

**PLAN DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN 5 POZOS DE
CAMPO VELÁSQUEZ**

LINDA STEPHANIE RODRÍGUEZ ÁLVAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**PLAN DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN 5
POZOS DE CAMPO VELÁSQUEZ**

LINDA STEPHANIE RODRÍGUEZ ÁLVAREZ

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

JULIO CESAR PÉREZ ÁNGULO

Ingeniero de petróleos

Codirector

MIGUEL ÁNGEL MEDINA MARTÍNEZ

Ingeniero de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

Hoy, a pocos días de obtener mi título como ingeniera de petróleos, doy gracias a DIOS, que es la única constante en este mundo en el que todo cambia, por su gloriosa compañía en todos los momentos de mi vida y por sorprenderme y llenar mi corazón con tantas bendiciones...

Bendiciones tan grandes como lo son mis hermosos padres, quienes me han apoyado permanentemente, ellos siempre tienen una palabra de aliento y amor, por ese amor hoy en día soy quien soy y dedico todos mis logros a ellos;

Bendiciones tan grandiosas como la vida y compañía de mis hermanos, mis besitos, quienes llenan mi existencia de alegría y a quienes amo sobre todas las cosas;

Bendiciones tan bellas como la de tener una familia tan unida encabezada por dos mujeres, mis abuelas, una de ellas que solo tiene amor para dar y la otra que desde el cielo cuida de todo sus seres queridos;

Bendiciones y experiencias tan gratas desde que inicie esta maravillosa etapa, que al estar culminando me deja un tesoro invaluable, mis amigos. Mis 3 ingenieras, Couch, Mausos, agradezco de corazón haberlas conocido porque son seis mujeres a las que admiro, quiero y respeto; mis chicos de la Sede Socorro son los mejores. Estoy segura que todos ellos serán amigos de por vida;

Cuantas bendiciones Dios, te doy infinitas gracias.

LINDA STEPHANIE RODRÍGUEZ ÁLVAREZ

AGRADECIMIENTOS

A mi director, el ingeniero Julio Cesar Pérez, por su acompañamiento, orientación y consejos oportunos para lograr terminar y presentar un buen proyecto de grado.

A mi codirector, el ingeniero Miguel Ángel Medina, por su apoyo constante, todos los conocimientos transmitidos, y el tiempo dedicado durante y después de mi período de práctica.

Al ingeniero Diego Rodríguez por su disposición, aprendizajes y su enorme contribución en la culminación de este proyecto.

A todas las personas del departamento de producción de Campo Velásquez, geólogos y en general a toda la familia Mansarovar por el apoyo, conocimientos y calidad humana brindada durante los 6 meses en los que tuve la fortuna de compartir con cada uno de ellos.

A la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd. por haberme otorgado la oportunidad de realizar y llevar a feliz término mi práctica empresarial.

Por último y no menos importante, agradezco a la Universidad Industrial de Santander, en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por haberme formado como profesional durante los años de estudio de esta desafiante carrera. Agradezco al ingeniero Fernando Calvete y a su colega, el ingeniero Erik Montés por su contribución al mejoramiento de este trabajo como calificadores del proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES DE CAMPO VELÁSQUEZ	19
1.1 HISTORIA	19
1.2 LOCALIZACIÓN	21
1.3. GEOLOGÍA	22
1.3.1. Marco regional	22
1.3.2. Marco estructural	23
1.3.3. Geología del petróleo	23
2. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO	25
2.1. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y CURVA IPR	25
2.2. CURVAS IPR	28
2.2.1. Predicción de la curva IPR en yacimientos saturados	30
2.2.1.1. Método de Vogel	30
3. SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA LA REALIZACIÓN DEL PLAN DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	34
4. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS DISEÑOS SUGERIDOS	39
4.1 POZO VEL-1	40
4.1.1 Estado mecánico	40
4.1.2 Curva IPR	40
4.1.3 Histórico de fallas VEL-1	42

4.1.4 Curva comportamiento de fluido.	42
4.1.5 Estado actual y diseño propuesto	44
4.1.6 Análisis económico	49
4.2 POZO VEL-2.	52
4.2.1 Estado mecánico	52
4.2.2 Curva IPR	52
4.2.3 Histórico de fallas VEL-2	53
4.2.4 Curva comportamiento de fluido	53
4.2.5 Estado actual y diseño propuesto	56
4.2.6 Análisis económico	61
4.3 POZO VEL-3.	64
4.3.1 Estado mecánico	65
4.3.2 Curva IPR	66
4.3.3 Histórico de fallas VEL-3	66
4.3.4 Curva comportamiento de fluido	66
4.3.5 Estado actual y diseño propuesto	68
Tabla 17. Estado actual VEL-3	68
Tabla 18. Parámetros de diseño para VEL-3	69
4.3.5.1 Diseño 1	71
4.3.5.2. Diseño 2	71
4.3.6 Análisis Económico	73
4.4. POZO VEL-4	79
4.4.1. Estado mecánico	79
4.4.2. Curva IPR	79
4.4.3. Histórico de fallas VEL-4	79

4.4.4. Curva comportamiento de fluido	79
4.4.5. Estado actual y diseño propuesto	82
4.4.6. Análisis económico	88
4.5 POZO VEL-5.	90
4.5.1 Estado mecánico	90
4.5.2 Curva IPR	91
4.5.3 Histórico de fallas VEL-5	91
4.5.4 Curva comportamiento de fluido	91
4.5.5 Estado actual y diseño propuesto	94
4.5.6 Análisis económico	100
4. CONCLUSIONES	103
5. RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización de Campo Velásquez	22
Figura 2. Mapa al tope del Basamento. Campo Velásquez	24
Figura 3. Curvas típicas de IPR	27
Figura 4. Puntos de una curva IPR	29
Figura 5. Curva IPR adimensional para un yacimiento con empuje por gas en solución	31
Figura 6. Combinación del índice de productividad y el método de Vogel	33
Figura 7. Estado mecánico VEL-1	41
Figura 8. Curva IPR VEL-1	42
Figura 9. Histórico de fallas VEL-1	43
Figura 10. Curva comportamiento de fluido VEL-1	43
Figura 11. Modelamiento condiciones actuales VEL-1	47
Figura 12. Resultados diseño propuesto VEL-1	48
Figura 13. Flujo de caja acumulado	51
Figura 14. Estado mecánico VEL-2	54
Figura 15. Curva IPR VEL-2	55
Figura 16. Histórico de fallas VEL-2	55
Figura 17. Comportamiento de fluido VEL-2	56
Figura 18. Modelamiento condiciones actuales VEL-2	57
Figura 19. Producción de fluido vs Velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización de presión de salida en cabeza	59
Figura 20. Producción de aceite vs Velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización de corte de agua	60
Figura 21. Producción de fluido vs Velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización del número de etapas	61

