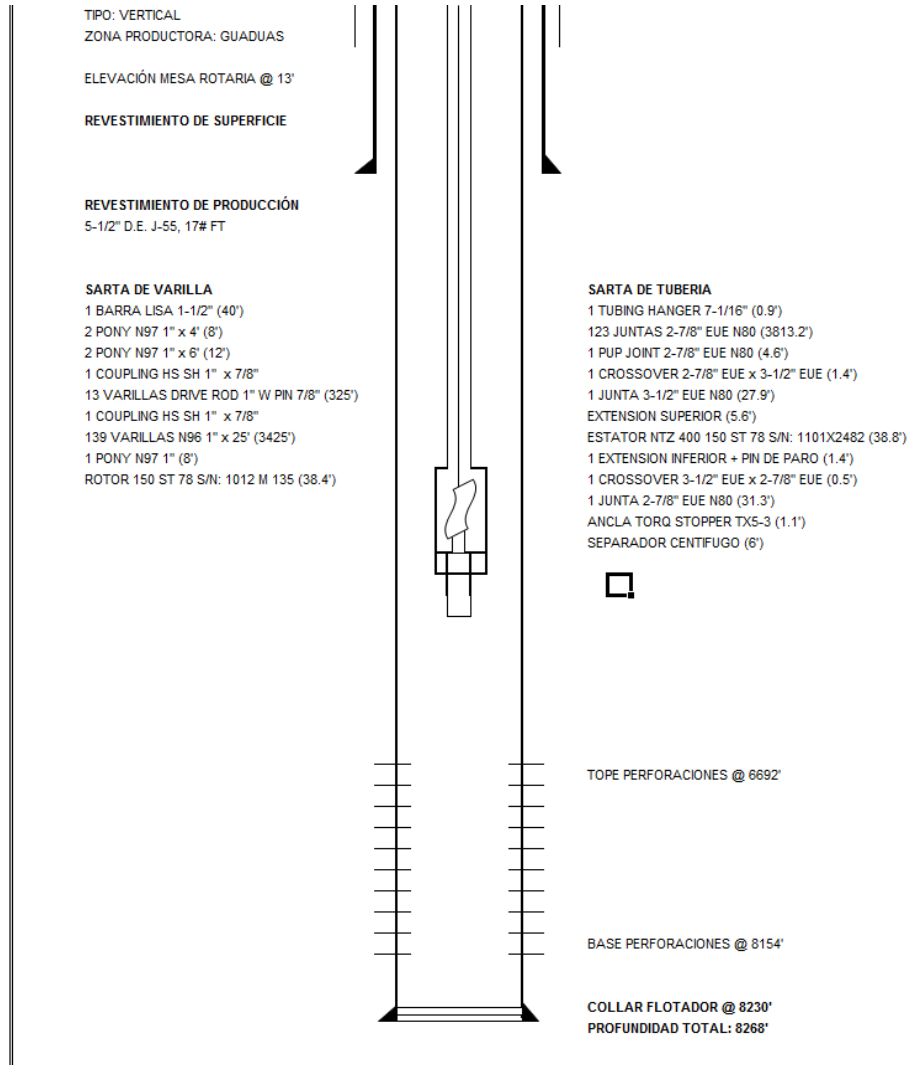
En la tabla 10 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo PCP. El Índice de falla del pozo de Mayo 2011 a Diciembre de 2013 es de: **1.88 Fallas/año**, corresponde a 5 eventos de WS en 2.66 años.

Figura 22 Grafica Producción Histórica pozo V-170.



Fuente: Autor

Figura 23 Estado Mecánico Actual del pozo V-170.



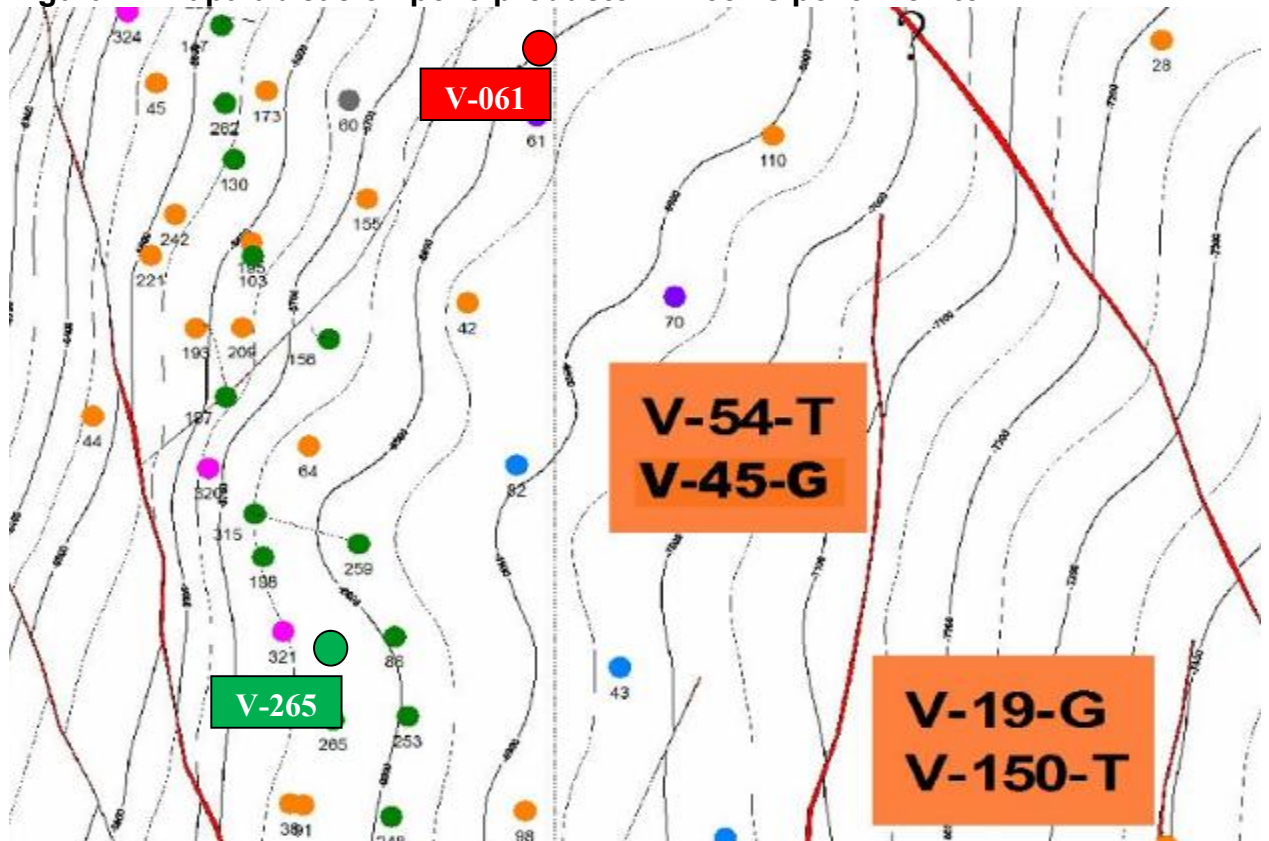
Fuente: Autor

Intervalos Abiertos: 6692-712/6854-62/6870-90/6894-904/6956-64/6980-87/6994-7006/7052-62/7088-94/7106-14/7196-200/7344-66/7606-13/ 7617-30/7642-51/7761-76/7790-807 (196'); 6750-56/7012-28/7122-30/ 7216-30/7380-96/7408-20/7488-94/7504-10/7520-28/7588-98/ 7712-20/7816-40/8138-54 (150') Howco Swing Jet 1 s/f.

1.4.4.4 Pozo Velásquez # 265

Fecha Terminación:	12 Febrero 1981.
Fecha de Conversión a PCP:	30 Julio de 2013.
Formación Productora:	Guaduas.
Grupo Formación:	G-II, G-IV y G-V
Bloque:	V-45G
Pozo monitor de presión:	V-061
Presión medida en fondo:	2146 psi
Presión de Burbuja:	1120 psi

Figura 24 Mapa ubicación pozo productor V-265 vs pozo monitor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

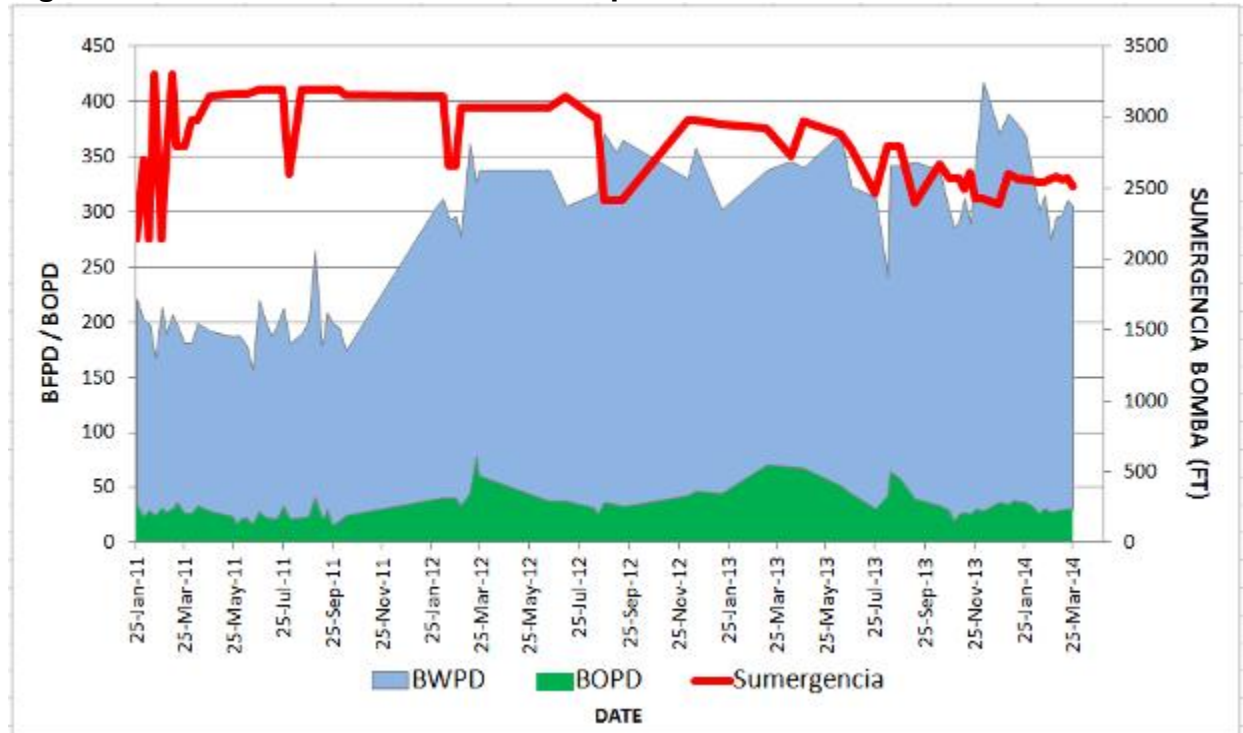
Tabla 11 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-265 con Bombeo Mecánico.

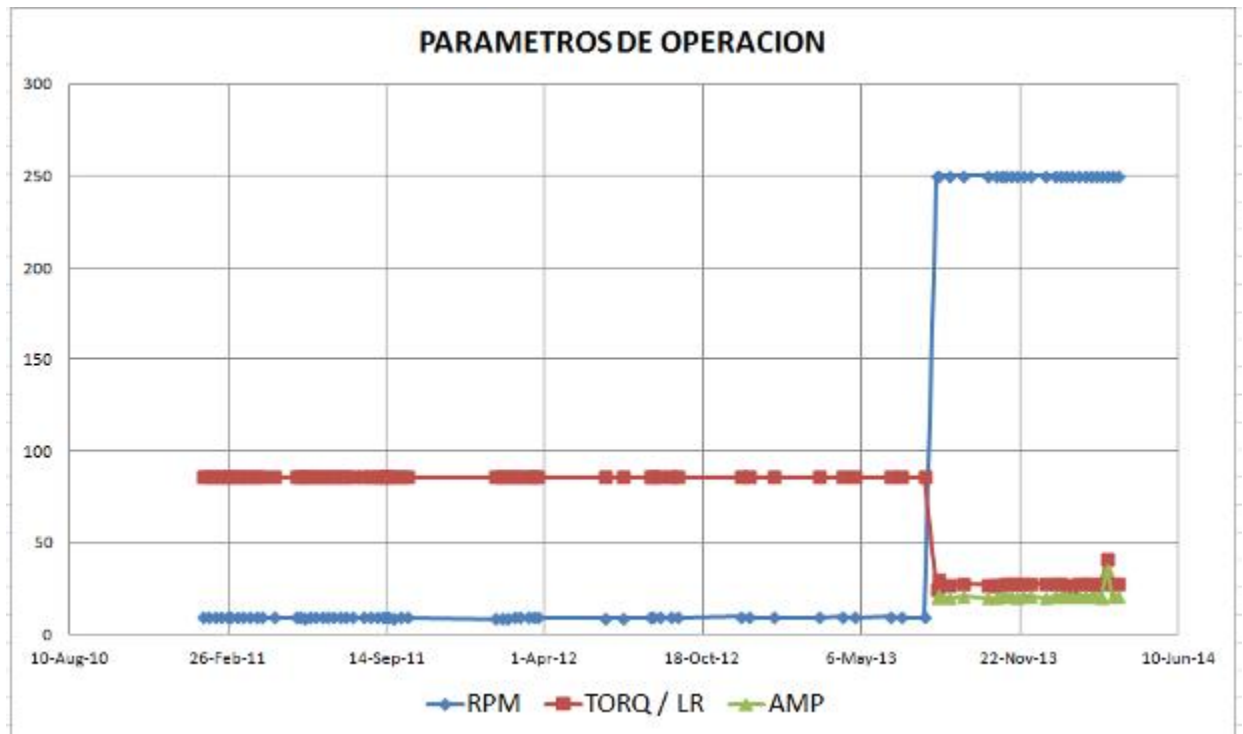
POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDECIA BOMBA	RUN LIFE BOMBA DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-265	1-Jan-03		NUEVA		
V-265	1-Jan-03	24-May-07	NUEVA	1604	Se encuentra pozo en no bombeo bomba pegada sale piston, cuerpo de bomba queda atascada en la tubería. cambio de bomba, se encuentra 293FT de sucio.
V-265	24-May-07	9-Aug-10	NUEVA	1173	Cambio de bomba, presenta escurrimiento por valvula fija.
V-265	9-Aug-10	20-Jan-12	NUEVA	529	OPTIMIZACION POZO CAMBIO DE BOMBA DE 1.5" A 2" SE CAMBIA DE RWBC A RWAC, SE ENCUENTRA 210 FT DE ARENA. Se elimina del completamiento los tubos ranurados, tubo ciego y el filtro para control de arena para ahorrar tiempo de intervencion equipo pozo en seguimiento si la bomba se pega en tiempo considerable recomendacion: colocar completamiento para control de arena.
V-265	20-Jan-12	9-Mar-12	NUEVA	49	SE ENCUNETRA VARILLA DESCONECTADA #101, SE ENCUENTRA BOMBA PEGADA, SE CAMBIA BOMBA.
V-265	9-Mar-12	30-Jul-13	CONTINUA	508	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Fuente: Autor

En la tabla 11 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo mecánico. El Índice de falla del pozo de Mayo 2007 a Julio de 2013 es de: **0.45 Fallas/año**, corresponde a 3 eventos de WS en 6.67 años. Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-265 con Cavidades Progresivas PCP Desde el 30 de julio de 2013 que se realizo el cambio de Sistema de Levantamiento Artificial NO ha presentado falla.

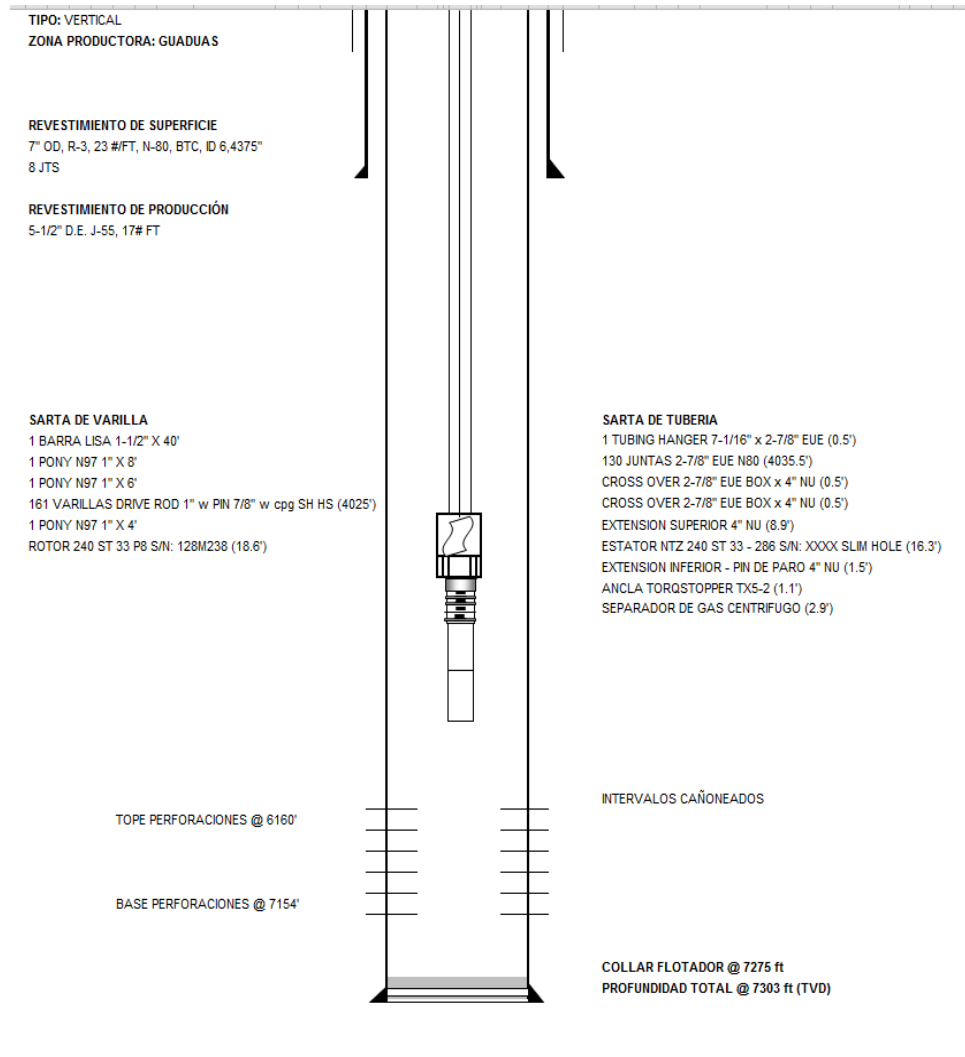
Figura 25 Grafica Producción Histórica pozo V-265.