Figura 22. Flujo de caja acumulado	63
Figura 23. Estado mecánico VEL-3	65
Figura 24. Curva IPR VEL-3	66
Figura 25. Grafica histórico de fallas VEL-3	67
Figura 26. Comportamiento de fluido VEL-3	68
Figura 27. Modelamiento condiciones actuales VEL-3	70
Figura 28. Resultados diseño 1 VEL-3	72
Figura 29. Resultados diseño 2 VEL-3	73
Figura 31. Flujo de caja acumulado	78
Figura 32. Estado mecánico VEL-4	80
Figura 33. Curva IPR VEL-4	81
Figura 34. Histórico de fallas VEL-4	81
Figura 35. Curva comportamiento de fluido VEL-4	82
Figura 36. Modelamiento de las condiciones actuales VEL-4	83
Figura 37. Resultados del diseño VEL-4	85
Figura 38. Profundidad medida VS severidad dogleg	86
Figura 39. Profundidad medida VS ángulo del pozo	86
Figura 40. Ubicación y cantidad de guías de varilla.	87
Figura 41. Desgaste de tubería VS tiempo	87
Figura 42. Flujo de caja acumulado	89
Figura 43. Estado mecánico VEL-5	92
Figura 44. Curva IPR VEL-5	93
Figura 45. Histórico de fallas VEL-5	93
Figura 46. Curva comportamiento fluido VEL-5	94
Figura 47. Modelamiento de las condiciones actuales VEL-5	95
Figura 48. Resultados del diseño VEL-5	97
Figura 49. Profundidad medida VS severidad dogleg	98
Figura 50. Profundidad medida VS ángulo del pozo	98
Figura 51. Ubicación y cantidad de guías de varilla	99
Figura 52. Desgaste de tubería VS tiempo	99
Figura 53. Flujo de caja acumulado	102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros generales de campo Velásquez	21
Tabla 2. Condiciones y problemas operacionales presentados por los pozos productores	35
Tabla 3. Estado actual VEL-1	44
Tabla 4. Parámetros de diseño para VEL-1	46
Tabla 5. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-1	50
Tabla 6. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-1	50
Tabla 7. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)	51
Tabla 8. Indicadores financieros del diseño	52
Tabla 9. Sensibilidad %BSW	52
Tabla 10. Estado actual VEL-2	56
Tabla 11. Parámetros de diseño para VEL-2	58
Tabla 12. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-2	62
Tabla 13. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-2	62
Tabla 14. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)	63
Tabla 15. Indicadores financieros del diseño	64
Tabla 16. Sensibilidad %BSW	64
Tabla 17. Estado actual VEL-3	68
Tabla 18. Parámetros de diseño para VEL-3	69
Tabla 19. Inversión inicial de la implementación del diseño 1- VEL-3	74

Tabla 20. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-2	74
Tabla 21. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)	75
Tabla 22. Indicadores financieros del diseño	75
Tabla 23. Sensibilidad %BSW	76
Tabla 24. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-3	76
Tabla 25. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-3	77
Tabla 26. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)	77
Tabla 27. Indicadores financieros del diseño	78
Tabla 28. Sensibilidad %BSW	79
Tabla 29. Estado actual VEL-4	82
Tabla 30. Parámetros de diseño VEL-4	84
Tabla 31. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-1	88
Tabla 32. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-1	88
Tabla 33. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)	89
Tabla 34. Indicadores financieros del diseño	90
Tabla 35. Sensibilidad %BSW	90
Tabla 36. Estado actual VEL-5	94
Tabla 37. Parámetros de diseño VEL-5	96
Tabla 38. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-5	100
Tabla 39. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-5	100
Tabla 40. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)	101
Tabla 41. Indicadores financieros del diseño	101
Tabla 42. Sensibilidad %BSW	102

ABREVIATURAS

- API** American Petroleum Institute.
- Bo** factor volumétrico de formación del petróleo (bbl/STB).
- BFPD** barriles de fluidos producidos por día.
- BOPD** barriles de petróleo producidos por día.
- Bw** factor volumétrico de formación del agua. (bbl/STB)
- BWPD** barriles de agua producidos por día.
- IPR** Inflow Performance Relationship.
- J o IP** índice de productividad de un pozo.
- k_o** permeabilidad efectiva al petróleo (mD)
- k_w** permeabilidad efectiva al agua (mD)
- Pb** presión de burbuja (psi).
- Pr** presión promedio del yacimiento (psi).
- Pwf** presión de fondo fluyente (psi).
- q** tasa de flujo de fluidos (BFPD)
- q_b** tasa de flujo a condiciones de presión de burbuja.
- q_o** tasa de flujo de petróleo (BOPD).
- q_{o máx}** máxima tasa de producción de petróleo (BOPD).
- q_w** tasa de flujo de agua (BWPD).
- r_e** radio de drenaje (ft).
- r_w** radio del pozo (in)
- SPM** strokes per minute.
- %BSW** porcentaje de agua y sedimentos.
- μ_o** viscosidad del petróleo (cP).
- μ_w** viscosidad del agua (cP).
- S** longitud del recorrido (in)

RESUMEN

TÍTULO: PLAN DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN 5 POZOS DE CAMPO VELÁSQUEZ.

AUTOR: LINDA STEPHANIE RODRÍGUEZ ÁLVAREZ**

PALABRAS CLAVES: Levantamiento artificial, Curva de Comportamiento de Afluencia (IPR), Herramienta software.