Fuente: Autor

Figura 26 Estado Mecánico Actual del pozo V-265.



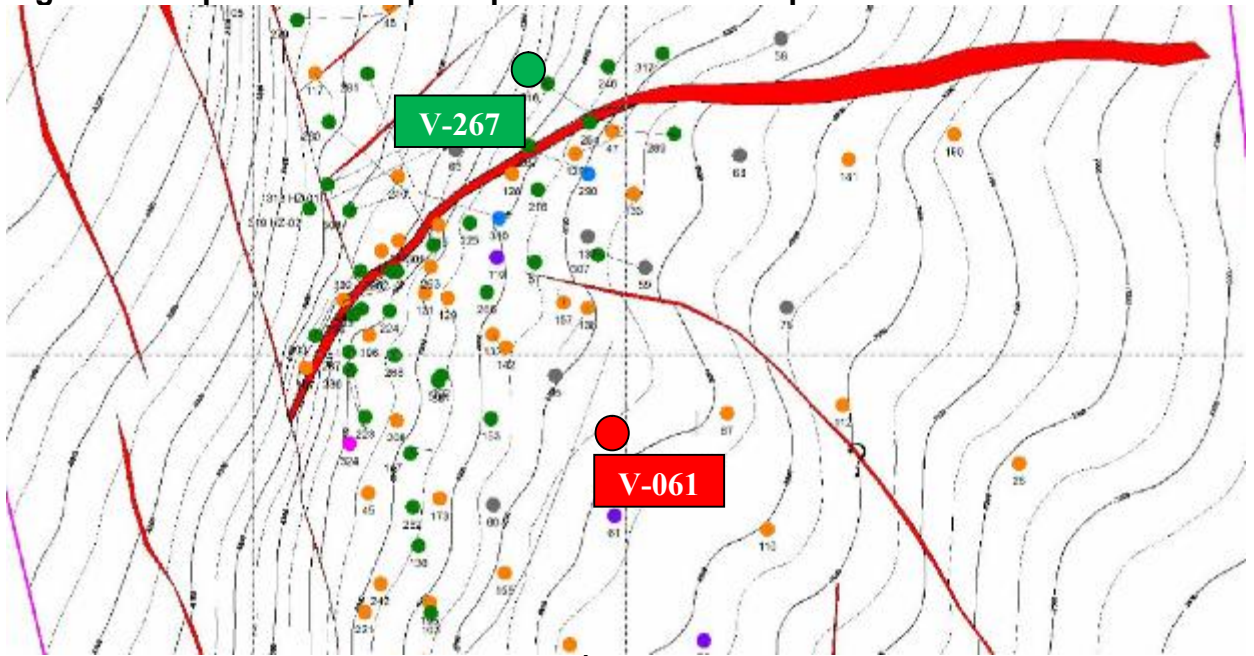
Fuente: Autor.

Intervalos Abiertos: 6160-65/6166-70/6734-40/6974-78/7006-14/7021-23/7024-27/7031-35/7045-48/7095-108/7112-15/7116-18/7126-34/ 7148-54 (71'). 1 s/f.

1.4.4.5 Pozo Velásquez # 267

Fecha Terminación:	12 Febrero 1981.
Fecha de Conversión a PCP:	12 Febrero de 2014.
Fecha Inicio Waterflooding:	20 Septiembre 2011.
Formación Productora:	Guaduas.
Grupo Formación:	G-II, G-III, G-IV y G-V
Bloque:	V-45G
Pozo monitor de presión:	V-061
Presión medida en fondo:	2146 psi
Presión de Burbuja:	1120 psi

Figura 27 Mapa ubicación pozo productor V-267 vs pozo monitor.



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Área Geología y yacimientos.

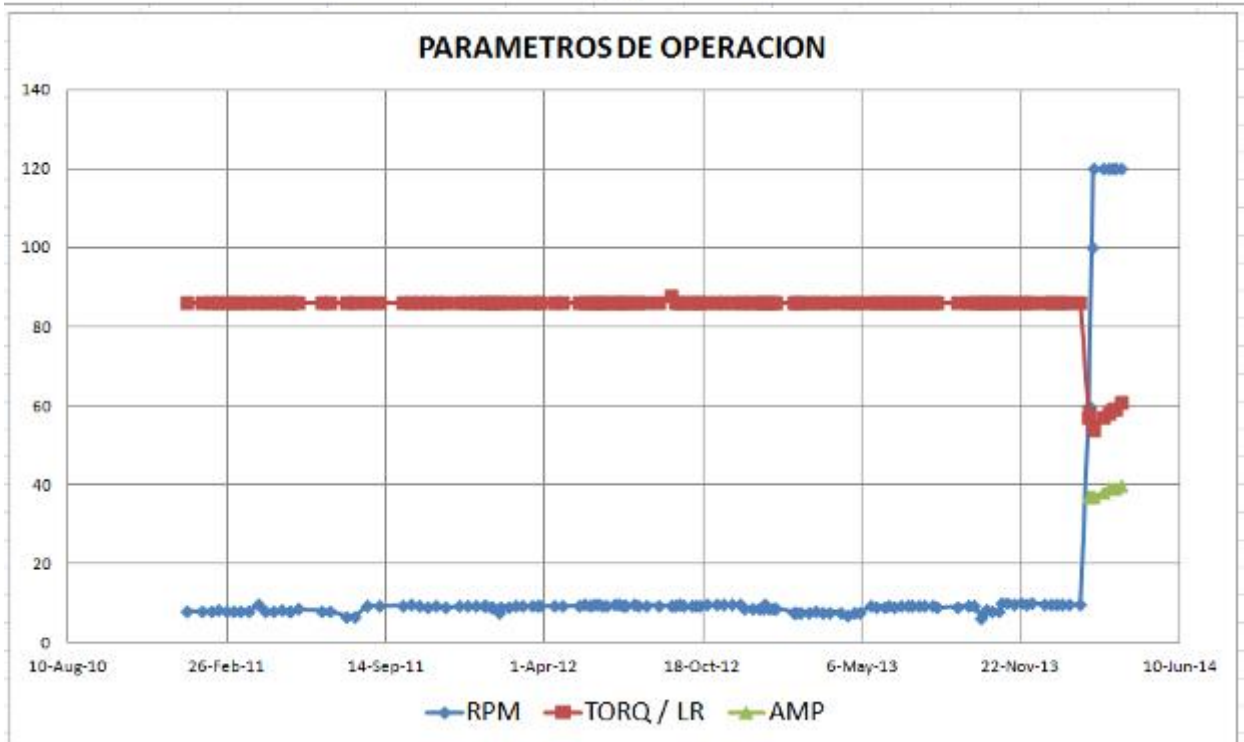
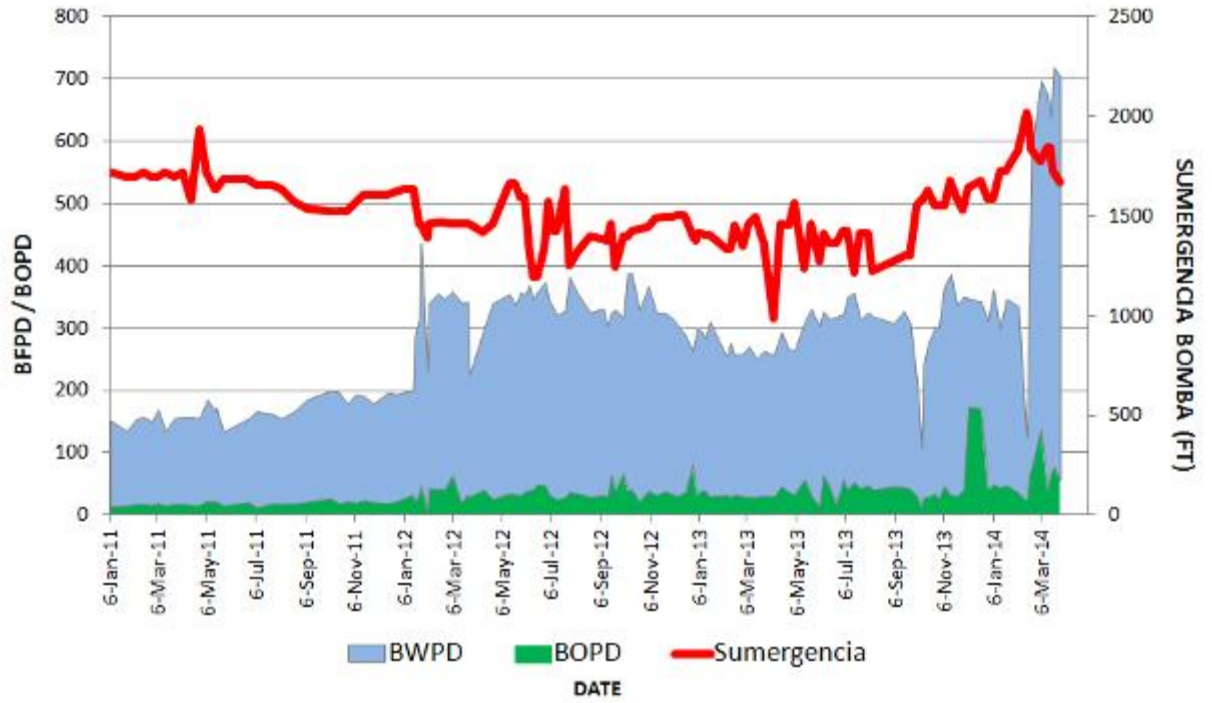
Tabla 12 Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-267 con Bombeo Mecánico.

POZO	FECHA	SIGUIENTE PARADA	PROCEDENCIA BOMBA	RUN LIFE BOMBA DIAS	COMENTARIOS DE FALLA/ACTIVIDAD/SERVICIO
V-267	27-Jun-84		NUEVA		
V-267	27-Jun-84	24-Feb-07	NUEVA	8277	Se saco bomba pegada al último tubo, Se encontro tope de arena @ 6977', fondo @ 7016', 39' de sucio. No se limpia fondo, se baja bomba nueva
V-267	24-Feb-07	20-Aug-07	NUEVA	177	Se saco sarta de varillas encontrando partida # 111. Se probó bomba en superficie presenta fuga por válvula fija.
V-267	20-Aug-07	6-Nov-07	NUEVA	78	Se presenta bombeo deficiente, bomba con deficiencia presenta fuga, se cambia bomba.
V-267	6-Nov-07	1-Mar-08	NUEVA	116	Se saco bomba pegada al último tubo, se encontró tubo roto. El No.115 @ 1071'.
V-267	1-Mar-08	8-Dec-08	NUEVA	282	Se encontro bomba pegada en el ultimo tubo. Se cambia bomba.
V-267	8-Dec-08	12-May-09	NUEVA	155	Se encontro tubo roto y bomba con deficiencia de bombeo se cambia bomba
V-267	12-May-09	18-Mar-10	CONTINUA	310	Se encontró tubo roto # 5, se baja la misma bomba.
V-267	18-Mar-10	20-May-10	NUEVA	373	Se encontro la bomba con paso en la válvula fija. Se encontro el tubo #74 roto, se cambia bomba.
V-267	20-May-10	15-Aug-10	NUEVA	87	Se encontró la bomba rota por el cuerpo, se encuentran rotos los tubos #119 aprox. 936ft y #30 aprox. 3713ft.
V-267	15-Aug-10	15-Aug-11	NUEVA	365	SE CAÑONEAN INTERVALOS ENTRE 6244' - 6181 Se verifica fondo con sand line, tope a 7016', limpio, Se realizan disparos, 1er disparo a 6244' no muestra Presion, 2do disparo a 6230' muestra 3" H2O en 15 minutos, 3er disparo a 6193' muestra 3" H2O en 3 minutos, 4to disparo a 6181' muestra 1" H2O en 7 minutos.
V-267	15-Aug-11	18-Jan-12	USADA VEL-156	156	OPTIMIZACION CAMBIO DE BOMBA DE 1.5 A 2" Se prueba sarta de tubería con 800 PSI, OK, se cambia bomba por optimizacion
V-267	18-Jan-12	23-Oct-12	NUEVA	279	SE ENCUENTRA BOMBA CON ESCURRIMEINTO DE VALVULA FIJA SE ENCUENTRA TUBOS ROTOS #74 Y 27
V-267	23-Oct-12	30-Jan-13	CONTINUA	99	Se encuentra tubo roto # 92.
V-267	30-Jan-13	11-May-13	NUEVA	200	Se cambia bomba por presentar barril roto.
V-267	11-May-13	30-Sep-13	NUEVA	142	Se encontro tubería rota Se cambia bomba se encontro con el barril roto.
V-267	30-Sep-13	12-Feb-14	CONTINUA	135	CAMBIO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Fuente: Autor

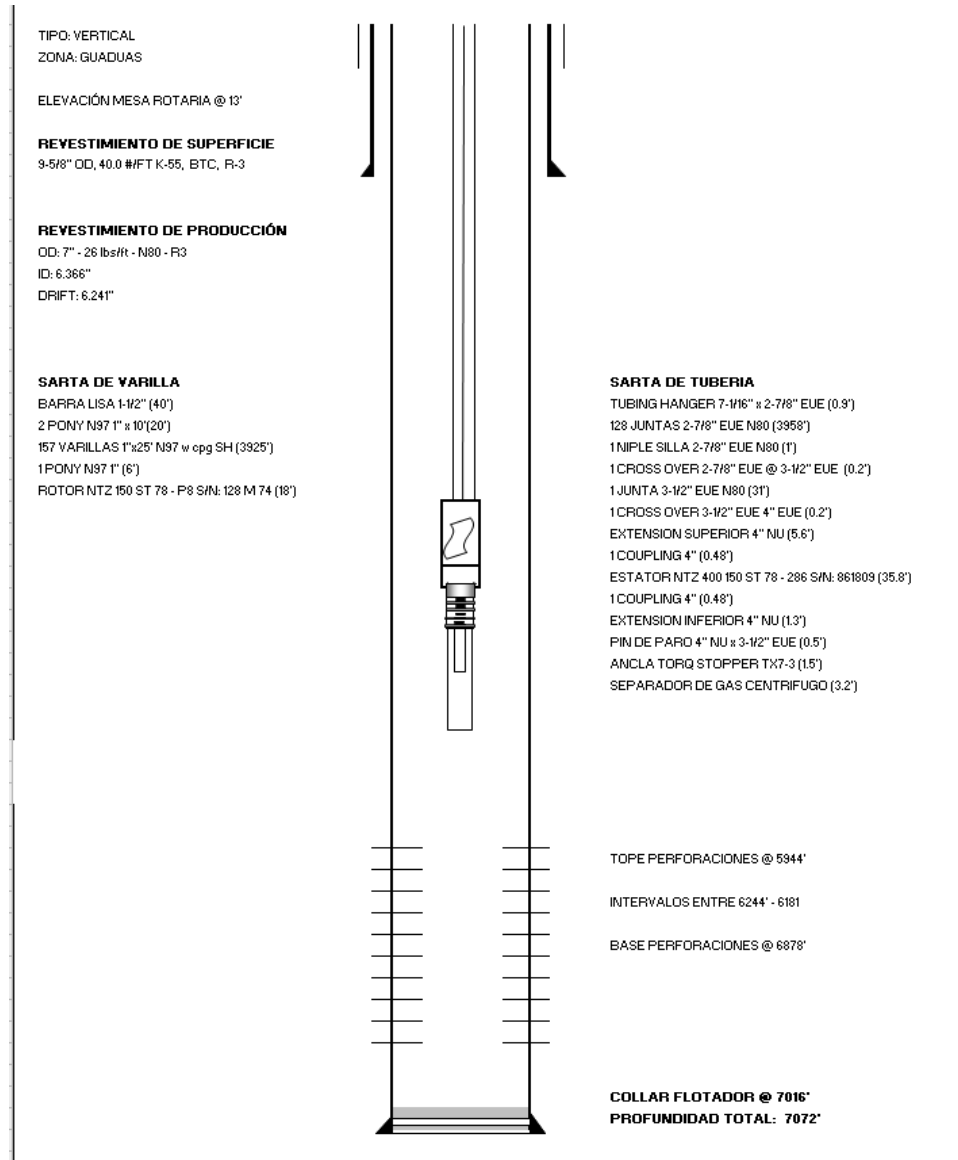
En la tabla 12 se relaciona los eventos de falla del pozo cuando se encontraba completado con bombeo mecánico. El Índice de falla del pozo de Febrero 2007 a Febrero de 2014 es de: **1.84 Fallas/año**, corresponde a 13 eventos de WS en 7.08 años. Eventos de Falla, Work Over y Well Service del pozo V-267 con Cavidades Progresivas PCP. Desde el 12 de febrero de 2014 que se realizó el cambio de Sistema de Levantamiento Artificial NO ha presentado falla.

Figura 28 Grafica Producción Histórica pozo V-267.



Fuente: Autor

Figura 29 Estado Mecánico Actual del pozo V-267.



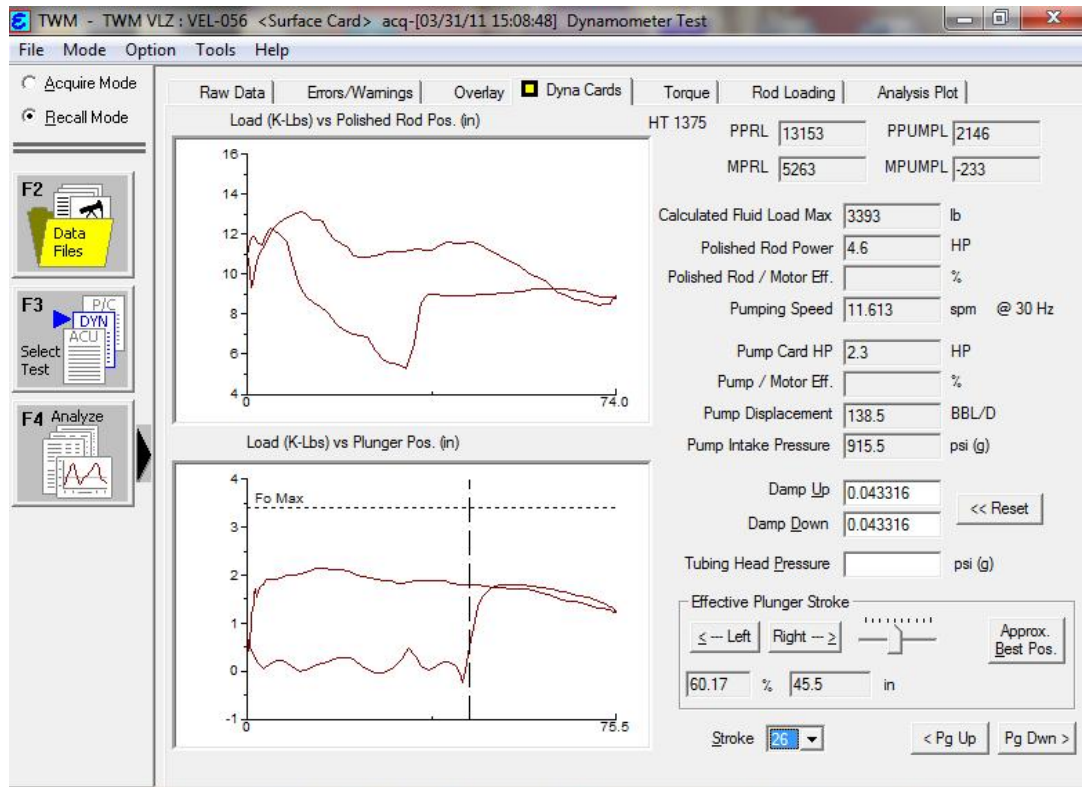
Fuente: Autor

Intervalos Abiertos: 5944-56/5973-78/6005-11/6018-23/6044-50/6102-06/6112-16/
 6673-84/6716-25/6734-42/6744-54/6762-68/6784-92/ 6805-09 /6812-19/6823-
 28/6842-48/6854-59/6863-68/6872-78 Hornet jet 1 11/16", 1 s/f; 6140-50/6282-
 314/6330-38/6346-54 (58').

2. DISEÑOS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS.

2.1 Pozo VEL-056.

Figura 30 Dinagrama pozo VEL-056 antes del cambio del sistema de levantamiento.



Fuente: Total Well Management. Software dinagramas.

Como se muestra en la Figura 30 el pozo VEL-056 antes de cambiar de sistema de levantamiento, presentaba problemas en fondo, específicamente en el llenado de la bomba la cual presentaba un golpe de fluido debido a la ineficiencia en el llenado del barril. De las 75 pulgadas efectivas que podía llenar de fluido realmente estaba llenando 45.5 pulgadas para una eficiencia de llenado del 60%. Con estos datos y junto con el estado mecánico se realizó el modelado del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico con la herramienta ROD

STAR-D, no se cuenta con el survey del pozo, por tanto se modeló como si el pozo fuera vertical, los resultados se presentan en la siguiente tabla 2.1 donde se evidencia que las cargas axiales del sistema están dentro de los límites permitidos, la caja de engranajes tiene una carga solo del 72% y la carga estructural solo es del 57% sin embargo tiene un efecto stress en la varilla de fondo muy inferior al límite máximo de -500 PSI, que traduce en la utilización de barras de peso para mitigar una pronta falla en la sarta de varilla.

Tabla 13 Resultados del diseño pozo VEL-056 con Bombeo Mecánico. RODSTAR-V 3.3.1

Company: MECL

© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 1 of 3

Well: VEL-056

User: DIEGO RODRIGUEZ

Disk file: VEL-056 BM.rsvx

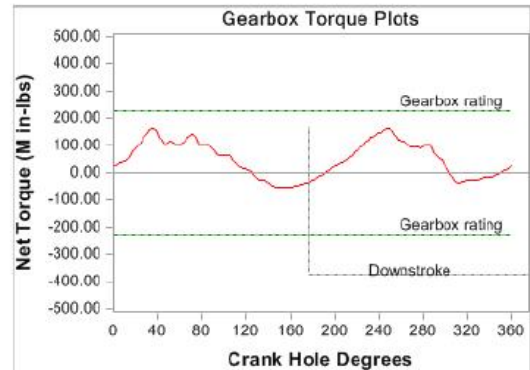
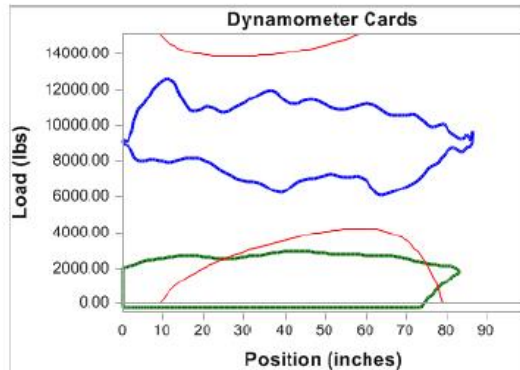
Date: 4/22/2014

Comment: DISEÑO POZO VEL-056 EN BOMBEO MECANICO

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	8.5	Fluid level		Production rate (bfpd):	198	Peak pol. rod load (lbs):	12616	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	1500	Oil production (BOPD):	40	Min. pol. rod load (lbs):	6049	
Tubing pres. (psi):	50	(ft over pump):	2539	Strokes per minute:	8.5	MPRL/PPRL	0.479	
Casing pres. (psi):	0	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	22%	Unit struct. loading:	57%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	25.2	PRHP / PLHP	0.26	
				Fluid load on pump (lbs):	2471	Buoyant rod weight (lbs):	7997	
				Polished rod HP:	6.6	N/No: .125 , Fo/SKr: .078		
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	80%	Power Meter	Detent	Required prime mover size				
Water sp. gravity:	1.05	Electr. cost:	\$.06/KWH	(speed var. not included)				
Oil API gravity:	13.3	Type:	NEMA D	BALANCED				
Fluid sp. gravity:	1.0354			(Min Torq)				
Compress. index:	3.0			NEMA D motor:				
				Single/double cyl. engine:				
				Multicylinder engine:				
Pumping Unit: Lufkin Conventional - Old (C-228D-84*)				Torque analysis and electricity consumption				
API size: C-228-221-84 (unit ID: CLA131)				BALANCED				
Crank hole number #1 (out of 4)				(Min Torq)				
Calculated stroke length (in): 86.5				Peak g'box torq.(M in-lbs):				
Crank Rotation with well to right: CCW				Gearbox loading:				
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Cyclic load factor:				
Structural unbalance (lbs): 380				Max. CB moment (M in-lbs):				
Crank offset angle (deg): 0.0				Counterbalance effect (lbs):				
				Daily electr.use (KWH/day):				
				Monthly electric bill:				
				Electr.cost per bbl. fluid:				
				Electr.cost per bbl. oil:				
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins)	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.550	Tubing stretch (ins):				
Tubing I.D. (ins)	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.550	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):				
Pump depth (ft):	4039	Tub.anch.depth (ft):	4039	Gross pump stroke (ins):				
Pump condition:	FI pound	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):				
Pump type:	Insert	Calc. pump fillage :	60%	Minimum pump length (ft):				
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):				
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
+ 1	D (API)	1350	115000	37%	16048	7941	3883	API MG
0.875	D (API)	1500	115000	35%	13273	5072	718	API MG
0.75	D (API)	1189	115000	32%	8988	977	-2449	API MG

+ Requires slimhole couplings.

NOTE Stress calculations include buoyancy effects.



Fuente: Rod Star-D.

Resultados del diseño pozo VEL-056 con Cavidades
Progresivas

PC-PUMP Report

Case: DISEÑO POZO VEL-056 PCP

Analysis Results - Summary

Input Parameters

Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase
Oil API Gravity: 13.00 °API
Water Salinity: 33000.00
Gas Specific Gravity: 0.70
BS&W Content: 80.00 %
Producing GOR: 300.00 scf/STB
Free Gas Separation: 40.00

Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 298.36 bbls/D
Pump Speed (specified): 190.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency: 80.00 %
Fluid Level: 1795.26 RKB
Submergence: 2249.74 ft
Bottomhole Pressure (specified): 1664.14 psi
Tubing Head Pressure: 80.00 psi
Casing Head Pressure: 0.00 psi
Bottomhole Pressure: 152.00 °F
Temperature Gradient: 1.00 °F/100ft

Output Parameters

Basic Parameters

Submergence: 2249.74 ft
Pump Intake Pressure: 765.14 psi
Pump Discharge Pressure: 1779.74 psi
Differential Pressure: 1014.60 psi
Net Hydrostatic Head: 873.78 psi
Flow Losses: 60.82 psi
Pump Pressure Loading: 29.15 % Rtd.
Pump Torque: 279.02 ft-lbs
Pump Axial Load: 4.80 kips
Maximum Rod Torque: 280.21 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load: N/A
Maximum Axial Rod Load: 16.84 kips
Maximum Effective Rod Stress: 31.75 %

Rod Contact Loads

Maximum Load Connection: 0.00 lbf

Surface Parameters

System Input Power: 11.11 hp
Prime Mover Output Power: 10.89 hp
Energy Cost: 9.94 \$/day
Thrust Bearing L10 Life: 34.54 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading: 19.00 %
Drivehead Structural Loading: N/A
Drivehead Power Output: 16.80 %
Drivehead Speed Output: 47.50 %
Drivehead Gearbox Torque: N/A
Surface Motor Loading: 21.78 %

System Efficiency

System Mechanical/Electrical Efficiency: 64.80 %
System Overall Efficiency: 51.84 %
Pump Volumetric Efficiency: 80.00 %

Output Messages

WARNING: Electric motor oversized (21.8 % Rated)
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API!
NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API!
NOTE: Free gas at pump intake (9 %)
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 72%
NOTE: Electric motor speed adjusted to 868.3 RPM (44.4 Hz)
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Flow losses represent 5.99% of the total pump differential pressure

. Fuente: PC-PUMP.

Figura 31 Configuración Diseño Pozo VEL-056 con Cavidades progresivas.

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	6248.0	5.500 in x 17.00 lbs/ft

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	4008.6	API: 2.875 in x 6.50 lbs/ft

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
4045.0	4502.5	API: 2.875 in x 6.50 lbs/ft

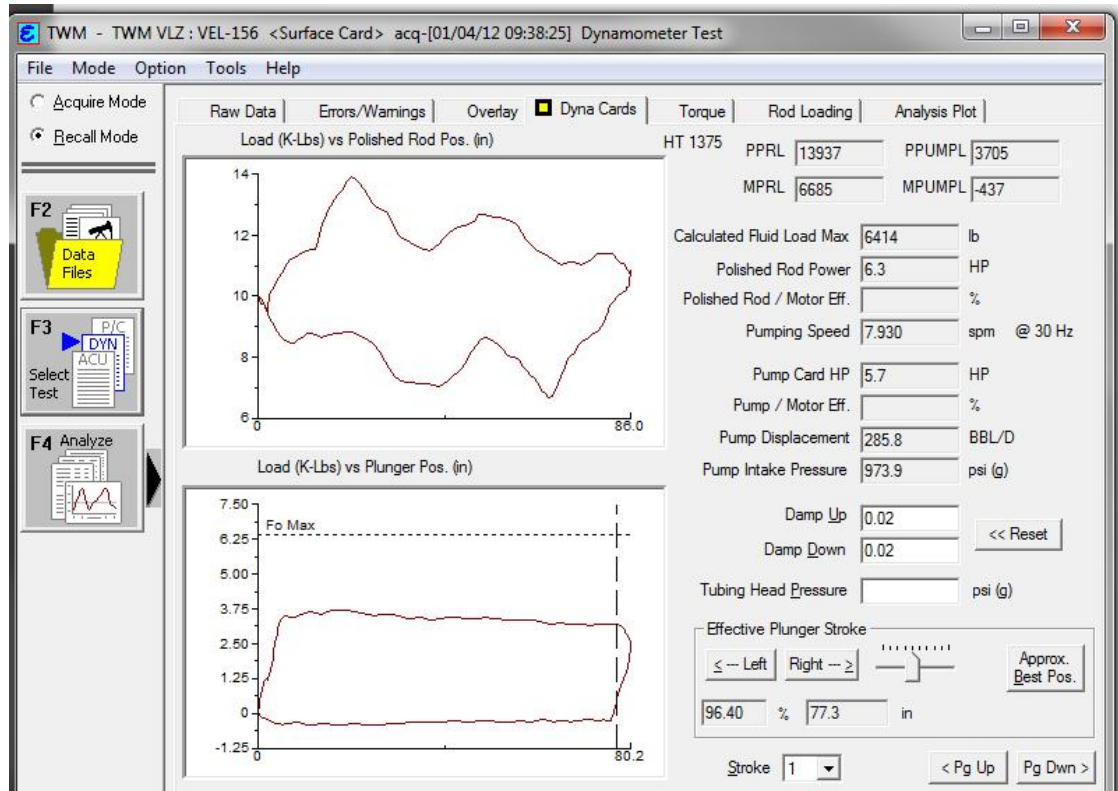
Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Length (ft)	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft lbs)	Connection Type
-16.4	4008.6	161	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in. S

Fuente: PC-PUMP.

En el diseño con Cavidades progresivas se instaló una bomba NTZ400 240 ST33 que tiene un desplazamiento de fluido del orden de 2.08 bbl/rpm, se estima un aumento de producción de fluido de 198 BFPD que tenía en bombeo mecánico a 300 BFPD con PCP operando a 190 RPM, en la realidad y luego del seguimiento, el pozo con el sistema PCP alcanzó una producción máxima de 430 BFPD en Mayo de 2012 antes de que se presentará el daño en fondo por arenamiento. Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico son del 64% y en general el sistema tienen una eficiencia del 52%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, lo cual se encuentra dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

2.2 Pozo VEL-156.

Figura 32 Dinagrama pozo VEL-156 antes del cambio del sistema de levantamiento.



Fuente: Total Well Management. Software dinagramas.

Como se muestra en la Figura 32 el pozo VEL-156 antes de cambiar de sistema de levantamiento, no presentaba problemas en fondo, el llenado de la bomba era eficiente. De las 80 pulgadas efectivas que podía llenar de fluido realmente estaba llenando 77 pulgadas para una eficiencia de llenado del 96% , adicional a esto tenía un nivel de sumergencia que ayudaba a no llegar a los esfuerzos máximos del sistema (Fo max), Con estos datos y junto con el estado mecánico se realizó el modelado del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico con la herramienta ROD STAR-D, Si se cuenta con el survey del pozo, por tanto se modeló el pozo con su trayectoria real los efectos que conlleva las cargas de contacto entre varilla y tubería, los resultados se presentan en la siguiente tabla 15

donde se evidencia una sobre carga en la caja de engranajes la carga esta al 92%, la carga estructural solo es del 60% está dentro de los limites y se tiene un efecto stress en la varilla de fondo muy inferior al límite máximo de -500 PSI, que traduce en la utilización de barras de peso para mitigar una pronta falla en la sarta de varilla.

Tabla 14 Resultados del diseño pozo VEL-156 con Bombeo Mecánico.

RODSTAR-V 3.3.1

Company: MECL

© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)

Page 1 of 3

Well: VEL-156

User: DIEGO RODRIGUEZ

Disk file: VEL-156.rsvx

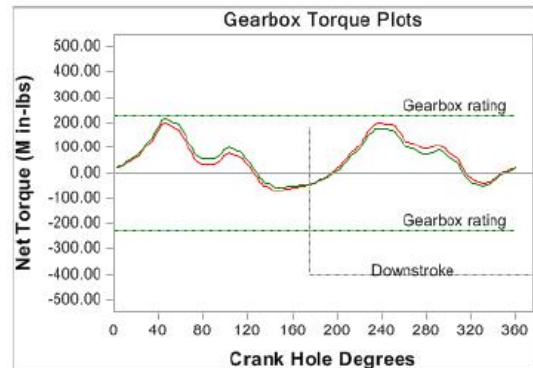
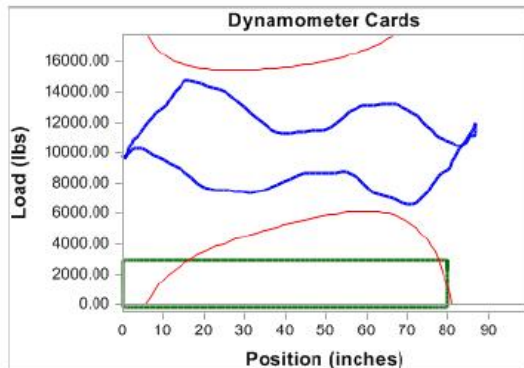
Date: 5/4/2014