DESCRIPCIÓN

En todos los campos petroleros alrededor del mundo se implementan sistemas de producción con el fin de tener en superficie el fluido de interés. La mejor manera de seleccionar el sistema apropiado es evaluando y considerando las características presentadas por el pozo y el yacimiento

La producción de los pozos varía debido a la influencia de diferentes factores, ya sean operacionales o por condiciones otorgadas por el yacimiento. Las consecuencias de la variación de la producción de un campo afectan directamente a la compañía que lo opera y consecuentemente a todo el sector energético. Por lo tanto es pertinente para las compañías evaluar y ejecutar proyectos que permitan satisfacer las necesidades de todos los grupos de interés.

La elaboración de este proyecto tiene como fin analizar el comportamiento de pozos productores de Campo Velázquez, identificando sus diferentes variables operacionales, y de esta manera seleccionar pozos candidatos para sugerir diseños apropiados en el sistema de levantamiento artificial que permitan obtener un incremento de la producción, mediante el uso de herramientas software. Finalmente se realizará una evaluación económica del estudio, con el objetivo de determinar la rentabilidad de la implementación de este proyecto en el campo. El mejor diseño para cada uno de los pozos radica en la eficiencia técnico-económica.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Ángulo. Codirector: Miguel Angel Medina Martínez

ABSTRACT

TITLE: PLAN OF INCREASE OF PETROLEUM PRODUCTION IN 5 WELLS OF VELASQUEZ FIELD*

AUTHOR: Linda Stephanie Rodríguez Álvarez**

KEY WORDS: Artificial Lift, Inflow Performance Relationship (IPR), Software Tool

DESCRIPTION

In all oil fields around the world, the production systems are implemented in order to obtain in surface the fluid of interest. The best way to select the appropriate system is to evaluate and consider the characteristics presented by the well and the reservoir.

The production of the wells varies due to the influence of different factors, whether operational or by conditions granted by the reservoir. The consequences of the variation of the production of a field directly affect the company that operates it and consequently to the entire energy sector. It is therefore relevant for companies to evaluate and implement projects that meet the needs of all stakeholders.

The development of this project aims to analyze and study the behavior of production wells of Velázquez Field, identifying their different operational variables, and thus select candidate wells to suggest appropriate designs in the artificial lift system that allow an increase in oil production, through the use of software tools. Finally an economic evaluation of the study will be carried out, with the objective of determining the profitability of the implementation of designs, made in this project, in the field. The best design for each wells lies in the technical-economic efficiency.

* Degree Project.

** Faculty of Chemicals-Physical Engineering. Petroleum Engineering. Tutor: Julio Cesar Pérez Ángulo. Co-Tutor: Miguel Ángel Medina Martínez.

INTRODUCCIÓN

Con el fin de conservar sus márgenes de utilidades y de abastecer la demanda mundial del hidrocarburo, las empresas petroleras están en una constante búsqueda de incrementar su producción y de reducir costos de operación. Debido a esto, se hace necesario la revisión de las condiciones actuales de trabajo de los pozos para poder plantear opciones de mejora rentables para las compañías. Teniendo como objetivo el aumento de producción, se hace necesario estudiar las características de los sistemas de levantamiento instalados y las condiciones del pozo, y a partir de esto concluir y tomar las mejores decisiones para obtener óptimos resultados.

En todos los campos petroleros alrededor del mundo se implementan sistemas de producción y diferentes planes de desarrollo de explotación del mismo con el fin de tener en superficie el fluido de interés. Para lograr el objetivo de seleccionar el sistema apropiado es necesario evaluar y considerar las características del pozo y del yacimiento.

El presente proyecto busca seleccionar entre los 100 pozos activos de Campo Velásquez, operado por la compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd., cinco pozos candidatos para incrementar su producción de petróleo y de esta manera obtener un retorno más eficiente de la inversión. La selección de estos pozos se llevó a cabo teniendo en cuenta múltiples factores como:

- Potencial del pozo.
- Comportamiento de la producción de fluidos a lo largo de sus años en funcionamiento.
- Problemas operacionales que haya presentado.
- Estado mecánico actual.

Contando con el estado actual de operación de los pozos fue posible modelar estas condiciones en diferentes programas con el fin de analizar la eficiencia de la operación. Una vez realizado el modelamiento de las condiciones actuales, se procede a establecer un nuevo diseño de operación que mejore la producción de aceite y la efectividad del sistema de producción de fluidos (sistema de levantamiento artificial, SLA) en general.

Para analizar y sugerir el mejor diseño junto con la evaluación técnica se realiza un análisis económico, que permite conocer la inversión y las ganancias que se alcanzarían si se considera desarrollar el proyecto en el campo.

1. GENERALIDADES DE CAMPO VELÁSQUEZ¹

1.1 HISTORIA

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 1). 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.

Con el fin de solucionar problemas de logística se creó el campamento de Velásquez el cual no solamente permitía alojar cómodamente a los trabajadores y sus familias sino igualmente ser autosuficiente en muchos de los servicios requeridos.

El primer embarque de crudo proveniente del Campo Velásquez se llevó 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.

¹ Mansarovar Energy Colombia. Departamento de yacimientos y geología

En total la compañía Texas Petroleum Company perforó 256 pozos y llegó 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 317 pozos perforados, de los cuales 100 están en producción, 177 pozos se encuentran abandonados, 19 inactivos y 5 son Inyectores.

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.

El campo está dividido en varios bloques de fallas limitadas por la Falla Velásquez. Los parámetros generales del Campo Velásquez para las formaciones productoras han sido determinados desde bases de análisis convencionales.

Tabla 1. Parámetros generales de campo Velásquez

PARÁMETRO	FORMACIÓN TUNE	FORMACIÓN GUADUAS
Área [Acres]	1891	3824
Espesor neto promedio [ft]	109	136
Profundidad [ft]	4300	6500
Porosidad promedio [%]	24.5	21
Salinidad [ppm Cl]	37000	36000
Factor volumétrico [bbl/STB]	1.15	1.2
Permeabilidad promedio [md]	1565	720
Presión inicial [psi]	2100	3000
Presión actual [psi]	-	1850
Presión de burbuja [psi]	1800	1950
Saturación de agua inicial promedio [%]	44	38
Gradiente de fractura [psi/ft]	0.7	0.75
Gradiente de temperatura [°F/100ft]	2.5 @2500 ft	
OOIP	194.7 MMSTB*	438,9 MMSTB

Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de producción

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.

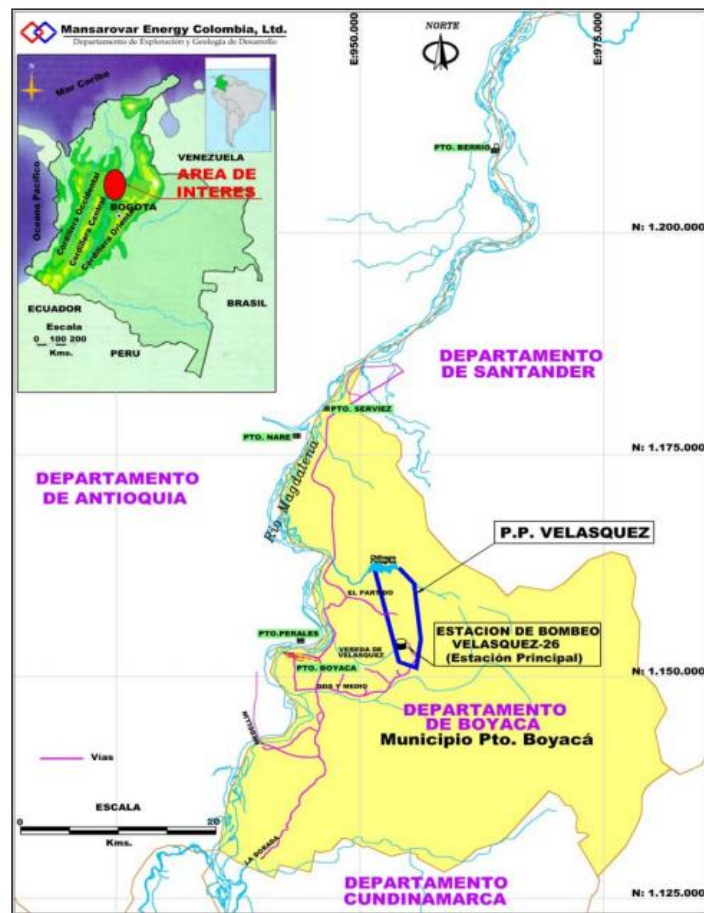
1.2 LOCALIZACIÓN

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

Figura 1. Localización de Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia. Departamento de yacimientos y geología.

1.3. GEOLOGÍA

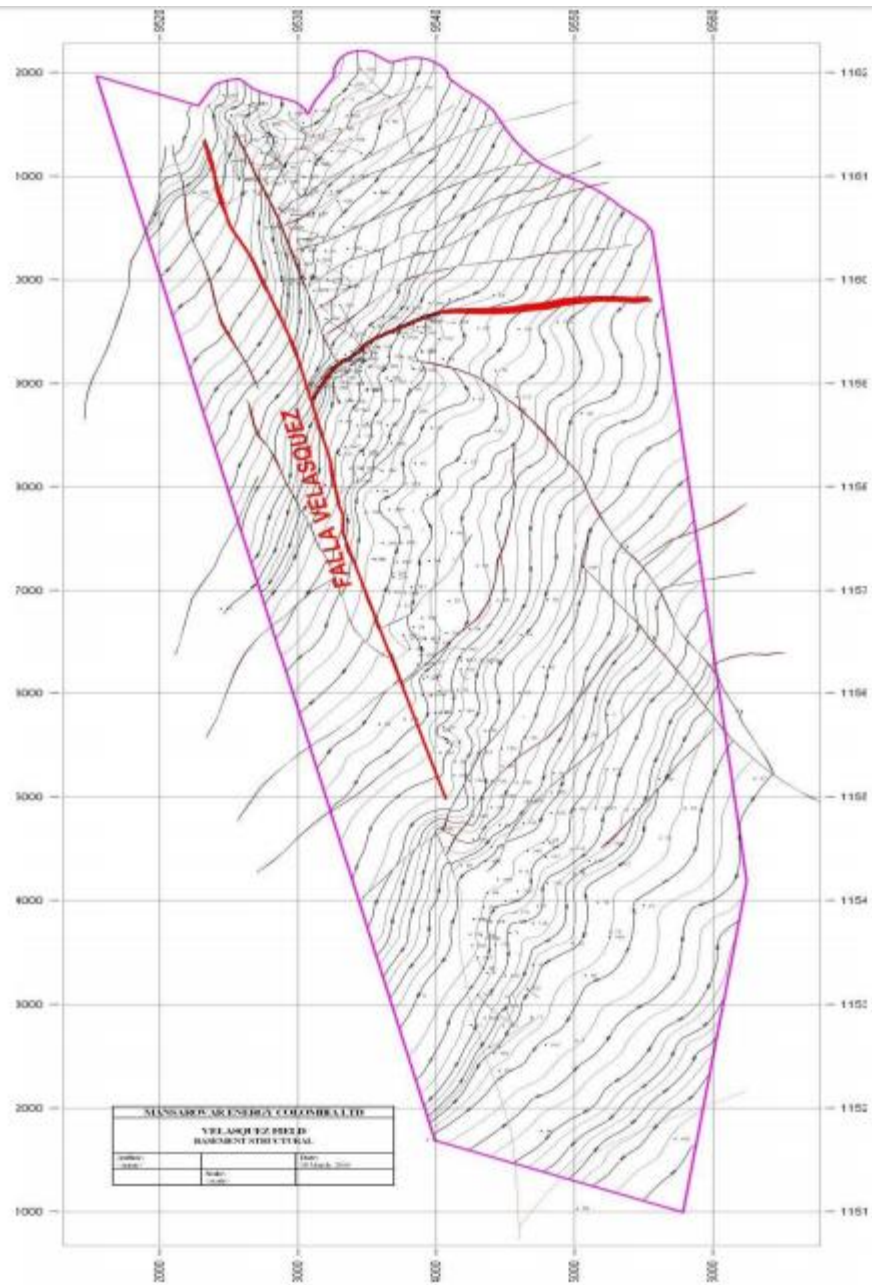
1.3.1. Marco regional La Propiedad Privada de Velásquez se halla en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena - VMM y forma parte de una estructura monoclinall fallada, con rumbo noreste – suroeste, que se inclina entre 5

a 7° hacia el sureste. El estilo tectónico de esta parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena está relacionado con eventos recientes correspondientes a la orogenia Andina (Mioceno Superior y posteriores)