Comment: DISEÑO VEL-156 EN BOMBEO MECANICO

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS																					
Strokes per minute: 8		Fluid level		Production rate (bfpd): 286	Peak pol. rod load (lbs): 14838																				
Run time (hrs/day): 24.0		(ft from surface): 1700		Oil production (BOPD): 23	Min. pol. rod load (lbs): 6640																				
Tubing pres. (psi): 110		(ft over pump): 2839		Strokes per minute: 8	MPRL/PPRL 0.447																				
Casing pres. (psi): 0		Stuf.box fr. (lbs): 100		System eff. (Motor->Pump): 32%	Unit struct. loading: 60%																				
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP: 24.1	PRHP / PLHP 0.29																				
				Fluid load on pump (lbs): 2925	Buoyant rod weight (lbs): 9215																				
				Polished rod HP: 7.1	N/No: .099 , Fo/SKr: .102																				
Fluid properties				Motor & power meter																					
Water cut: 92%		Power Meter Detent		<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #f2f2f2;"> <th colspan="2">Required prime mover size (speed var. not included)</th> <th>BALANCED (Min Ener)</th> <th>BALANCED (Min Torq)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">NEMA D motor:</td> <td>20 HP</td> <td>20 HP</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Single/double cyl. engine:</td> <td>15 HP</td> <td>15 HP</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Multicylinder engine:</td> <td>20 HP</td> <td>20 HP</td> </tr> </tbody> </table>		Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min Ener)	BALANCED (Min Torq)	NEMA D motor:		20 HP	20 HP	Single/double cyl. engine:		15 HP	15 HP	Multicylinder engine:		20 HP	20 HP				
Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min Ener)	BALANCED (Min Torq)																						
NEMA D motor:		20 HP	20 HP																						
Single/double cyl. engine:		15 HP	15 HP																						
Multicylinder engine:		20 HP	20 HP																						
Water sp. gravity: 1		Electr. cost: \$.06/KWH																							
Oil API gravity: 22.2		Type: NEMA D																							
Fluid sp. gravity: 0.9937																									
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-228D-24*)				Torque analysis and electricity consumption																					
API size: C-228-246-86 (unit ID: CL69)				Peak g'box torq.(M in-lbs): 213		197																			
Crank hole number #1 (out of 4)				Gearbox loading: 93%		86%																			
Calculated stroke length (in): 86.6				Cyclic load factor: 1.7		1.7																			
Crank Rotation with well to right: CCW				Max. CB moment (M in-lbs): 412.54		435.29																			
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Counterbalance effect (lbs): 10871		11426																			
Structural unbalance (lbs): 800				Daily electr.use (KWH/day): 194		196																			
Crank offset angle (deg): 0.0				Monthly electric bill: \$355		\$359																			
				Electr.cost per bbl. fluid: \$0.041		\$0.041																			
				Electr.cost per bbl. oil: \$0.509		\$0.515																			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations																					
Tubing O.D. (ins) 2.875		Upstr. rod-tbg fr. coeff: 0.580		Tubing stretch (ins): .0																					
Tubing I.D. (ins) 2.441		Dnstr. rod-tbg fr. coeff: 0.580		Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.0																					
Pump depth (ft): 4539		Tub.anch.depth (ft): 4539		Gross pump stroke (ins): 79.8																					
Pump condition: Full		Pump load adj. (lbs): 0.0		Pump spacing (in. from bottom): 13.6																					
Pump type: Insert		Pump vol. efficiency: 96%		Minimum pump length (ft): 13.0																					
Plunger size (ins) 2		Pump friction (lbs): 200.0		Recommended plunger length (ft): 3.0																					
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)																					
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method																	
0.75	D (API)	1440	115000	100%	33800	15696	11057	API MG																	
0.875	D (API)	1200	115000	55%	20122	8123	4517	API MG																	
+ 1	D (API)	1899	115000	32%	11133	3458	-2464	API MG																	

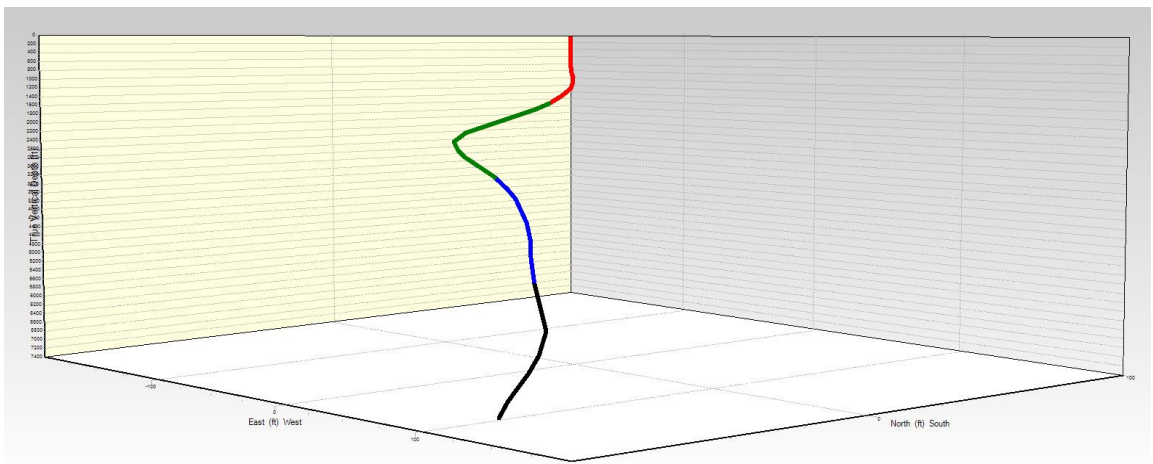
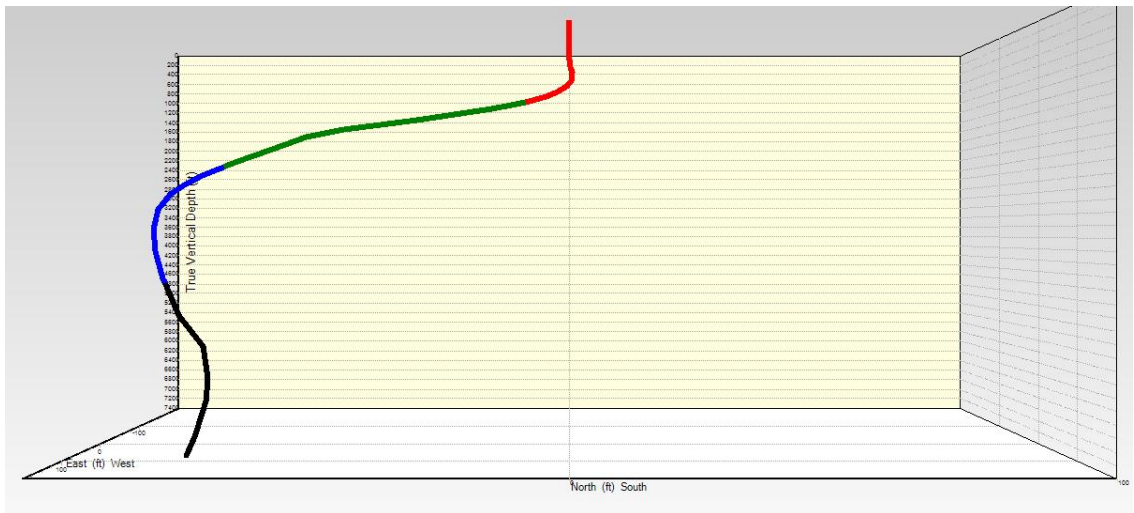
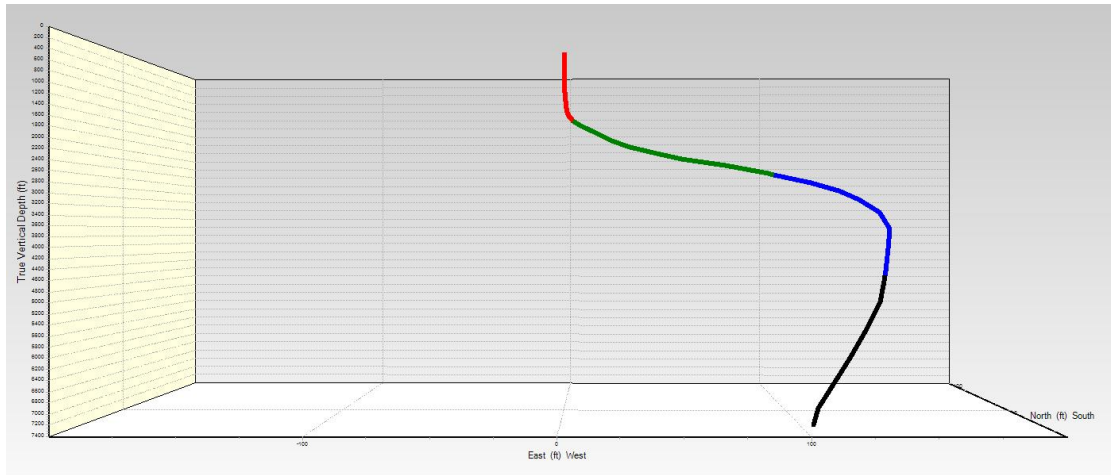
+ Requires slimhole couplings.

NOTE Stress calculations include buoyancy effects.



Fuente: Rod Star-D.

Figura 33 Trayectoria del pozo VEL-156 vista en diferentes perspectivas.
Fuente: Rod Star-D



Resultados del diseño pozo VEL-156 con Cavidades Progresivas.

PC-PUMP Report

Case: DISEÑO PCP POZO VEL-156

Analysis Results - Summary

Input Parameters

Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase
Oil API Gravity: 22.00 °API
Water Salinity: 33000.00
Gas Specific Gravity: 0.70
BS&W Content: 92.00 %
Producing GOR: 300.00 scf/STB
Free Gas Separation: 40.00

Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 997.36 bbls/D
Pump Speed (specified): 250.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency: 85.00 %
Fluid Level: 2020.28 ftKB
Submergence: 2026.72 ft
Bottomhole Pressure (specified): 1650.95 psi
Tubing Head Pressure: 0.00 psi
Casing Head Pressure: 0.00 psi
Bottomhole Pressure: 155.00 °F
Temperature Gradient: 1.00 °F/100ft

Output Parameters

Basic Parameters

Submergence: 2026.72 ft
Pump Intake Pressure: 626.59 psi
Pump Discharge Pressure: 1806.16 psi
Differential Pressure: 1179.57 psi
Net Hydrostatic Head: 1017.72 psi
Flow Losses: 161.85 psi
Pump Pressure Loading: 54.22 % Rtd.
Pump Torque: 603.09 ft-lbs
Pump Axial Load: 6.26 kips
Maximum Rod Torque: 618.01 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load: N/A
Maximum Axial Rod Load: 19.20 kips
Maximum Effective Rod Stress: 60.61 %

Rod Contact Loads

Maximum Load Connection: 16.88 lbf
Maximum Load Guide: 49.18 lbf

Surface Parameters

System Input Power: 32.24 hp
Prime Mover Output Power: 31.60 hp
Energy Cost: 28.85 \$/day
Thrust Bearing L10 Life: 16.98 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading: 41.90 %
Drivehead Structural Loading: N/A
Drivehead Power Output: 48.75 %
Drivehead Speed Output: 62.50 %
Drivehead Gearbox Torque: N/A
Surface Motor Loading: 63.19 %

System Efficiency

System Mechanical/Electrical Efficiency: 77.23 %
System Overall Efficiency: 65.64 %
Pump Volumetric Efficiency: 85.00 %

Output Messages

WARNING: Rod guide optimization did not converge
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
NOTE: Free gas at pump intake (3 %)
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 80%
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1142.5 RPM (58.1 Hz)
NOTE: Flow losses represent 13.72% of the total pump differential pressure

Fuente: PC-PUMP.

Figura 34 Configuración Diseño Pozo VEL-156 con Cavidades progresivas.

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	6471.0	5.500 in x 17.00 lbs/ft

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	4010.8	API: 2.875 in x 6.50 lbs/ft

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description

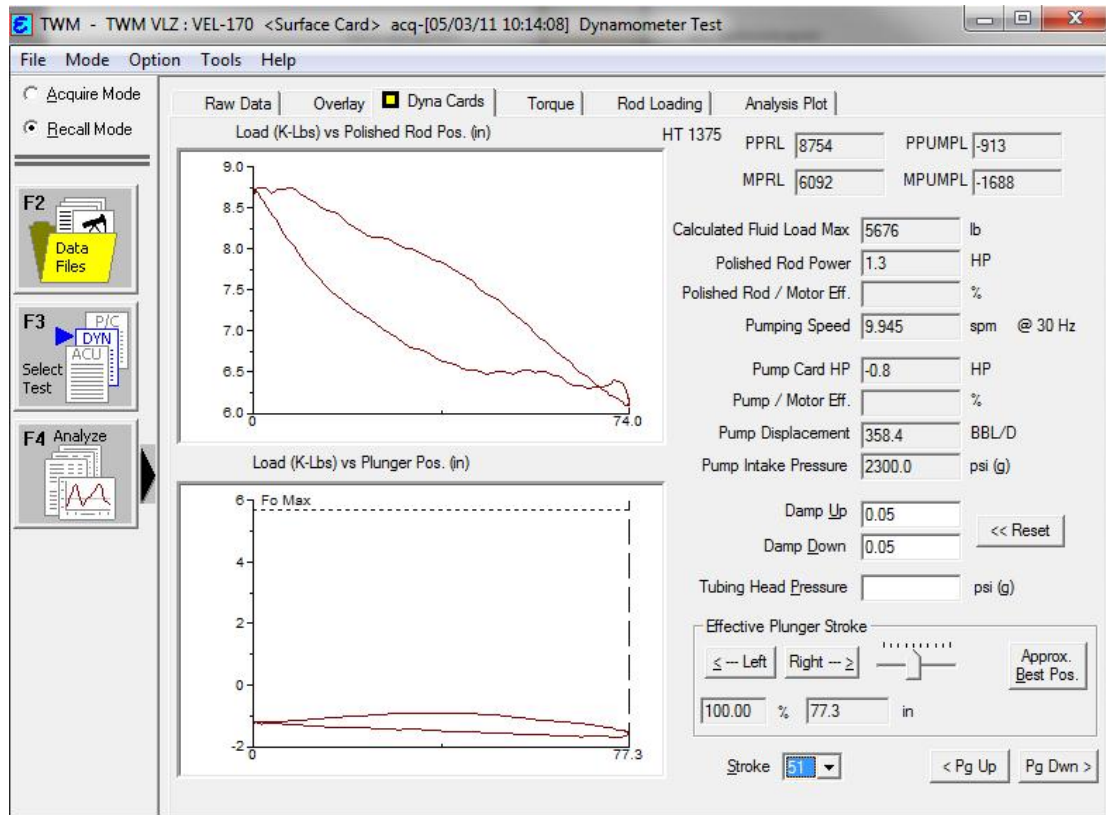
Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Length (ft)	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft lbs)	Connection Type
-14.2	810.8	33	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in)
810.8	910.8	4	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in)
910.8	985.8	3	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in)

Fuente: PC-PUMP.

En el diseño con Cavidades progresivas se instaló una bomba NTZ400 150 ST78 que tiene un desplazamiento de fluido del orden de 4.9 bbl/rpm, se estima un aumento de producción de fluido de 286 BFPD que tenía en bombeo mecánico a 997 BFPD con PCP operando a 250 RPM, en la realidad y luego del seguimiento, el pozo con el sistema PCP alcanzó una producción máxima de 1190 BFPD en Noviembre de 2013. Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico son del 77% y en general el sistema tienen una eficiencia del 66%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, lo cual se encuentra dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

2.3 Pozo VEL-170.

Figura 35 Dinagrama pozo VEL-170 antes del cambio del sistema de levantamiento.



Fuente: Total Well Management. Software dinagramas.

Como se muestra en la Figura 235 el pozo VEL-170 antes de cambiar de sistema de levantamiento, no presentaba problemas en fondo, el llenado de la bomba era eficiente. De las 77 pulgadas efectivas que podía llenar de fluido realmente estaba llenando 77 pulgadas para una eficiencia de llenado del 100%. El dinagrama no muestra esfuerzos grandes en el llenado debido a la alta sumergencia que tenía el pozo, el nivel de fluido estaba casi en superficie lo cual hace que la bomba no genere mayor esfuerzo en el levantamiento de fluidos, este efecto se conoce como flumping. Con estos datos y junto con el estado mecánico se realizó el modelado del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico con la herramienta

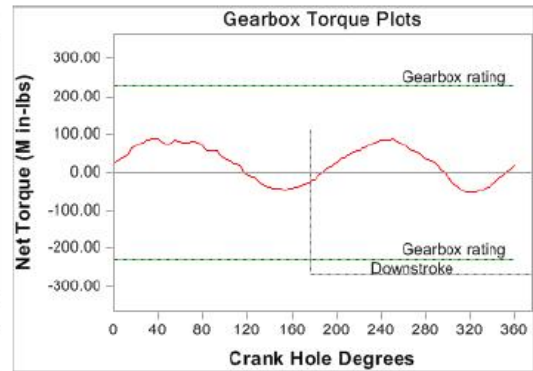
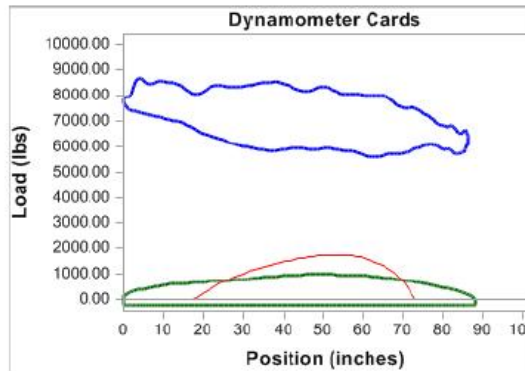
ROD STAR-D, no se cuenta con el survey del pozo, por tanto se modeló como si el pozo fuera vertical, los resultados se presentan en la siguiente tabla (número) donde se evidencia que las cargas axiales del sistema están dentro de los límites permitidos, la caja de engranajes y la carga estructural solo es del 39% y no presenta el efecto stress en la varilla de fondo, tiene un valor mayor a -500 PSI, que traduce en no utilizar barras de peso para mitigar una pronta falla en la sarta de varilla.

Tabla 15 Resultados del diseño pozo VEL-170 con Bombeo Mecánico.