1.3.2. Marco estructural En el Campo Velásquez se han 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 son distintivos y desarrollan fallas normales con planos generalmente inclinados hacia la cuenca. 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 (Figura 2)

1.3.3. Geología del petróleo Las principales rocas generadoras en la Cuenca del VMM son las lutitas y calizas de la Formación La Luna, presentes en la parte profunda de la cuenca al este de Velásquez. Dentro del área de Velásquez los hidrocarburos se encuentran almacenados en los estratos arenosos de la denominada serie Guaduas – Tuné. Los sellos están conformados por las diferentes intercalaciones arcillosas dentro de la serie Guaduas – Tuné. El principal mecanismo de entrapamiento en el área lo constituye la Falla de Velásquez y las Fallas satelitales de ésta, las cuales dividen el Campo en bloques y que han servido de barreras, impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el oeste a lo largo del monoclinal.

Figura 2. Mapa al tope del Basamento. Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia, Departamento de yacimientos y geología.

2. COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO

La selección del tipo correcto de sistema de levantamiento artificial (SLA), el diseño detallado del equipo de producción y la estimación del rendimiento futuro del pozo requieren del conocimiento de las tasas de flujo que pueden ser producidas desde el yacimiento hasta el pozo debido a las caídas de presión a las que se puede inducir un pozo en particular.

Por lo tanto se debe tener un claro entendimiento de los efectos que gobiernan el flujo de fluidos desde el yacimiento al pozo. Un pozo empieza a producir cuando la presión en la cara de este comienza a disminuir por debajo de la presión de yacimiento y después de un período inicial, se desarrolla una tasa estable.

2.1. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y CURVA IPR

Uno de los componentes más importantes dentro del sistema de producción es el yacimiento de interés. El flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el pozo depende de la caída de presión (Drawdown) que se genere en el yacimiento ($P_r - P_{wf}$). Este flujo de fluidos es llamado Comportamiento de afluencia (Inflow Performance) y la gráfica que relaciona la presión de fondo fluyente (P_{wf}) vs caudal de producción es conocida como la Curva de Comportamiento de Afluencia (Inflow Performance Relationship, IPR)².

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad que este tiene de entregar fluidos y esto depende de diferentes parámetros tales como:

² BEGGS, H., Production optimization using NODAL analysis, Second edition. . Oklahoma: OGCI and Petroskills publications. 2003. p. 9

propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, el régimen de flujo, mecanismo de empuje, presión del yacimiento, entre otras.

Una gráfica típica del comportamiento de afluencia es la observada en la Figura 3, la cual muestra las distintas formas que puede tomar la curva. Por ejemplo, la curva A es esencialmente una línea recta. Esto ocurre sólo cuando se tienen presiones de fondo fluyente (P_{wf}) mayores a la presión de burbuja (P_b). Para la curva A la relación entre la tasa de producción del pozo y el Drawdown para producir esta tasa en particular, denominado índice de productividad (IP), y se simboliza con la letra J, es constante, y está representado como el inverso de la pendiente de la gráfica; cuando la pendiente es constante se dice que el pozo tiene un único J^3 . J está definido simbólicamente como:

$$J = \frac{q_o + q_w}{P_r - P_{wf}} \left[\frac{bbl}{D} \right] \quad \text{Ecuación 1.}$$

Donde q_o = barriles de petróleo por día.

q_w = barriles de agua por día.

P_r = presión estática promedio del yacimiento.

P_{wf} = presión de fondo fluyente.

El índice de productividad hace referencia la producción de líquidos que se obtiene en superficie debido al DrawDown generado en el pozo. Algunas ocasiones en ingeniería de yacimientos el índice de productividad se basa solo en la producción de petróleo. Sin embargo para pozos en producción es necesario el desplazamiento del total de fluido a superficie, por lo tanto la ecuación de J incluye también la producción de agua.

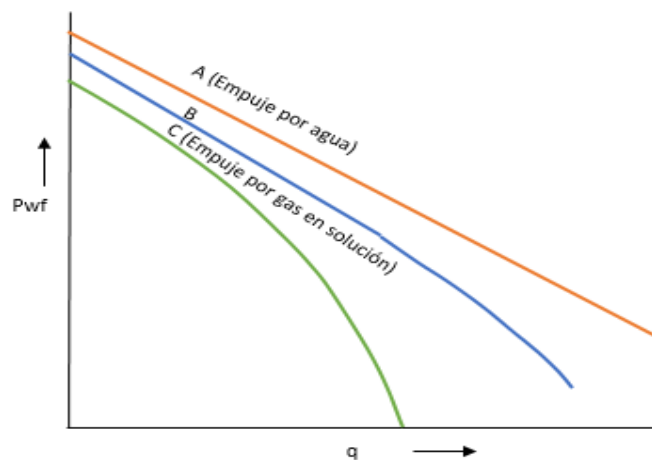
³ BROWN, Kermit y BEGGS, H. The technology of artificial lift methods. Inflow performance multiphase flow in pipes the flowing well. Volume 1. Oklahoma: PennWell Books. p. 4.

Existen casos donde se presenta la curvatura sobre la línea. En este caso el pozo no tiene un J lineal, debido a que la pendiente cambia con la caída de presión, como se aprecia en la curva B y C, donde hay flujo de fluidos por debajo de P_b y por lo tanto⁴:

$$J = \frac{-dq}{dP_{wf}} \quad \text{Ecuación 2.}$$

Donde el signo negativo indica que J decrece a medida que la producción se incrementa.

Figura 3. Curvas típicas de IPR



Fuente: Modificado de BROWN, K. BEGGS, H. The technology of artificial lift methods. Inflow performance multiphase flow in pipes the flowing well. Volume 1. Oklahoma, USA, PennWell Books

El índice de productividad puede derivarse de la ecuación de flujo radial de Darcy. Si el agua y el aceite fluyen a través del yacimiento, la ecuación de flujo radial para cada fluido es:

Petróleo

Agua

⁴ BROWN, K. BEGGS, H. Op. Cit. p. 17.

$$q_o = \frac{7.08 K_o h (P_r - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 3.}$$

$$q_w = \frac{7.08 K_w h (P_r - P_{wf})}{B_w \mu_w \ln(r_e/r_w)} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Por lo tanto:

$$J = \frac{q_o + q_w}{P_r - P_{wf}} = \frac{7.08 h (P_r - P_{wf})}{(P_r - P_{wf}) \ln(r_e/r_w)} \left(\frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right) = \frac{7.08 h}{\ln(r_e/r_w)} \left(\frac{K_o}{B_o \mu_o} + \frac{K_w}{B_w \mu_w} \right) \quad \text{Ecuación 5.}$$

Partiendo de lo anterior, J depende de las propiedades de fluido, propiedades de la formación y la saturación de los fluidos.

El índice de productividad de un pozo varía con el tiempo y esto debido a la producción acumulada, aumento en el DrawDown en un momento específico, aumento de la saturación de gas alrededor de la cara del pozo, aumento de la viscosidad del aceite debido a la caída de presión por debajo del punto de burbuja y la reducción de la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

2.2. CURVAS IPR

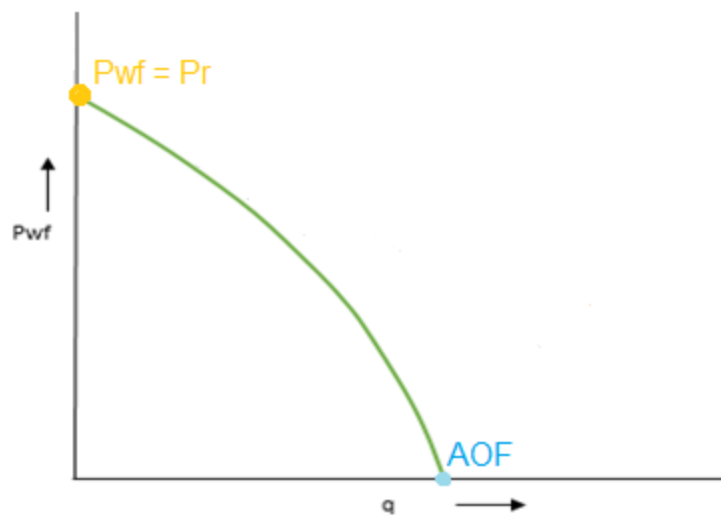
Se ha especificado que el índice de productividad puede variar por diferentes parámetros que se presentan a lo largo de la vida productiva de un pozo. Si se miden varios índices de productividad de un pozo durante un intervalo específico de tiempo, se puede obtener una relación entre la tasa y la presión de flujo. El gráfico que ilustra esta relación es llamado comportamiento de afluencia (IPR) y fue usada por primera vez por Gilbert en la descripción del comportamiento del pozo (Figura 3)⁵.

La forma de la curva se atribuye a uno o más de los siguientes factores:

⁵ BROWN, K. BEGGS, H. Op. Cit. p. 17.

- Aumento de la saturación de gas con una subsecuente disminución de la permeabilidad efectiva al aceite en las cercanías del pozo como resultado de la reducción de la presión de yacimiento debido a altas tasas de producción.
- Cambio de flujo laminar a flujo turbulento en algunos capilares en la cercanía del pozo al aumentar las tasas de producción.
- Excediendo las tasas de flujo crítico a través de los poros en la cara de la formación de pozo.
- Tipo de yacimiento.

Figura 4. Puntos de una curva IPR



Fuente: Autor

En una gráfica IPR se pueden identificar fácilmente dos puntos: el primero representa el valor de la presión de yacimiento. En este punto $P_{wf} = P_r$ por lo tanto no hay flujo de fluidos hacia el pozo y como consecuencia las tasa de producción es cero. El valor en el punto de intersección de la curva con el eje axial se llama potencial del pozo (Absolut Open Flow, AOF), es decir la tasa máxima de producción de fluidos desde la formación hacia el pozo, presentándose cuando $P_{wf} = 0$, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica.

2.2.1. Predicción de la curva IPR en yacimientos saturados A partir de ecuaciones desarrolladas por diferentes autores y pruebas de producción realizadas al pozo es posible lograr la construcción de la curva IPR del pozo y de esta manera conocer o tener una idea del potencial que puede presentar en el campo. Autores como Vogel y Fetkovich desarrollaron ecuaciones empíricas para la elaboración de la curva de comportamiento de afluencia del pozo dependiendo de las condiciones brindadas por el yacimiento.

Este libro se centrará principalmente en el trabajo realizado por Vogel, pues a partir de este método y el método de la línea recta (Ecuación 1) se construyen las curvas IPR de los pozos productores de Campo Velásquez. Además, este método de saturación de Vogel es el único que presenta continuidad matemática con la curva.

2.2.1.1. Método de Vogel (1968) Vogel desarrolló una ecuación empírica para determinar la curva de comportamiento de afluencia, IPR, de un pozo productor ubicado en un yacimiento con empuje de gas en solución y con un flujo por debajo del punto de burbuja ($P_r < P_b$)⁶. Para esto tuvo en cuenta varias consideraciones, tales como:

- Flujo uniforme y radial.
- Saturación de agua constante.
- Flujo bifásico en el yacimiento
- Segregación gravitacional despreciable.