RODSTAR-V 3.3.1
 © Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com) Page 1 of 3
 User: DIEGO RODRIGUEZ
 Date: 5/4/2014

Company: MECL
 Well: VEL-170
 Disk file: VEL-170.rsvx
 Comment: DISEÑO POZO VEL-170 BOMBEO MECANICO

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS					
Strokes per minute:	9	Fluid level		Production rate (bfpd):	370	Peak pol. rod load (lbs):	8680		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	50	Oil production (BOPD):	37	Min. pol. rod load (lbs):	5586		
Tubing pres. (psi):	60	(ft over pump):	3950	Strokes per minute:	9	MPRL/PPRL	0.644		
Casing pres. (psi):	0	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	2%	Unit struct. loading:	39%		
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	26.1	PRHP / PLHP	0.14		
				Fluid load on pump (lbs):	916	Buoyant rod weight (lbs):	6957		
				Polished rod HP:	3.6	N/No: .134 , Fo/SKR: .032			
Fluid properties				Motor & power meter					
Water cut:	90%	Power Meter	Detent	Required prime mover size		BALANCED			
Water sp. gravity:	1.05	Electr. cost:	\$.06/KWH	(speed var. not included)		(Min Torq)			
Oil API gravity:	23.3	Type:	NEMA D						
Fluid sp. gravity:	1.0364								
Compress. index:	3.0								
Pumping Unit: Lufkin Conventional - Old (C-228S-84*)									
API size: C-228-221-84 (unit ID: CLA30)									
Crank hole number #1 (out of 4)									
Calculated stroke length (in): 86.4									
Crank Rotation with well to right: CCW									
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown									
Structural unbalance (lbs): 350									
Crank offset angle (deg): 0.0									
Tubing and pump information									
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.530						
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.530						
Pump depth (ft):	4000	Tub.anch.depth (ft):	4000						
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0						
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	100%						
Plunger size (ins):	2	Pump friction (lbs):	200.0						
Rod string design									
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)						
+ 1	D (API)	320	115000						
0.875	D (API)	1800	115000						
0.75	D (API)	1880	115000						
+ Requires slimhole couplings.									
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.									
Torque analysis and electricity consumption					BALANCED (Min Torq)				
NEMA D motor:					10 HP				
Single/double cyl. engine:					10 HP				
Multicylinder engine:					10 HP				
Peak g'box torq.(M in-lbs):					89				
Gearbox loading:					39%				
Cyclic load factor:					2.1				
Max. CB moment (M in-lbs):					285.11				
Counterbalance effect (lbs):					7247				
Daily electr.use (KWH/day):					119				
Monthly electric bill:					\$217				
Electr.cost per bbl. fluid:					\$0.019				
Electr.cost per bbl. oil:					\$0.192				
Tubing, pump and plunger calculations									
Tubing stretch (ins):					.0				
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):					0.0				
Gross pump stroke (ins):					88.2				
Pump spacing (in. from bottom):					12.0				
Minimum pump length (ft):					13.0				
Recommended plunger length (ft):					3.0				
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)									
Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method					
17%	11120	7435	6604	API MG					
20%	12890	8563	3730	API MG					
16%	8483	4711	-453	API MG					



Fuente: Rod Star-D.

Resultados del diseño pozo VEL-170 con Cavidades Progresivas.

PC-PUMP Report

Case: DISEÑO POZO VEL-170 PCP

Analysis Results - Summary

Input Parameters

Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase
Oil API Gravity: 23.00 °API
Water Salinity: 33000.00
Gas Specific Gravity: 0.70
BS&W Content: 90.00 %
Producing GOR: 300.00 scf/STB
Free Gas Separation: 40.00

Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 1079.02 bbls/D
Pump Speed (specified): 250.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency: 90.00 %
Fluid Level: 244.41 ftKB
Submergence: 3643.59 ft
Bottomhole Pressure (specified): 2700.40 psi
Tubing Head Pressure: 0.00 psi
Casing Head Pressure: 0.00 psi
Bottomhole Pressure: 165.00 °F
Temperature Gradient: 1.00 °F/100ft

Output Parameters

Basic Parameters

Submergence: 3643.59 ft
Pump Intake Pressure: 1193.17 psi
Pump Discharge Pressure: 1653.13 psi
Differential Pressure: 459.96 psi
Net Hydrostatic Head: 338.65 psi
Flow Losses: 121.32 psi
Pump Pressure Loading: 21.14 % Rtd.
Pump Torque: 283.97 ft-lbs
Pump Axial Load: 1.84 kips
Maximum Rod Torque: 284.07 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load: N/A
Maximum Axial Rod Load: 13.54 kips
Maximum Effective Rod Stress: 30.07 %

Rod Contact Loads

Maximum Load Connection: 0.00 lbf

Surface Parameters

System Input Power: 14.82 hp
Prime Mover Output Power: 14.52 hp
Energy Cost: 13.26 \$/day
Thrust Bearing L10 Life: 54.29 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading: 19.26 %
Drivehead Structural Loading: N/A
Drivehead Power Output: 22.41 %
Drivehead Speed Output: 62.50 %
Drivehead Gearbox Torque: N/A
Surface Motor Loading: 29.05 %

System Efficiency

System Mechanical/Electrical Efficiency: 65.51 %
System Overall Efficiency: 38.96 %
Pump Volumetric Efficiency: 90.00 %

Output Messages

NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
NOTE: Free gas at pump intake (1 %)
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 87%
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1142.5 RPM (58.1 Hz)
NOTE: Flow losses represent 26.38% of the total pump differential pressure

Fuente: PC-PUMP.

Figura 36 Configuración Diseño Pozo VEL-170 con Cavidades progresivas.

The screenshot displays the PC-PUMP software interface for well VEL-170. The interface is organized into several sections:

- Drive Location:** Surface (selected), Downhole.
- Surface Drive Equipment:**
 - Description: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)
 - Belts: 4.570:1 Reduction
 - Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)
- Casing:**

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	7423.0	5.500 in x 17.00 lbs/ft
- Tubing:**

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	3851.8	API: 2.875 in x 6.50 lbs/ft
- Injection Tubing:**

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
- Rod String:**

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Length (ft)	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft lbs)	Connection Type
-23.2	3851.8	155	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in. S
- Pump Seating Measured Depth:** 3888.0 ftKB
- Mid-Perforations Measured Depth:** 7423.0 ftKB
- Pump:**
 - Description: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*150ST78 (SH))
 - Nominal Pump Displacement: 4.963 bbls/D/RPM
 - Pump Pressure Rating: 2176 psi
 - Pump Friction Torque: 80 ft-lbs
- Tail Joint:**

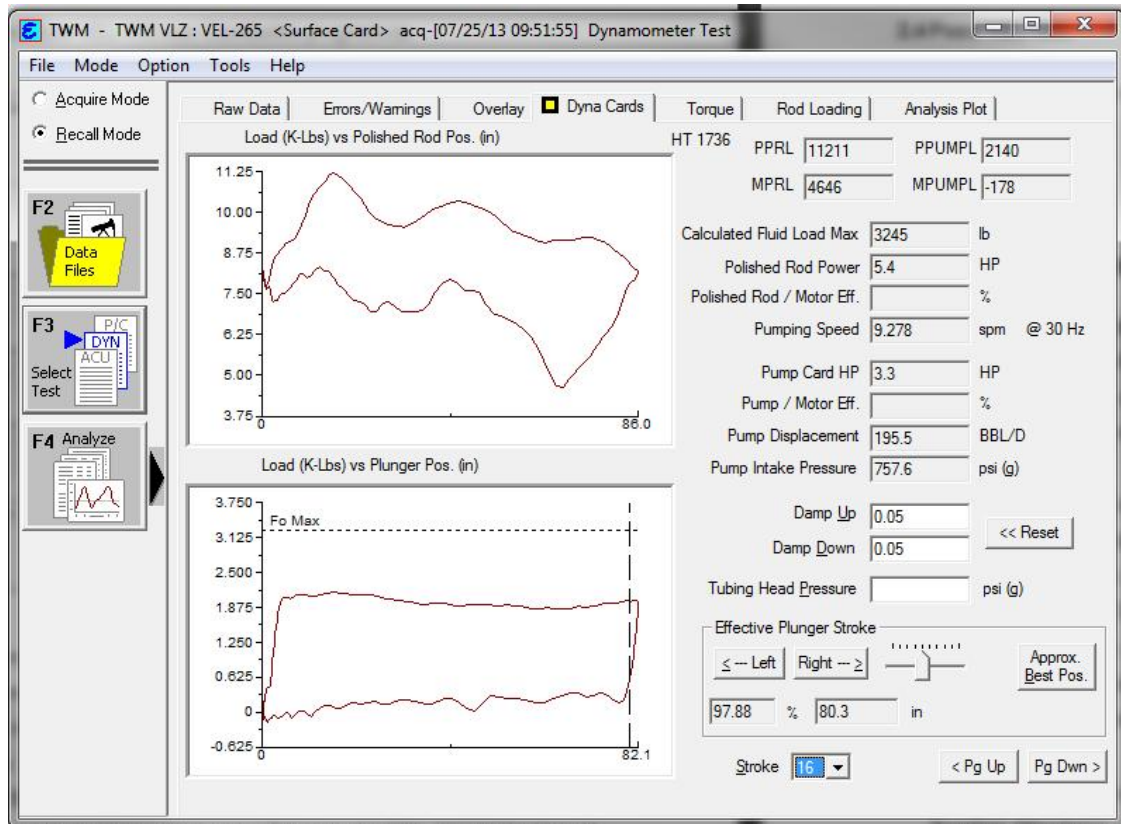
Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description

Fuente: PC-PUMP

En el diseño con Cavidades progresivas se instaló una bomba NTZ400 150 ST78 que tiene un desplazamiento de fluido del orden de 4.9 bbl/rpm, se estima un aumento de producción de fluido de 370 BFPD que tenía en bombeo mecánico a 1079 BFPD con PCP operando a 250 RPM, en la realidad y luego del seguimiento, el pozo con el sistema PCP alcanzó una producción máxima de 1190 BFPD en Agosto de 2013. Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico son del 65% y en general el sistema tienen una eficiencia del 59%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, lo cual se encuentra dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

2.4 Pozo VEL-265.

Figura 37 Dinagrama pozo VEL-265 antes del cambio del sistema de levantamiento.



Fuente: Total Well Management. Software dinagramas.

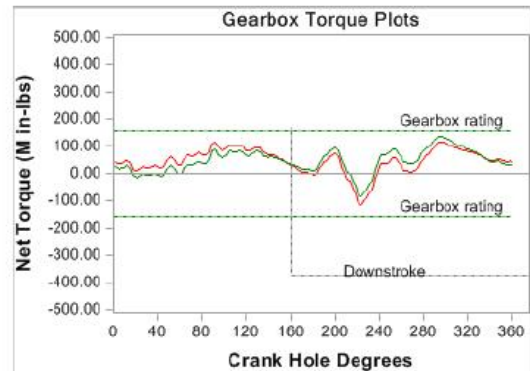
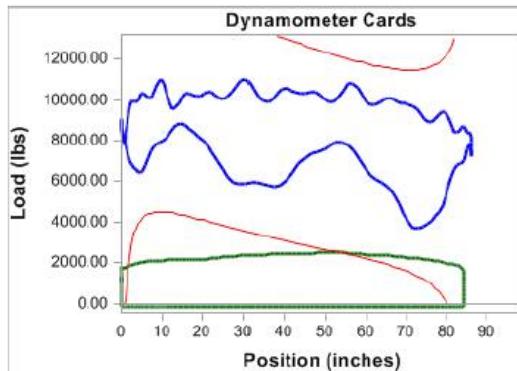
Como se muestra en la Figura 37 el pozo VEL-265 antes de cambiar de sistema de levantamiento, no presentaba problemas en fondo, el llenado de la bomba era eficiente de las 82 pulgadas efectivas que podía llenar de fluido realmente estaba llenando 80 pulgadas para una eficiencia de llenado del 97.8%. Adicional a esto tenía un nivel de sumergencia que ayudaba a no llegar a los esfuerzos máximos del sistema (F_o max), sin embargo se evidenciaba alta fricción en la carrera descendente posiblemente a la producción de sólidos. Con estos datos y junto con el estado mecánico se realizó el modelado del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico con la herramienta ROD STAR-D. No se cuenta con el

survey del pozo, por lo tanto se modeló como si el pozo fuera vertical, los resultados se presentan en la siguiente tabla # donde se evidencia que las cargas axiales del sistema están dentro de los límites permitidos, la caja de engranajes tiene una carga de 87% y la carga estructural es del 52%; sin embargo, presenta el efecto stress en la varilla de fondo, tiene un valor menor a -500 PSI, que traduce en utilizar barras de peso para mitigar una pronta falla en la sarta de varilla.

Tabla 16 Resultados del diseño pozo VEL-265 con Bombeo Mecánico

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute: 9.5		Fluid level (ft from surface): 1200		Production rate (bfpd): 365		Peak pol. rod load (lbs): 11009		
Run time (hrs/day): 24.0		(ft over pump): 2898		Oil production (BOPD): 44		Min. pol. rod load (lbs): 3680		
Tubing pres. (psi): 50		Stuf.box fr. (lbs): 100		Strokes per minute: 9.5		MPRL/PPRL 0.334		
Casing pres. (psi): 0		Pol. Rod Diam: 1.5"		System eff. (Motor->Pump): 34%		Unit struct. loading: 52%		
				Permissible load HP: 22.7		PRHP / PLHP 0.31		
				Fluid load on pump (lbs): 2125		Buoyant rod weight (lbs): 7411		
				Polished rod HP: 7		N/No: .142 , Fo/SKr: .075		
Fluid properties		Motor & power meter		Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min Ener) BALANCED (Min Torq)		
Water cut: 88%	Water sp. gravity: 1.05	Power Meter Detent	Electr. cost: \$.06/KWH	NEMA D motor:	15 HP	15 HP		
Oil API gravity: 14.0	Fluid sp. gravity: 1.0407	Type: NEMA D		Single/double cyl. engine:	15 HP	15 HP		
Compress. index: 3.0				Multicylinder engine:	15 HP	15 HP		
Pumping Unit: Lufkin Mark II (M-160D-213-86)				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min Ener) BALANCED (Min Torq)		
API size: M-160-213-86 (unit ID: ML62)				Peak g'box torq. (M in-lbs): 139		117		
Crank hole number #1 (out of 3)				Gearbox loading: 87%		73%		
Calculated stroke length (in): 86.1				Cyclic load factor: 1.4		1.4		
Crank Rotation with well to right: CCW				Max. CB moment (M in-lbs): 451.88		418.76		
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown				Counterbalance effect (lbs): 9750		8886		
Structural unbalance (lbs): -2040				Daily electr.use (KWH/day): 171		179		
Crank offset angle (deg): 24.5				Monthly electric bill: \$314		\$327		
				Electr.cost per bbl. fluid: \$0.028		\$0.029		
				Electr.cost per bbl. oil: \$0.235		\$0.245		
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins) 2.875		Upstr. rod-tbg fr. coeff: 0.500		Tubing stretch (ins): .0				
Tubing I.D. (ins) 2.441		Dnstr. rod-tbg fr. coeff: 0.500		Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.0				
Pump depth (ft): 4098		Tub.anch.depth (ft): 4098		Gross pump stroke (ins): 84.1				
Pump condition: Full		Pump load adj. (lbs): 0.0		Pump spacing (in. from bottom): 12.3				
Pump type: Insert		Pump vol. efficiency: 98%		Minimum pump length (ft): 12.0				
Plunger size (ins) 2		Pump friction (lbs): 200.0		Recommended plunger length (ft): 3.0				
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
+ 1	D (API)	985	115000	39%	14003	4926	2454	API MG
0.875	D (API)	990	115000	38%	12457	3206	1046	API MG
0.75	D (API)	2123	115000	41%	11769	1424	-2488	API MG

+ Requires slimhole couplings.
NOTE Stress calculations include buoyancy effects.



Fuente: Rod Star-D.

Resultados del diseño pozo VEL-265 con Cavidades Progresivas.

PC-PUMP Report

Case: DISEÑO POZO VEL-265 PCP

Analysis Results - Summary

Input Parameters

Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase
Oil API Gravity: 14.00 °API
Water Salinity: 33000.00
Gas Specific Gravity: 0.70
BS&W Content: 88.00 %
Producing GOR: 300.00 scf/STB
Free Gas Separation: 40.00

Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 421.01 bbls/D
Pump Speed (specified): 250.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency: 80.00 %
Fluid Level: 681.89 ftKB
Submergence: 3378.11 ft
Bottomhole Pressure (specified): 2323.67 psi
Tubing Head Pressure: 90.00 psi
Casing Head Pressure: 0.00 psi
Bottomhole Pressure: 156.00 °F
Temperature Gradient: 1.00 °F/100ft

Output Parameters

Basic Parameters

Submergence: 3378.11 ft
Pump Intake Pressure: 1218.14 psi
Pump Discharge Pressure: 1808.41 psi
Differential Pressure: 590.28 psi
Net Hydrostatic Head: 463.17 psi
Flow Losses: 37.11 psi
Pump Pressure Loading: 16.96 % Rtd.
Pump Torque: 195.79 ft-lbs
Pump Axial Load: 2.28 kips
Maximum Rod Torque: 196.53 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load: N/A
Maximum Axial Rod Load: 14.28 kips
Maximum Effective Rod Stress: 23.96 %

Rod Contact Loads

Maximum Load Connection: 0.00 lbf

Surface Parameters

System Input Power: 10.25 hp
Prime Mover Output Power: 10.05 hp
Energy Cost: 9.17 \$/day
Thrust Bearing L10 Life: 45.46 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading: 13.32 %
Drivehead Structural Loading: N/A
Drivehead Power Output: 15.50 %
Drivehead Speed Output: 62.50 %
Drivehead Gearbox Torque: N/A
Surface Motor Loading: 20.10 %

System Efficiency

System Mechanical/Electrical Efficiency: 53.75 %
System Overall Efficiency: 43.00 %
Pump Volumetric Efficiency: 80.00 %

Output Messages

WARNING: Electric motor oversized (20.1 % Rated)
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API!
NOTE: Oil API gravity is outside of recommended correlation range of 15 to 150 °API!
NOTE: Free gas at pump intake (2 %)
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 77%
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1142.5 RPM (58.1 Hz)
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Flow losses represent 6.29% of the total pump differential pressure

Fuente: PC-PUMP.

Figura 38 Configuración Diseño Pozo VEL-265 con Cavidades progresivas.