A partir de esto obtuvo:

$$\frac{q_o}{(q_o)_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ecuación 6.}$$

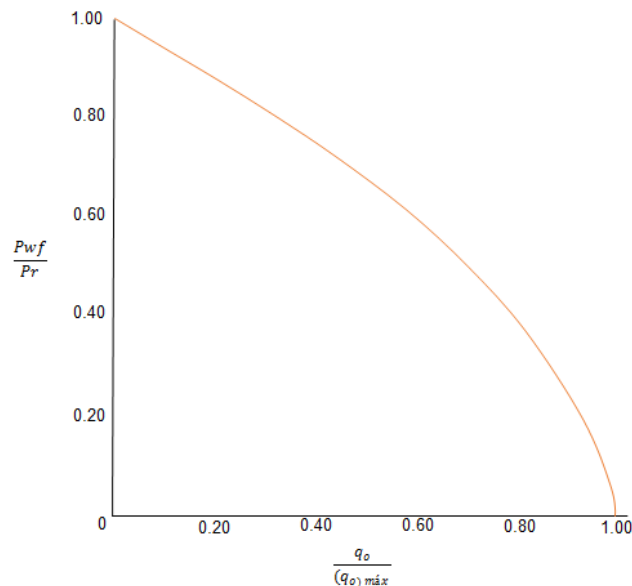
Sobre la base del método propuesto por Weller (1966) para generar curvas IPR, Vogel graficó diferentes IPR mostrando la presión de fondo fluyente vs. La tasa de

⁶ BROWN, K. BEGGS, H. Op. Cit. p. 17.

producción como una función del factor de recobro. Posterior a esto, Vogel grafica todas las IPR's como IPR's adimensionales calculando las presiones y producciones adimensionales correspondientes.

La presión adimensional es definida como la presión de fondo fluyente dividida por la presión promedio del yacimiento $\frac{P_{wf}}{P_r}$. La tasa de flujo adimensional es definida como la tasa de flujo a una determinada P_{wf} dividida entre la tasa de flujo máxima que ocurriría cuando $P_{wf} = 0$, $\frac{q_o}{(q_o)_{máx}}$. De esta manera, Vogel construyó una curva de referencia (Figura 5) la cual puede ser elaborada si se lleva a cabo una prueba de producción en el pozo de interés⁷.

Figura 5. Curva IPR adimensional para un yacimiento con empuje por gas en solución



Fuente: Modificado de BROWN, K. BEGGS, H. The technology of artificial lift methods. Inflow performance multiphase flow in pipes the flowing well. Volume 1. Oklahoma: PennWell Books.

Existen yacimientos cuya presión promedio de yacimiento P_r se encuentre por encima de la presión de burbuja P_b y en este caso se debe combinar las soluciones

⁷ BEGGS, H. Op. Cit. p. 17.

existentes tanto para flujo monofásico (Ecuación 1) como para flujo bifásico (ecuación de Vogel).

Si se considera un yacimiento sub-saturado ($P_r > P_b$), resultaría claro distinguir de la curva IPR una sección recta y otra curva, tal como puede apreciarse en la Figura 6. En consecuencia, el sistema de ecuaciones a resolver para la construcción de la curva de comportamiento de afluencia en un yacimiento sub-saturado estaría definido por:

- $P_{wf} \geq P_b$:

$$J = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}}$$

Por lo tanto $q_o = J * (P_r - P_{wf})$ Ecuación 7.

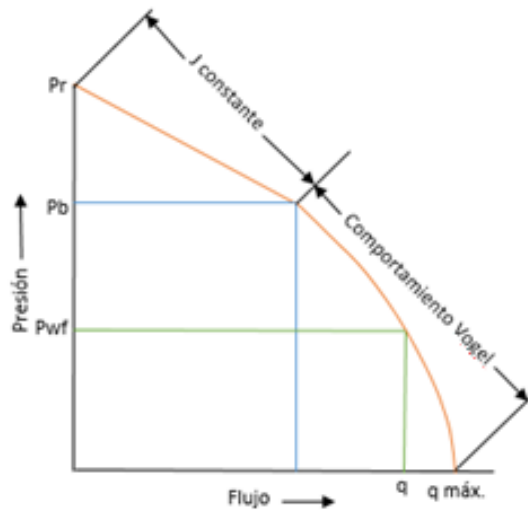
- $P_{wf} < P_b$:

$$J = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$
 Ecuación 8.

Por lo tanto $q_o = J * (P_r - P_b) + \frac{J * P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$ Ecuación 9.

Donde $J * (P_r - P_b) = q_b$

Figura 6. Combinación del índice de productividad y el método de Vogel



Fuente: Modificado de BEGGS, H., Production optimization using NODAL analysis, Second edition. Oklahoma, USA. OGCI and Petroskills publications. 2003

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 ($q = q_o + q_w$). La efectividad de la ecuación propuesta por Vogel ha sido comprobada en pozos productores con un corte de agua de hasta 97%⁸.

⁸ BEGGS, H. Op. Cit. p. 17.

3. SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA LA REALIZACIÓN DEL PLAN DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN

Con el objetivo de llevar a cabo en el campo un plan de incremento de producción de petróleo, se realiza un estudio de las condiciones actuales de los 100 pozos activos. Dentro de este análisis se revisó detalladamente el SLA con el que trabajan, el potencial que poseen, representado en su respectiva curva IR, las condiciones de producción, entre otros.

Con el fin de realizar un filtro para la selección de los pozos se establece que los pozos candidatos del plan de incremento:

- ❖ No deben presentar problemas debido a la producción de arena.
- ❖ No deben presentar formación de parafina.
- ❖ No deben tener una $P_{wf} < P_b$.
- ❖ No deben estar incluidos dentro de la evaluación del Piloto de inyección de Agua (PIA) llevado a cabo en el campo.
- ❖ No deben presentar un alto %BSW (>90%).
- ❖ No deben presentar algún tipo de daño en el yacimiento

Se establecen las condiciones anteriores con el fin de evitar fallas en la operación de los pozos posterior a la implementación del diseño, lo cual adicionaría costos al proyecto

A continuación se presenta la Tabla 2 en la que se relaciona el nombre del pozo el cual ha sido renombrado con el fin de proteger y mantener la confidencialidad de la empresa, y los distintos problemas o condiciones operacionales que presentan.