Wellbore Geometry | Equipment Configuration | Fluid Properties | Operating Conditions | Options | Analysis Results | Auxiliary Analysis

Drive Location
 Surface Downhole

Surface Drive Equipment

Description
 Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)
 Belts: 4.570:1 Reduction
 ElectricMotor: 50.0 hp (1200.0 RPM)

Casing

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	6657.0	5.500 in x 17.00 lbs/ft

Tubing

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	4023.6	API: 2.875 in x 6.50 lbs/ft

Injection Tubing

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
------------	---------------	-------------

Rod String

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Length (ft)	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft-lbs)	Connection Type
-1.4	4023.6	161	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in. S

Pump Seating Measured Depth: 4060.0 ftKB
 Mid-Perforations Measured Depth: 6657.0 ftKB

Pump

Description
 NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*240ST33 (SH))
 Nominal Pump Displacement: 2.195 bbls/D/RPM
 Pump Pressure Rating: 3481 psi
 Pump Friction Torque: 80 ft-lbs

Tail Joint

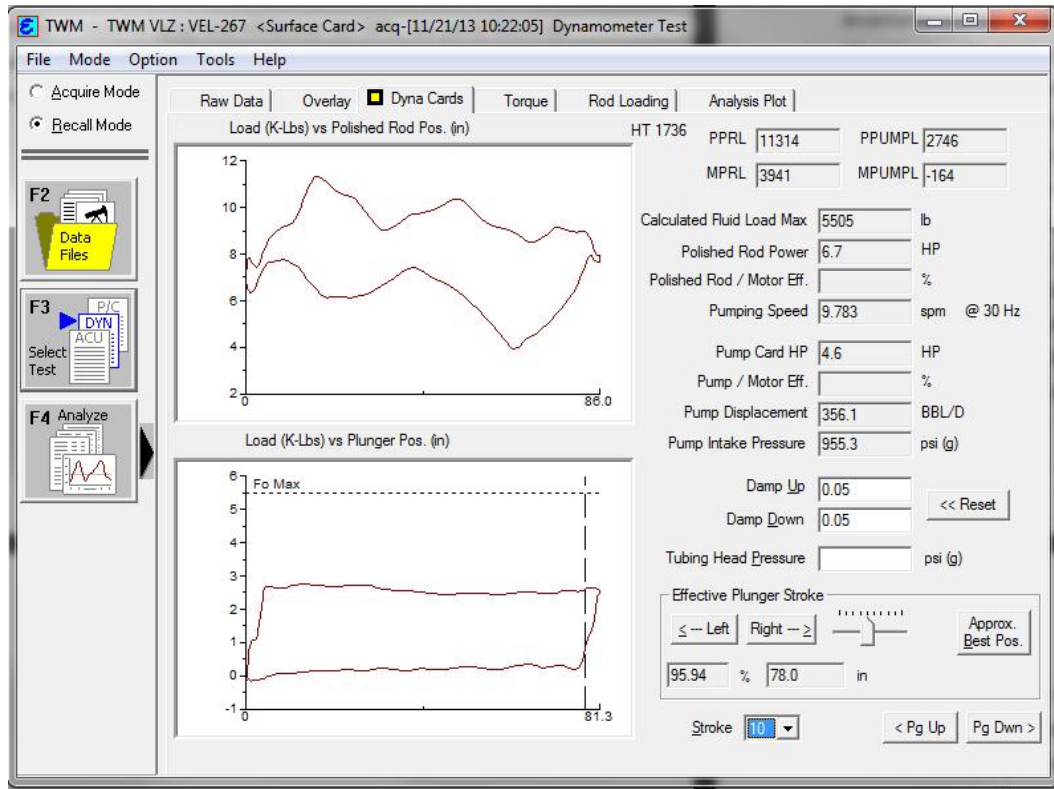
Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
------------	---------------	-------------

Fuente: PC-PUMP.

En el diseño con Cavidades progresivas se instaló una bomba NTZ400 240 ST33 que tiene un desplazamiento de fluido del orden de 2.08 bbl/rpm, se estima un aumento de producción de fluido de 365 BFPD que tenía en bombeo mecánico a 421 BFPD con PCP operando a 250 RPM, en la realidad y luego del seguimiento, el pozo con el sistema PCP alcanzó una producción máxima de 400 BFPD en Noviembre de 2013, sin embargo la bomba ha venido perdiendo eficiencia y actualmente bombea solo 320 BFPD. Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico son del 54% y en general el sistema tienen una eficiencia del 43%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, lo cual se encuentra dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

2.5 Pozo VEL-267.

Figura 39 Dinagrama pozo VEL-267 antes del cambio del sistema de levantamiento.



Fuente: Total Well Management. Software dinagramas.

Como se muestra en la Figura 39 el pozo VEL-267 antes de cambiar de sistema de levantamiento, no presentaba problemas en fondo, el llenado de la bomba era eficiente. De las 81 pulgadas efectivas que podía llenar de fluido realmente estaba llenando 78 pulgadas para una eficiencia de llenado del 96%, adicional a esto tenía un nivel de sumergencia que ayudaba a no llegar a los esfuerzos máximos del sistema (Fo max). Con estos datos y junto con el estado mecánico se realizó el modelamiento del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico con la herramienta ROD STAR-D, no se cuenta con el survey del pozo, por lo tanto se modeló como si el pozo fuera vertical, los resultados se presentan en la siguiente tabla donde se evidencia que las cargas axiales del sistema están

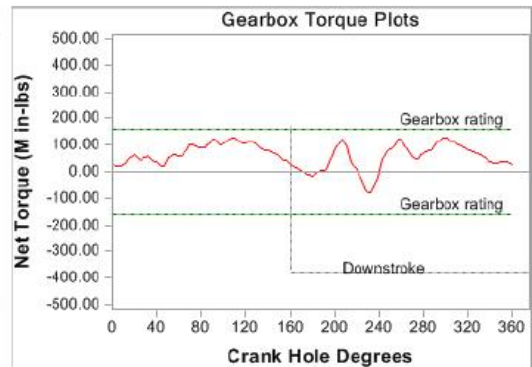
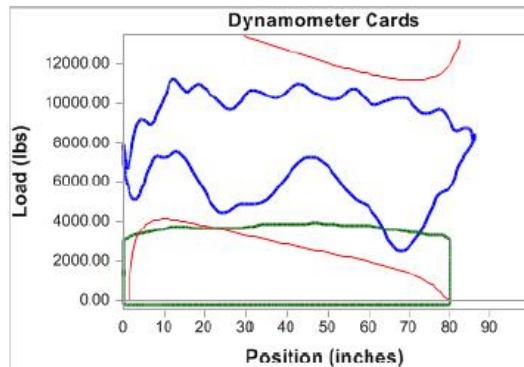
dentro de los límites permitidos, la caja de engranajes tiene una carga de 80% y la carga estructural es del 53%; sin embargo, presenta el efecto stress en la varilla de fondo, tiene un valor menor a -500 PSI, que traduce en utilizar barras de peso para mitigar una pronta falla en la sarta de varilla.

Tabla 17 Resultados del diseño pozo VEL-267 con Bombeo Mecánico.

Company: MECL
Well: VEL-267
Disk file: VEL-267.rsvx
Comment: DISEÑO BOMBEO MECANICO POZO VEL-267
RODSTAR-V 3.3.1
© Theta Oilfield Services, Inc. (www.gotheta.com)
Page 1 of 3
User: DIEGO RODRIGUEZ
Date: 4/22/2013

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	9.5	Fluid level (ft from surface):	2300	Production rate (bfpd):	337	Peak pol. rod load (lbs):	11263	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	1482	Oil production (BOPD):	40	Min. pol. rod load (lbs):	2499	
Tubing pres. (psi):	50	Stuf.box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	9.5	MPRL/PPRL:	0.222	
Casing pres. (psi):	0	Pol. Rod Diam: 1.25"		System eff. (Motor->Pump):	48%	Unit struct. loading:	53%	
Fluid properties				Motor & power meter				
Water cut:	88%	Power Meter:	Detent	Permissible load HP:	22.6	PRHP / PLHP:	0.41	
Water sp. gravity:	1.05	Electr. cost:	\$.06/KWH	Fluid load on pump (lbs):	3624	Buoyant rod weight (lbs):	6190	
Oil API gravity:	22.3	Type:	NEMA D	Polished rod HP:	9.2	N/No: .137 , Fo/SKr: .126		
Fluid sp. gravity:	1.0344			Required prime mover size (speed var. not included)				
Compress. index:	3.0			BALANCED (Min Torq)				
Pumping Unit: Lufkin Mark II (M-160D-213-86)				Torque analysis and electricity consumption				
API size:	M-160-213-86 (unit ID: ML62)			BALANCED (Min Torq)				
Crank hole number:	#1 (out of 3)			Peak g'box torq.(M in-lbs):	128			
Calculated stroke length (in):	86.1			Gearbox loading:	80%			
Crank Rotation with well to right:	CCW			Cyclic load factor:	1.2			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown			Max. CB moment (M in-lbs):	406.13			
Structural unbalance (lbs):	-2040			Counterbalance effect (lbs):	8556			
Crank offset angle (deg):	24.5			Daily electr.use (KWH/day):	219			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations				
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.530	Tubing stretch (ins):	.0			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.530	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
Pump depth (ft):	3782	Tub.anch.depth (ft):	3782	Gross pump stroke (ins):	80.2			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Pump spacing (in. from bottom):	11.3			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	95%	Minimum pump length (ft):	12.0			
Plunger size (ins):	2	Pump friction (lbs):	200.0	Recommended plunger length (ft):	3.0			
Rod string design				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
+ 1	D (API)	16	115000	45%	14291	3387	3865	API MG
0.875	D (API)	1560	115000	57%	18369	5049	1090	API MG
0.75	D (API)	2206	115000	59%	16201	1483	-2324	API MG

+ Requires slimhole couplings.
NOTE Stress calculations include buoyancy effects.



Fuente: Rod Star-D.

Resultados del diseño pozo VEL-267 con Cavidades Progresivas.

PC-PUMP Report

Case: DISEÑO POZO VEL-267 PCP

Analysis Results - Summary

Input Parameters

Fluid Properties

Fluid Type: Multi-phase
Oil API Gravity: 22.30 °API
Water Salinity: 33000.00
Gas Specific Gravity: 0.70
BS&W Content: 88.00 %
Producing GOR: 300.00 scf/STB
Free Gas Separation: 40.00

Operating Conditions

Surface Liquid Flow Rate: 984.66 bbls/D
Pump Speed (specified): 250.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency: 90.00 %
Fluid Level: 2510.77 ftKB
Submergence: 1525.23 ft
Bottomhole Pressure (specified): 1363.52 psi
Tubing Head Pressure: 50.00 psi
Casing Head Pressure: 0.00 psi
Bottomhole Pressure: 156.00 °F
Temperature Gradient: 1.00 °F/100ft

Output Parameters

Basic Parameters

Submergence: 1525.23 ft
Pump Intake Pressure: 409.14 psi
Pump Discharge Pressure: 1788.01 psi
Differential Pressure: 1378.87 psi
Net Hydrostatic Head: 1236.10 psi
Flow Losses: 92.77 psi
Pump Pressure Loading: 63.38 % Rtd.
Pump Torque: 691.47 ft-lbs
Pump Axial Load: 7.53 kips
Maximum Rod Torque: 691.60 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load: N/A
Maximum Axial Rod Load: 19.57 kips
Maximum Effective Rod Stress: 67.11 %

Rod Contact Loads

Maximum Load Connection: 0.00 lbf

Surface Parameters

System Input Power: 36.08 hp
Prime Mover Output Power: 35.36 hp
Energy Cost: 32.29 \$/day
Thrust Bearing L10 Life: 15.93 Years
Drivehead Main Shaft Torque Loading: 46.88 %
Drivehead Structural Loading: N/A
Drivehead Power Output: 54.55 %
Drivehead Speed Output: 62.50 %
Drivehead Gearbox Torque: N/A
Surface Motor Loading: 70.72 %

System Efficiency

System Mechanical/Electrical Efficiency: 80.67 %
System Overall Efficiency: 72.60 %
Pump Volumetric Efficiency: 90.00 %

Output Messages

NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Gas separation specified as 40.00 %
NOTE: Other auxiliary equipment or adapters may also be required
NOTE: Tubing truncated at surface
NOTE: Casing truncated at bottom
NOTE: 1 rod segments deleted from top of rod string
NOTE: Free gas at pump intake (10 %)
NOTE: Multiphase flow-apparent volumetric efficiency is 79%
NOTE: Electric motor speed adjusted to 1142.5 RPM (58.1 Hz)
NOTE: Flow losses represent 6.73% of the total pump differential pressure

Fuente: PC-PUMP.

**Figura 40 Configuración Diseño Pozo VEL-267 con Cavidades progresivas.
Fuente: PC-PUMP.**

Wellbore Geometry | Equipment Configuration | Fluid Properties | Operating Conditions | Options | Analysis Results | Auxiliary Analysis

Drive Location
 Surface Downhole

Surface Drive Equipment

Description
 Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)
 Belts: 4.570:1 Reduction
 Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)

Casing

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	6411.0	5.500 in x 17.00 lbs/ft

Tubing

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description
0.0	3999.8	API: 2.875 in x 6.50 lbs/ft

Injection Tubing

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description

Rod String

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Number of Rods	Length (ft)	Type	Brand	Size and Grade	Yield Stress (ksi)	Torque Limit (ft lbs)	Connection Type
-0.2	3999.8	160	25.00	Standard	API	1.000 in, High Strength	115.20	N/A	API Cplg (1.000 in. S

Pump Seating Measured Depth: 4036.0 ftKB
 Mid-Perforations Measured Depth: 6411.0 ftKB

Pump

Description
 NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*150ST78 (SH))
 Nominal Pump Displacement: 4.963 bbls/D/RPM
 Pump Pressure Rating: 2176 psi
 Pump Friction Torque: 80 ft lbs

Tail Joint

Top (ftKB)	Bottom (ftKB)	Description

En el diseño con Cavidades progresivas se instaló una bomba NTZ400 150 ST78 que tiene un desplazamiento de fluido del orden de 4.9 bbl/rpm, se estima un aumento de producción de fluido de 337 BFPD que tenía en bombeo mecánico a 985 BFPD con PCP operando a 250 RPM, en la realidad y luego del seguimiento, el pozo con el sistema PCP alcanzó una producción máxima de 700 BFPD en Marzo de 2014. Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico son del 80% y en general el sistema tienen una eficiencia del 72%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, lo cual se encuentra dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

3. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS IPR DE CADA POZO PARA EVALUAR LA EFECTIVIDAD DEL CAMBIO EN TÉRMINOS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDO.

3.1 Curva IPR Pozo VEL-056.

El pozo VEL-056 presenta dos tendencias al graficar los puntos de datos reales, esta dispersión evidencia el daño que existe por arenamiento del pozo. El pozo alcanzó a producir casi 500 BFPD sin tener daño, actualmente el pozo produce aproximadamente 225 BFPD por causa del arenamiento.

Debido a la variación en las condiciones de la matriz de la formación Guaduas el pozo pierde su potencial un 50%, inicialmente tiene un IP de 0.65 BFPD/PSI y por el efecto del daño en fondo el IP disminuyó a 0.37 BFPD/PSI.

El reto está en limpiar el arenamiento y volver a las condiciones iniciales. Este arenamiento se produce debido al aumento de la rata de extracción de fluido lo cual conlleva a tener un draw down mucho más grande en fondo que a su vez acarrea la migración de finos.

Este pozo presenta un daño mecánico que impide el paso de herramientas para realizar la limpieza, es necesario utilizar una herramienta que calibre el hueco y poder limpiar el fondo de pozo.

Tabla 18 Curva IPR del pozo VEL-056

Yacimiento: SUBSATURADO

Los siguientes datos pertenecen a un yacimiento subsaturado

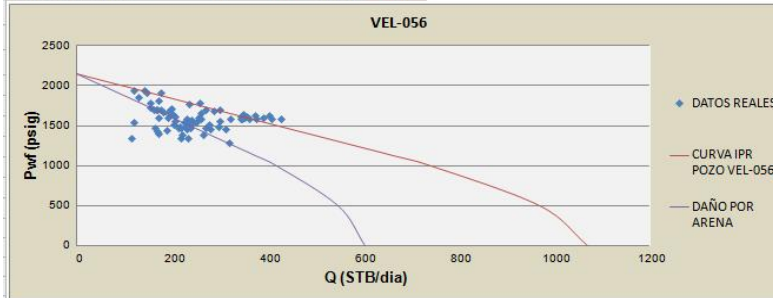
Datos			
Presión promedio de yacín	Pr	2,146	psig
Presión de burbuja	Pb	1,120	psig
Daño	S	0	

Datos de la prueba

Presión de fondo fluyendo	Pwf	1,654	psig	0.65
Caudal de petróleo	Q	320	STB/día	667
Presión de fondo fluyendo	Pwf	1,532	psig	0.37
Caudal de petróleo	Q	225	STB/día	376

Tabla de Resultados

ECUACIÓN	CONDICIÓN	P _{wf}	Original	Con daño 1	Datos reales		
					Fecha	BFPD	Pwf
$q_o = J(\bar{P}_s - P_{wf})$	$P_{wf} \geq P_s$	2146	0	0	8-Apr-10	168	1700
		2000	95	54	18-Apr-10	177	1700
		1800	225	127	30-Apr-10	165	1700
		1500	420	237	18-May-10	160	1700
		1300	550	310	19-May-10	270	1700
$q_o = q_o + \frac{J P_s}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_s} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right]$	$P_{wf} < P_s$	1,120	667	376	8-Jun-10	299	1700
		1000	741	418	29-Jun-10	120	1937
		500	971	548	7-Jul-10	142	1937
		0	1072	604	5-Aug-10	175	1915
					10-Aug-10	147	1915



Fuente: Autor.

3.2 Curva IPR Pozo VEL-156.

El pozo VEL-156 presenta una sola tendencia al graficar puntos de datos reales. En el estado mecánico y en los reportes de servicio a pozo se asegura que existe arenamiento en el pozo, sin embargo, Se evidencia con la curva IPR que el arenamiento que tiene actualmente el pozo no afecta la productividad del mismo.

El pozo produce 1100 BFPD aproximadamente después del cambio del sistema de levantamiento artificial.

El pozo presenta un IP de 1.79 BFPD/PSI.

Tabla 19 Curva IPR del pozo VEL-156

Yacimiento: SUBSATURADO

Los siguientes datos pertenecen a un yacimiento subsaturado

Datos

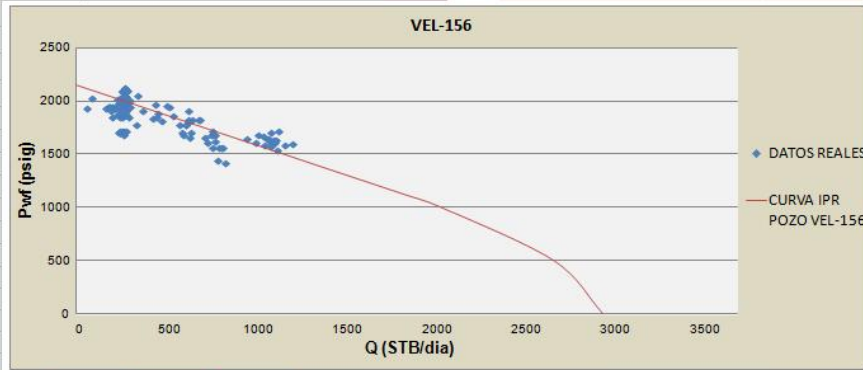
Presión promedio de yacir	Pr	2,146	psig
Presión de burbuja	Pb	1,120	psig
Daño	S	0	

Datos de la prueba

Presión de fondo fluyendo	Pwf	1,839	psig	1.79
Caudal de petróleo	Q	550	STB/día	1837

Tabla de Resultados

ECUACIÓN	CONDICIÓN	Datos reales				
		Pwf	Original	Fecha	BFPD	Pwf
$q_o = J(\bar{P}_R - P_{wf})$	$P_{wf} \geq P_b$	2146	0	4-Nov-08	261	1934
		2000	261	11-Nov-08	279	1934
		1800	619	18-Nov-08	257	2020
		1500	1156	26-Nov-08	276	1972
		1300	1514	3-Dec-08	279	2037
$q_o = q_o + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	$P_{wf} < P_b$	1,120	1837	11-Dec-08	259	2103
		1000	2041	4-Jan-09	290	2103
		500	2673	19-Jan-09	268	1946
		0	2950	26-Jan-09	240	1977
				5-Feb-09	249	2034
				13-Feb-09	443	1973
				20-Feb-09	274	2038
		28-Feb-09	276	2125		
		1-Mar-09	275	2125		
		8-Mar-09	281	1984		
		16-Mar-09	281	1934		
		23-Mar-09	273	1934		
		31-Mar-09	261	1948		
		2-Apr-09	284	2006		
		9-Apr-09	304	2006		
		16-Apr-09	375	1908		
		23-Apr-09	283	2093		
		9-May-09	259	2093		
		16-May-09	271	2093		
		23-May-09	281	2012		



Fuente: Autor.

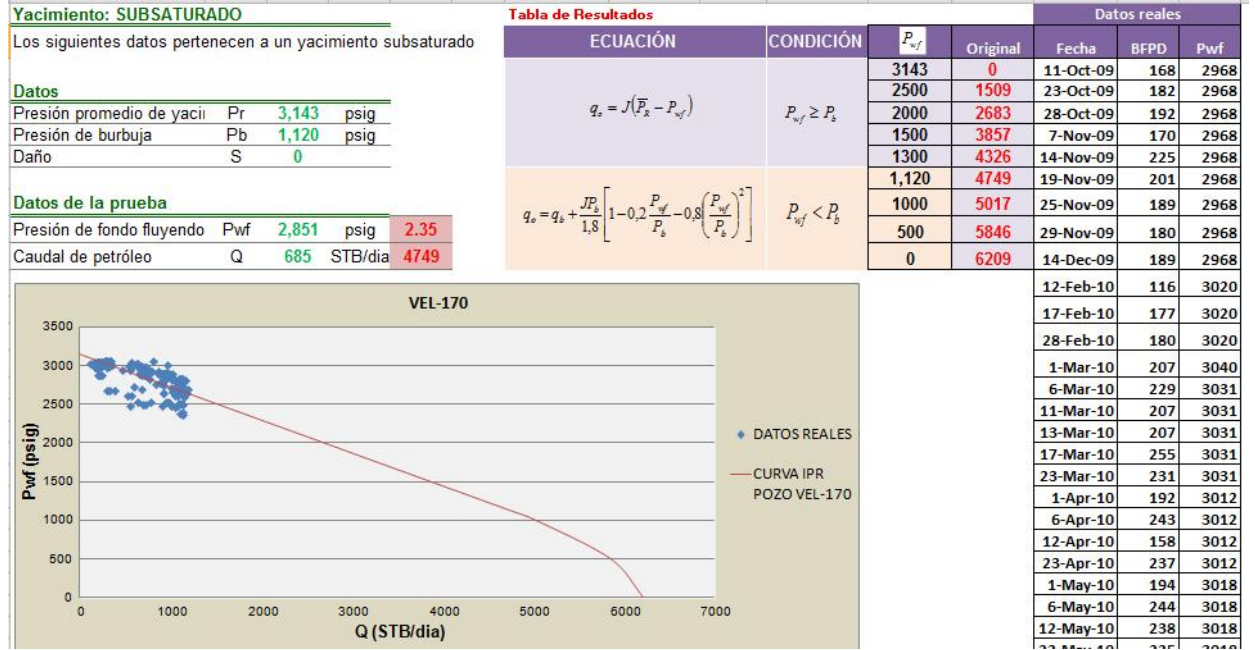
3.3 Curva IPR Pozo VEL-170.

El pozo VEL-170 presenta una sola tendencia al graficar puntos de datos reales.

El pozo produce 1100 BFPD aproximadamente después del cambio del sistema de levantamiento artificial.

El pozo presenta un IP de 2.35 BFPD/PSI y se relaciona como candidato para instalarle una Bomba electrosumergible.

Tabla 20 Curva IPR del pozo VEL-170



Fuente: Autor.

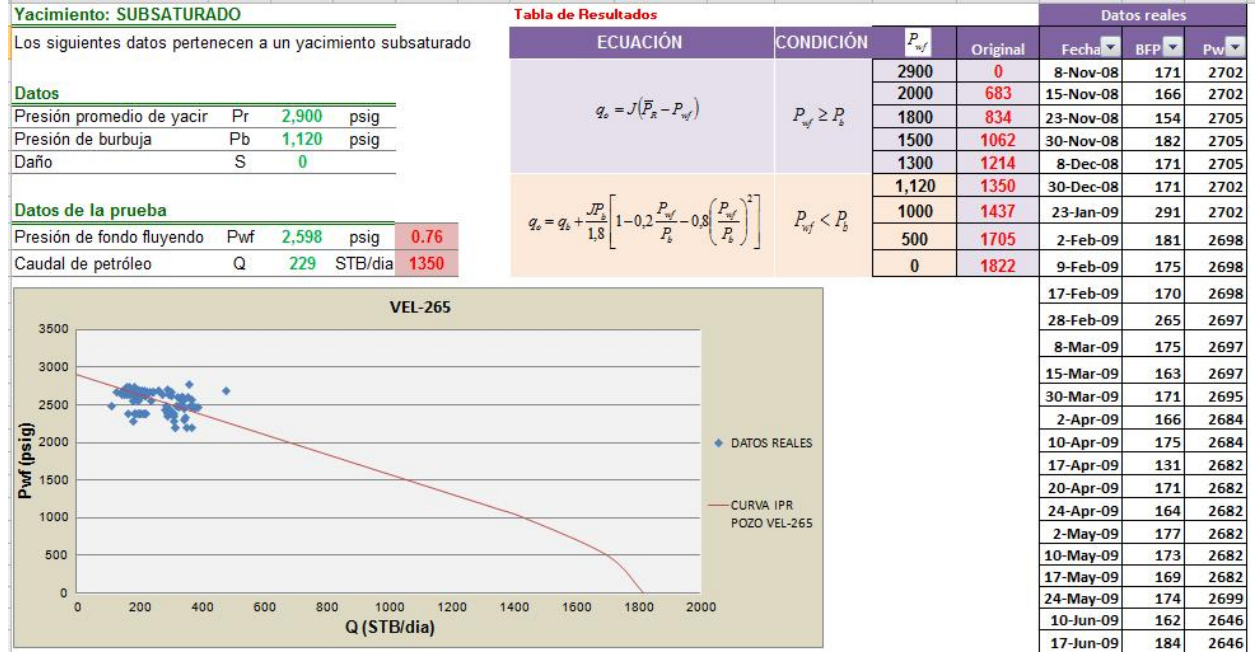
3.4 Curva IPR Pozo VEL-265.

El pozo VEL-265 presenta una sola tendencia al graficar puntos de datos reales. Se confirma que la presión de yacimiento es más alta que la que se está referenciando con el pozo monitor designado, la presión de yacimiento se correlacionó extrapolando la tendencia de los puntos de datos reales a un caudal de cero (0) y aproximadamente tiene un valor de 2900PSI.

El pozo alcanza a producir 400 BFPD aproximadamente después del cambio del sistema de levantamiento artificial.

El pozo presenta un IP de 0.76 BFPD/PSI.

Tabla 21 Curva IPR del pozo VEL-265



Fuente: Autor.

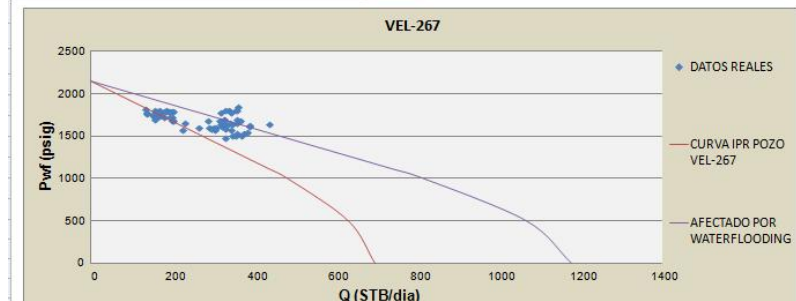
3.5 Curva IPR Pozo VEL-267.

El pozo VEL-267 presenta dos tendencias al graficar los puntos de datos reales, esta dispersión evidencia la afectación del recobro mejorado iniciado en septiembre del 2011 por la técnica de inyección de agua o waterflooding. El pozo alcanza a producir casi 500 BFPD luego del cambio del sistema de levantamiento.

Debido a la variación en las condiciones de la matriz de la formación Guaduas el pozo gana potencial en un 50%, inicialmente tiene un IP de 0.42 BFPD/PSI y por el efecto del sostenimiento de presión por waterflooding el IP aumentó a 0.72 BFPD/PSI.

Tabla 22 Curva IPR del pozo VEL-267

Yacimiento: SUBSATURADO				Tabla de Resultados			Datos reales					
Los siguientes datos pertenecen a un yacimiento subsaturado				ECUACIÓN	CONDICIÓN	P_{wf}	Original	Waterflooding	Fecha	BFPD	Pwf	
Datos				$q_o = J(P_a - P_{wf})$	$P_{wf} \geq P_b$	2146	0	0	6-Jan-11	153	1754	
Presión promedio de yacin	Pr	2,146	psig			2000	62	104	26-Jan-11	136	1762	
Presión de burbuja	Pb	1,120	psig			1800	146	247	6-Feb-11	154	1735	
Daño	S	0				1500	273	462	16-Feb-11	159	1742	
						1300	358	605	26-Feb-11	151	1752	
Datos de la prueba				$q_o = q_o + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	$P_{wf} < P_b$	1,120	434	734	6-Mar-11	170	1764	
Presión de fondo fluyendo	Pwf	1,765	psig			0.42	1000	483	816	15-Mar-11	136	1785
Caudal de petróleo	Q	161	STB/día			434	500	632	1068	26-Mar-11	156	1725
Presión de fondo fluyendo	Pwf	1,657	psig			0.72	0	697	1179	6-Apr-11	159	1724
Caudal de petróleo	Q	350	STB/día			734				16-Apr-11	159	1735
								26-Apr-11	156	1721		
								6-May-11	186	1802		
								16-May-11	168	1779.2		
								17-May-11	174	1779.2		
								26-May-11	135	1818.3		
								26-Jun-11	156	1808.5		
								6-Jul-11	168	1807.9		
								26-Jul-11	163	1795.9		
								6-Aug-11	156	1704.7		
								22-Aug-11	168	1740.7		
								6-Sep-11	186	1788.3		
								6-Oct-11	201	1799		
								16-Oct-11	198	1725.4		
								27-Oct-11	180	1725.4		



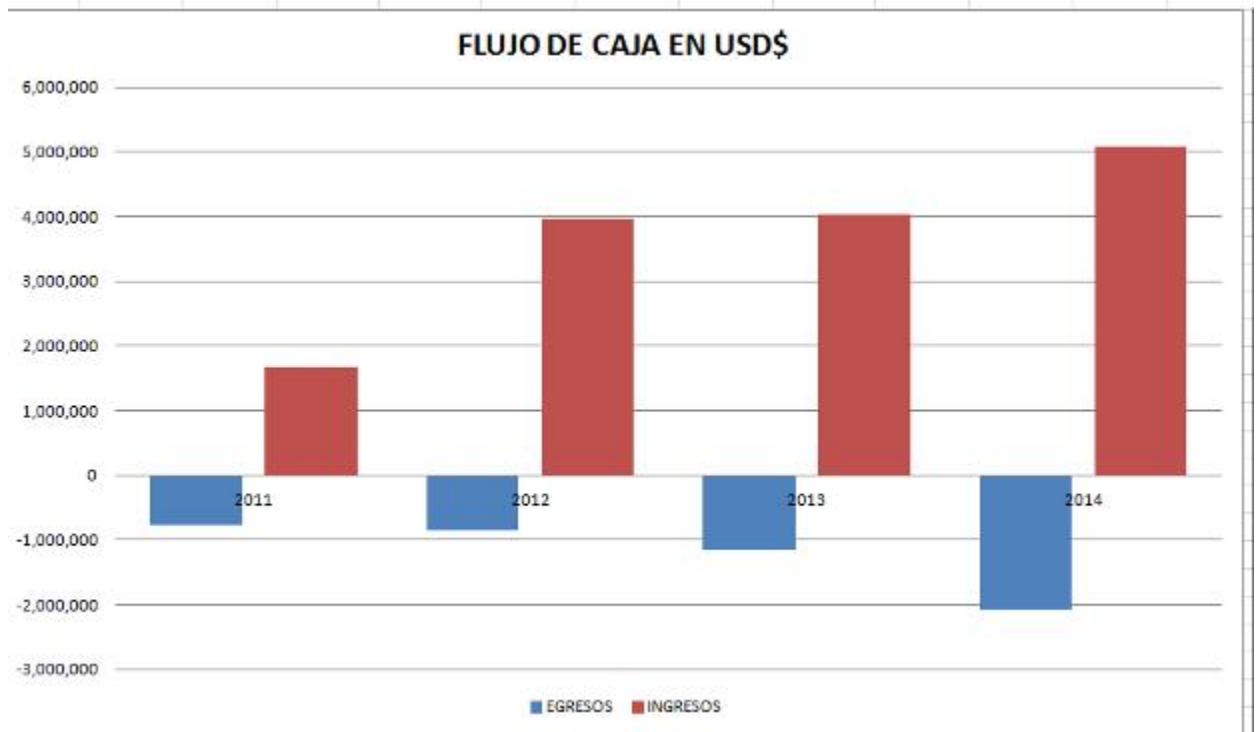
Fuente: Autor.

4. EVALUACION ECONÓMICA DE LOS CAMBIOS DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

En la evaluación económica se realizó el flujo de caja que se incurre al cambiar un sistema de levantamiento artificial en un pozo de bombeo mecánico a PCP, este flujo de caja se relaciona en las tablas 23, 24 y 25..

Se tuvo en cuenta el costo de inversión de los materiales y equipos de fondo y superficie, además de los costos fijos por aumento de producción de fluido, tales como el tratamiento químico y el tratamiento de agua, también se tuvo en cuenta el alquiler por día del equipo de Well service para realizar el servicio de cambio y contando el índice histórico de fallas de cada pozo; por otro lado se contó con los costos de mantenimiento en superficie que incurre estos sistemas y finalmente el ingreso por ventas debido al incremental de producción de crudo.

Figura 41 Flujo de caja para el proyecto de cambio de sistema artificial de bombeo mecánico a PCP.

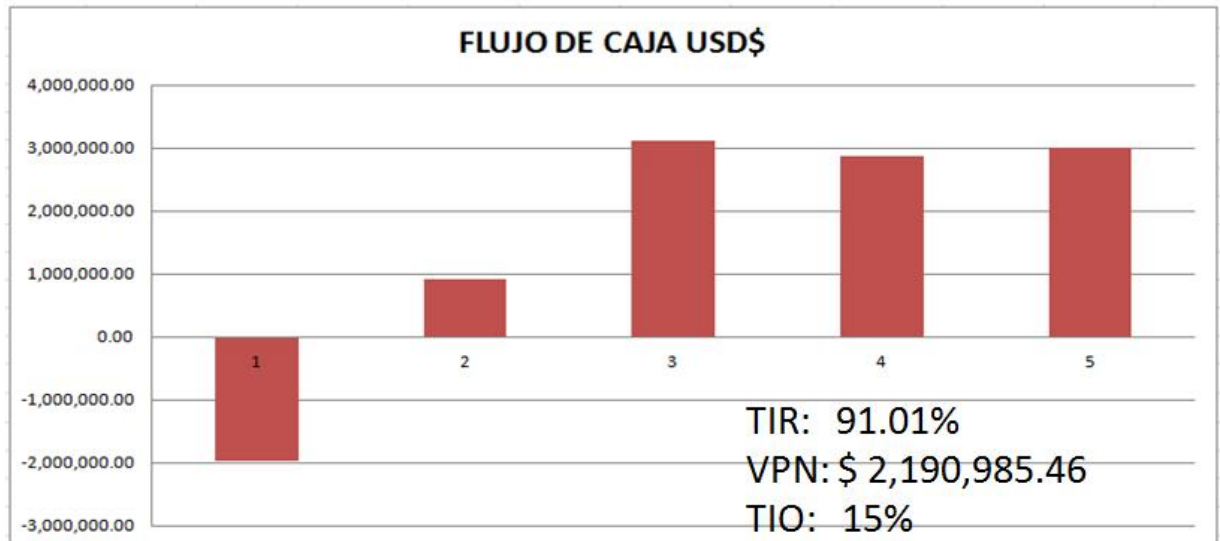


Fuente: Autor.

Las gráficas 41 y 42, que nacen del análisis de costos relacionado en las tablas 23, 24 y 25, demuestran que ante una inversión de casi de 2 millones de dólares el retorno se dará a partir del primer año obteniendo ganancias y rentabilidad en los años subsiguientes, así mismo aun cuando los gastos operacionales aumenten debido al aumento de extracción de fluido y los costos de mantenimiento, el proyecto sigue siendo rentable siempre y cuando las condiciones de BS&W no varíen y se mantenga durante el periodo de mayor extracción, la sensibilidad del BS&W se evidencia en las figuras 42 y 43 donde muestra que el proyecto deja de ser atractivo cuando se registra un incremento de BS&W de 5 puntos porcentuales por pozo.

Figura 42 Flujo de caja en USD\$ inversión vs retorno.

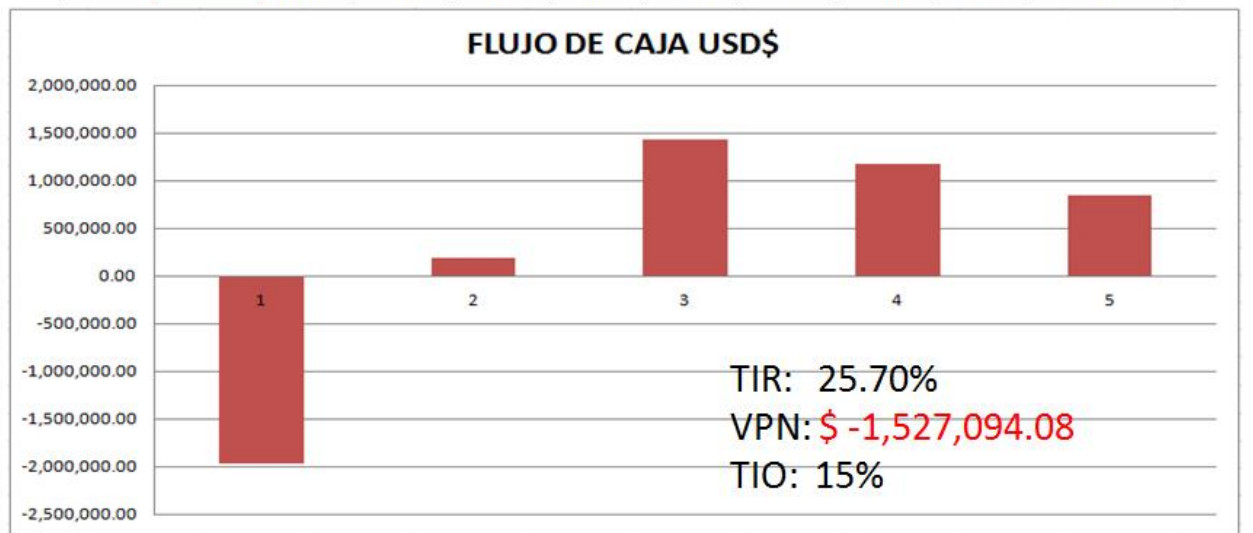
FECHA	WELL	BOMBEO MECANICO			BOMBEO PCP			INCREMENTAL		DIF BS&W
		BFPD	BS&W	BOPD	BFPD	BS&W	BOPD	BFPD	BOPD	
13-Jun-11	VEL-056	148	66	50	367	67	120	219	70	1
16-Jan-12	VEL-156	273	89	30	1043	92	83	770	53	3
12-May-11	VEL-170	304	90	30	1124	92	90	820	60	2
30-Jul-13	VEL-265	191	86	27	317	90	31	126	4	4
12-Feb-14	VEL-267	158	89	18	753	91	70	595	52	2



Fuente: Autor.

Figura 43 Sensibilidad BS&W con incremento de 5 puntos porcentuales.

FECHA	WELL	BOMBEO MECANICO			BOMBEO PCP			INCREMENTAL		DIF BS&W
		BFPD	BS&W	BOPD	BFPD	BS&W	BOPD	BFPD	BOPD	
13-Jun-11	VEL-056	148	66	50	367	71	105	219	55	5
16-Jan-12	VEL-156	273	89	30	1043	94	60	770	30	5
12-May-11	VEL-170	304	90	30	1124	96	50	820	20	5
30-Jul-13	VEL-265	191	86	27	317	91	30	126	3	5
12-Feb-14	VEL-267	158	89	18	753	94	46	595	28	5



Fuente: Autor.

Tabla 23 Relación de costos completamiento típico pozo en cavidades progresivas y Bombeo Mecánico

COMPLETAMIENTO TÍPICO POZO PCP					COMPLETAMIENTO TÍPICO POZO BM				
WELL HEAD					WELL HEAD				
DESCRIPTION	QUANTITY		COST	TOTAL	DESCRIPTION	QUANTITY		COST	TOTAL
	UNIT	TOTAL				UNIT	TOTAL		
BOP + FLOW TEE 3 1/8" 3M	EA	1	4,200	4,200	FLOW TEE 3" X 3" X 1" 2M	EA	1	17	17
RING GASKET R-31	EA	1	35	35	STUFFING BOX 3" X 1-1/4" X 2M	EA	1	176	176
RING GASKET R-46	EA	1	35	35	CROSSOVER 3" EUE PIN X 2-7/8" EUE PIN X 12" LONG	EA	1	222	222
CROSSOVER 3" X 2" LP 2M 12" LONG PIN-PIN	EA	1	234	234	CROSSOVER 3" X 2" LP 2M 12" LONG PIN-PIN	EA	1	234	234
CROSSOVER 2" X 1" LP 2M 12" LONG PIN-PIN	EA	1	196	196	GATE VALVE 2" THD	EA	1	99	99
GATE VALVE 1" 2M THD	EA	1	82	82	GATE VALVE 1" 2M THD	EA	1	82	82
GATE VALVE 3" 2M THD	EA	3	99	387	GATE VALVE 3" 2M THD	EA	1	99	99
CHEQUE VALVE 2" 300#	EA	1	167	167	CHEQUE VALVE 2" 300#	EA	1	167	167
NIPPLE 1" SCH 40 8" LONG	EA	1	19	19	NIPPLE 1" X 8" LONG X 2M	EA	1	19	19
ELBOW 90 DEG 1" SCH 40	EA	1	4	4	ELBOW 90 DEG 1" SCH 40	EA	1	4	4
NIPPLE 1" SCH 40 36" LONG	EA	1	16	16	NIPPLE 1" SCH 40 36" LONG	EA	1	16	16
TEE 2" X 2" X 2" 2" sch 40	EA	1	19	19	TEE 2" X 2" X 2" 2" sch 40	EA	1	19	19
UNION DE GOLPE 2" X 2000#	EA	2	39	78	UNION DE GOLPE 2" X 2000#	EA	2	39	78
CAP 2"	EA	1	8	8	CAP 2"	EA	1	8	8
SUBTOTAL WELL HEAD				5,257	SUBTOTAL WELL HEAD				1,135
SURFACE EQUIPMENT					SURFACE EQUIPMENT				
DESCRIPTION	QUANTITY		COST	TOTAL	DESCRIPTION	QUANTITY		COST	TOTAL
	UNIT	TOTAL				UNIT	TOTAL		
ELECTRIC MOTOR 50 HP	EA	1	4,400	4,400	ELECTRIC MOTOR 50 HP	EA	1	4,400	4,400
DRIVE HEAD 33K LB AXIAL LOAD; MECHANICAL BRAKE	EA	1	16,000	16,000	UNIT PUMPG C 466D-256-120	EA	1	80,000	80,000
VSD 50 HP	EA	1	14,600	14,600	VSD 50 HP	EA	1	14,800	14,800
SUBTOTAL EQUIPO SUPERFICIE				37,000	SUBTOTAL EQUIPO SUPERFICIE				99,000
PRODUCTION STRING					PRODUCTION STRING				
DESCRIPTION	QUANTITY		COST	TOTAL	DESCRIPTION	QUANTITY		COST	TOTAL
	UNIT	TOTAL				UNIT	TOTAL		
CENTRIFUGAL SEPARATOR GAS	EA	1	8,000	8,000	POOR BOY CUPS GAS SEPARATOR 3-1/2"	EA	1	4,380	4,380
TORQUE ANCHOR TORQSTOPPER B TX7-3 3 1/2" X 7"	EA	1	3,100	3,100	SETTING NIPPLE 2-7/8" X 2.31"	EA	1	300	300
PCP PUMP (STATOR + ROTOR + STOP NIPPLE + EXTENSIONS + CROSSOVER + COUPLINGS)	EA	1	18,900	18,900	ROD PUMP 250 200 RWAC 18 3	EA	1	8,000	8,000
TUBING 3 1/2" EUE N-80 WITH COUPLING	EA	2	134	271	TUBING 2 7/8" EUE 6.8 MFT N-80 R2 WITH COUPLINGS	FT	8,000	8	40,000
CROSSOVER 3 1/2" EUE PIN X 2 7/8" EUE BOX	EA	1	290	290	COUPLING 2-7/8" EUE	EA	160	264	32,800
TUBING 2 7/8" EUE 6.8 MFT N-80 R2 WITH COUPLINGS	FT	8,000	8	40,000	TUBING HANGER 7 1/16" X 2 7/8" 2M	EA	1	878	878
COUPLING 2-7/8" EUE	EA	160	264	32,800	ROD BUCKER 1" X 38 FT D GRADE	EA	88	190	16,480
TUBING HANGER 7 1/16" X 2 7/8" 2M	EA	1	878	878	ROD BUCKER 7/8" X 30 FT D GRADE	EA	88	170	8,260
ROD BUCKER 1" X 38 FT HS SPECIAL GRADE	EA	200	233	44,800	ROD BUCKER 3/4" X 30 FT D GRADE	EA	88	150	8,280
COUPLIN 1" GRADE D 4142 CLASS T	EA	200	161	33,000	PONY ROD 1" X 2 FT D GRADE	EA	1	124	124
PONY ROD 1" X 3 FT SPECIAL GRADE	EA	1	178	178	PONY ROD 1" X 4 FT D GRADE	EA	1	133	133
PONY ROD 1" X 4 FT SPECIAL GRADE	EA	1	197	197	PONY ROD 1" X 6 FT D GRADE	EA	1	146	146
PONY ROD 1" X 8 FT SPECIAL GRADE	EA	1	218	218	POLISHED ROD 1 1/4" X 26 FT WITH COUPLING 1" PR	EA	1	1,380	1,380
PONY ROD 1" X 8 FT SPECIAL GRADE	EA	1	234	234	CLAMP 1-1/4"	EA	1	180	180
PONY ROD 1" X 10 FT SPECIAL GRADE	EA	1	282	282	WHELLED ROD GUIDE 1" X 2-7/8"	EA	80	8	400
POLISHED ROD 1 1/2" X 46 FT WITH COUPLING 1" PR	EA	1	2,300	2,300	WHELLED ROD GUIDE 7/8" X 2-7/8"	EA	80	7	380
ROD GUIDE 1" X 2-7/8"	EA	200	30	6,000	WHELLED ROD GUIDE 3/4" X 2-7/8"	EA	80	6	300
SUBTOTAL COMPLETAMIENTO				187,270	SUBTOTAL COMPLETAMIENTO				114,128
Alquiler Equipo de Well service día	Día	8	9,000	45,000	Alquiler Equipo de Well service día	Día	8	9,000	45,000
TOTAL PCP				274,527	TOTAL BOMBEO MECANICO				259,263

Fuente: Autor.

Tabla 24 Relación de gastos de inversión y costos de operación de los cambios de sistemas de levantamiento artificial en los años 20112 al 2013

	2011				2012			
	VEL-170	VEL-056	VEL-170	VEL-056	VEL-170	VEL-056	VEL-156	VEL-056
INVERSION								
SUBTOTAL WELL HEAD	5,257	5,257					6,834	
SUBTOTAL EQUIPO SUPERFICIE	37,000	37,000					48,100	
SUBTOTAL COMPLETAMIENTO	187,270	187,270					243,451	
Alquiler Equipo de Well service dia	45,000	45,000					58,500	
COSTOS								
COSTO BARRIL TRATADO CRUDO	2,087	2,101			4,251	4,959	2,770	
COSTO BARRIL TRATADO AGUA	4,933	1,137			10,046	2,583	6,959	
COSTO MANTENIMIENTO SUPERFICIE	38,833	33,500			79,083	79,083	75,833	
COSTO WELL SERVICE MITTO FONDO	84,600	45,000			109,980	58,500	58,500	
			761,246					849,533
DIAS DE OPERACION	12-May-11	VEL-170	13-Jun-11	VEL-056	1-Jan-12	VEL-170	16-Jan-12	VEL-156
	31-Dec-11		31-Dec-11		31-Dec-12		31-Dec-12	
	233		201		365		350	
INCREMENTAL		13980		14070		21900		18550
CCSTO VENTA BARRIL		60		60		60		60
INGRESOS		838,800		844,200		1,314,000		1,113,000
			1,683,000			2,5550		3,960,000
						60		
						1,533,000		

	2013			
	VEL-170	VEL-056	VEL-156	VEL-265
INVERSION				
SUBTOTAL WELL HEAD				8,884
SUBTOTAL EQUIPO SUPERFICIE				62,530
SUBTOTAL COMPLETAMIENTO				315,487
Alquiler Equipo de Well service dia				76,050
COSTOS				
COSTO BARRIL TRATADO CRUDO	5,511	6,425	4,863	2,060
COSTO BARRIL TRATADO AGUA	13,025	3,476	12,230	5,174
COSTO MANTENIMIENTO SUPERFICIE	102,527	102,527	102,527	43,377
COSTO WELL SERVICE MITTO FONDO	142,974	76,050	76,050	
				1,162,757
DIAS DE OPERACION	1-Jan-13	VEL-170	1-Jan-13	VEL-156
	31-Dec-13		31-Dec-13	30-Jul-13
	364		364	31-Dec-13
				154
INCREMENTAL		21840		19292
COSTO VENTA BARRIL		60		60
INGRESOS		1,310,400		1,157,326
				4,033,680

Tabla 25 Relación de gastos de Inversión y costos de operación de los cambios de sistemas de lavantamiento artificial en el año 2014

2014									
	VEL-170	VEL-056	VEL-156	VEL-265	VEL-267				
INVERSION									
SUBTOTAL WELL HEAD									VEL-267
SUBTOTAL EQUIPO SUPERFICIE									11,550
SUBTOTAL COMPLETAMIENTO									81,289
Alquiler Equipo de Well service dia									411,433
COSTOS									98,865
COSTO BARRIL TRATADO CRUDO	9,313	10,866	8,227	8,227	7,278				
COSTO BARRIL TRATADO AGUA	22,011	5,879	20,669	20,669	18,284				
COSTO MANTENIMIENTO SUPERFICIE	173,270	173,270	173,270	173,270	153,277				
COSTO WELLSERVICE MTTO FONDO	241,626	128,525	128,525						
									2,079,593
DIAS DE OPERACION	1-Jan-14 31-Dec-14 364	1-Jan-14 31-Dec-14 364	1-Jan-14 31-Dec-14 364	1-Jan-14 31-Dec-14 364	12-Feb-14 31-Dec-14 312	VEL-265	VEL-265	VEL-267	
									5,088,720
INCREMENTAL	21840	25480	19292	1456	16744				
COSTO VENTA BARRIL	60	60	60	60	60				60
INGRESOS	1,310,400	1,528,800	1,157,520	87360	1004640				

CONCLUSIONES

Se demostró que económicamente se tiene un beneficio al cambiar de sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico a PCP en campo velasquez, siempre y cuando haya una mayor extracción de fluido y mantenga su BS&W.

Técnicamente se demostró que los cambios de sistemas de levantamiento artificial en los 5 pozos de alto potencial de campo velasquez fueron diseñados correctamente y que cualquiera de los dos sistemas aplican para los pozos.

Se obtuvo beneficios económicos de alcanzar en el tercer año casi el doble de lo invertido como resultado de implementar los cambios de sistemas de levantamiento artificial de bombeo mecánico a PCP, mientras se diseñe los sistemas para extraer la mayor cantidad de caudal de fluido, el proyecto se vuelve muy atractivo, cabe aclarar que el pozo debe mantener o no debe tener cambios drásticos en el corte de agua con el fin de obtener mayor cantidad de producción de crudo neto.

Se evidencio que por aumentar la extracción de fluido en algunos pozos presentaron problemas de migración de finos debido al cambio de draw down y al aumento de velocidad critica en fondo, lo cual conlleva a tener problemas de arenamiento de fondo y disminución del aporte del pozo por este tipo de daño, sin embargo, aunque la tasa de fluido disminuya el proyecto acepta convivir con este problema aumentando el índice de falla máximo a 2 veces al año sin que esto atente con la rentabilidad del proyecto.

Se construyeron las IPR de los pozos y se evidenció la disminución del Índice de productividad en el pozo con problemas de arena y el aumento del Índice de productividad en el pozo afectado por Waterflooding. Los demás pozos siguieron una misma tendencia la cual permitió establecer una curva que representa su

comportamiento de fluidos por medios porosos y el aporte máximo de fluido capaz de producir cada pozo. Con esta información se puede implementar un plan de optimización para aumentar la extracción de fluidos a índices mucho más altos que los actuales.

Se evidencia que ante un incremento de 5 puntos porcentuales en el BS&W de cada pozo, el proyecto deja de ser atractivo debido a que el VPN se torna negativo en el flujo de caja.

RECOMENDACIONES

Programar limpieza de arena del pozo VEL-056, para recuperar el potencial productivo del pozo.

Evaluar la posibilidad de algún método de control de arena matricial para evitar la migración de finos al pozo.

Evaluar un piloto de bombeo electro sumergible para el pozo VEL-170, el pozo tiene un potencial alto y puede soportar mayor extracción de fluido.

Realizar un balance energético del cambio de sistema de levantamiento artificial, aunque si se evidenció físicamente un aumento en el consumo de corriente por el cabezal nuevo de rotación, se tiene como ventaja que el consumo es más estable que con bombeo mecánico y no genera picos de corriente en la red eléctrica.

Se recomienda extender estos cambios a pozos de alto potencial productivo en Velasquez.

Realizar sensibilidades con el BS&W para saber cuál es el límite económico del cambio de sistemas de levantamiento artificial con respecto al incremento de producción de agua del pozo.

BIBLIOGRAFIA

- Presentación curso de bombeo mecánico TECNAZUCA, Tecno Asesores Zulia C.A.
- NETZSCH Netzsch - Treinamento Bombas de Cavidades Progressivas REV03 14.06.2005, Informativo Técnico NdB/Mkt.04/Junho.2005
- MODULO II – COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA. ISBN: 978-980-12-2581-2. Dep. Legal No LF06120075002073.
- Production optimization using nodal analysis. H. Dale Beggs & Howard Dale. Tulsa, OGCI publications, c1991.
- SPE Distinguished Author Series “Nodal System Analysis of Oil and gas Wells” by Kermit E. Brown & James F. Lea
- Production Optimization Using Nodal Analysis – H. Dale Beggs.
- Biblioteca Mansarovar Energy Colombia Ltda. Archivos pozos Campo Velasquez.
- Tutorial Total Well Management. Theta Oil Enterprise.
- Tutorial Rod Start D. Theta Oil Enterprise.