Tabla 2. Condiciones y problemas operacionales presentados por los pozos productores

POZO	PRODUCCIÓN DE ARENA	POZO DEL PIA	DAÑO	$P_{wf} < P_b$	ALTO %BSW	PRESENCIA DE PARAFINAS	BAJO NIVEL/ BAJA SUMERGENCIA	OTROS
Vel-1								
Vel-2								
Vel-3								
Vel-4								
Vel-5								
Vel-6								
Vel-7								
Vel-8								
Vel-9								
Vel-10								
Vel-11								
Vel-12								
Vel-13								
Vel-14								
Vel-15								
Vel-16								
Vel-17								
Vel-18								
Vel-19								
Vel-20								
Vel-21								
Vel-22								
Vel-23								
Vel-24								
Vel-25								
Vel-26								
Vel-27								
Vel-28								
Vel-29								
Vel-30								
Vel-31								
Vel-32								
Vel-33								
Vel-34								
Vel-36								
Vel-37								
Vel-38								

POZO	PRODUCCIÓN DE ARENA	POZO DEL PIA	DAÑO	$P_{wf} < P_b$	ALTO %BSW	PRESENCIA DE PARAFINAS	BAJO NIVEL/ BAJA SUMERGENCIA	OTROS
Vel-39								
Vel-40								
Vel-41								
Vel-42								
Vel-43								
Vel-44								
Vel-45								
Vel-46								
Vel-47								
Vel-48								
Vel-49								
Vel-50								
Vel-51								
Vel-52								
Vel-53								
Vel-54								
Vel-55								
Vel-56								
Vel-57								
Vel-58								
Vel-59								
Vel-60								
Vel-61								
Vel-62								
Vel-63								
Vel-64								
Vel-65								
Vel-66								
Vel-67								
Vel-68								
Vel-69								
Vel-70								
Vel-71								
Vel-72								
Vel-73								
Vel-74								
Vel-75								
Vel-76								
Vel-77								
Vel-78								

POZO	PRODUCCIÓN DE ARENA	POZO DEL PIA	DAÑO	$P_{wf} < P_b$	ALTO %BSW	PRESENCIA DE PARAFINAS	BAJO NIVEL/ BAJA SUMERGENCIA	OTROS
Vel-79								
Vel-80								
Vel-81								
Vel-82								
Vel-83								
Vel-84								
Vel-85								
Vel-86								
Vel-87								
Vel-88								
Vel-89								
Vel-90								
Vel-91								
Vel-92								
Vel-93								
Vel-94								
Vel-95								
Vel-96								
Vel-97								
Vel-98								
Vel-99								
Vel-100								

Fuente: Autor

A partir de la tabla anterior es posible identificar 26 pozos los cuales, en el momento de la revisión, no presentaban algún problema en su operación diaria. Estos son: VEL-1, VEL-4, VEL-7, VEL-9, VEL-10, VEL-15, VEL-17, VEL-20, VEL-21, VEL-22, VEL-23, VEL-24, VEL-31, VEL-32, VEL-33, VEL-36, VEL-38, VEL-42, VEL-56, VEL-58, VEL-60, VEL-61, VEL-82, VEL-90, VEL-92, VEL-97. Sin embargo, la mayoría de estos pozos fueron descartados debido a que recientemente habían sido propuestos para algún plan, cambio de unidad de bombeo, aumento de la velocidad de la bomba, cuyo objetivo fue el incremento de la producción de fluidos. Estos pozos son: VEL-4, VEL-7, VEL-15, VEL-21, VEL-23, VEL-24, VEL-32, VEL-56, VEL-60, VEL-82 y VEL-97. En el caso de VEL-58, este se encontraba enlistado para realizar un servicio a pozo en el que se implementaría el plan sugerido por los

ingenieros de producción del campo; por lo tanto tampoco es tenido en cuenta en la selección.

De esta manera, las condiciones y características de los 12 pozos restantes son nuevamente analizadas, se comparan sus índices de productividad, se evalúa cómo ha sido el comportamiento de su producción hasta el momento y se compara con el potencial que el pozo presentaría. Una vez realizado este paso, se seleccionaron 5 pozos, 3 de ellos presentaban el mayor IP, y los otros 2 mostraban mejor comportamiento en su producción.

Los 5 pozos seleccionados son: VEL-9, VEL-20, VEL-33, VEL-61 y VEL-90. En el siguiente capítulo se explican detalladamente las condiciones actuales de operación de los 5 pozos y se establece el diseño sugerido para lograr un incremento de barriles de petróleo. El nombre de los pozos es cambiado con el fin de llevar un orden numérico entre los mismos:

- ❖ VEL-9 será denominado a partir de ahora como VEL-1.
- ❖ VEL-20 será denominado VEL-2.
- ❖ VEL-33 será denominado VEL-3.
- ❖ VEL-61 será denominado VEL-4.
- ❖ VEL-90 será denominado VEL-5

4. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS DISEÑOS SUGERIDOS

Luego de la revisión detallada de diferentes parámetros operacionales de los 100 pozos productores del campo, la selección de 5 pozos a los cuales se realizó el plan de incremento de producción, mediante el rediseño de su SLA actual o cambio de SLA, se basó en el potencial que han tenido y presentarán en un futuro representado en su curva IPR y datos periódicos de producción.

El diseño obtenido mediante el uso de tres diferentes programas de software es explicado a continuación y el análisis económico de su aplicación en campo tiene como tiempo de evaluación 6 meses a partir de la implementación; se establece este tiempo de retorno de la inversión pues la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd. evalúa la rentabilidad de este tipo de proyectos en el tiempo anteriormente especificado.

Los beneficios representados en la evaluación económica de cada diseño propuesto se basan en la ganancia conseguida gracias a la producción incremental de los barriles obtenidos si se implementara el proyecto. Así mismo, los costos están representados por todos aquellos gastos mensuales a los que se enfrentaría la empresa, con la puesta en marcha del diseño, para poder lograr el incremento de producción deseado. Siendo así, los costos alcanzados con los diseños abarcan: consumo energético, tratamiento químico, lifting cost, y sumado a esto la inversión inicial necesaria para efectuar la propuesta. En esta inversión inicial se asocian los precios de los componentes del SLA necesarios para el diseño, desarme y movilización de unidades, costo de la operación de servicio a pozo. Es importante tener en cuenta que el valor de la inversión inicial del proyecto es sumado solo a los gastos del primer mes de evaluación.

Otras suposiciones tomadas para realizar el análisis económico fueron las siguientes:

- 1 dólar = 3000 COP.
- Precio del barril de petróleo = 43 USD/bbl.
- Aumento del 50% en el consumo energético (KWHD).
- Tasa de descuento del 12% nominal anual.
- Lifting cost = 12 US\$/bbl.
- IVA = 16%

4.1 POZO VEL-1

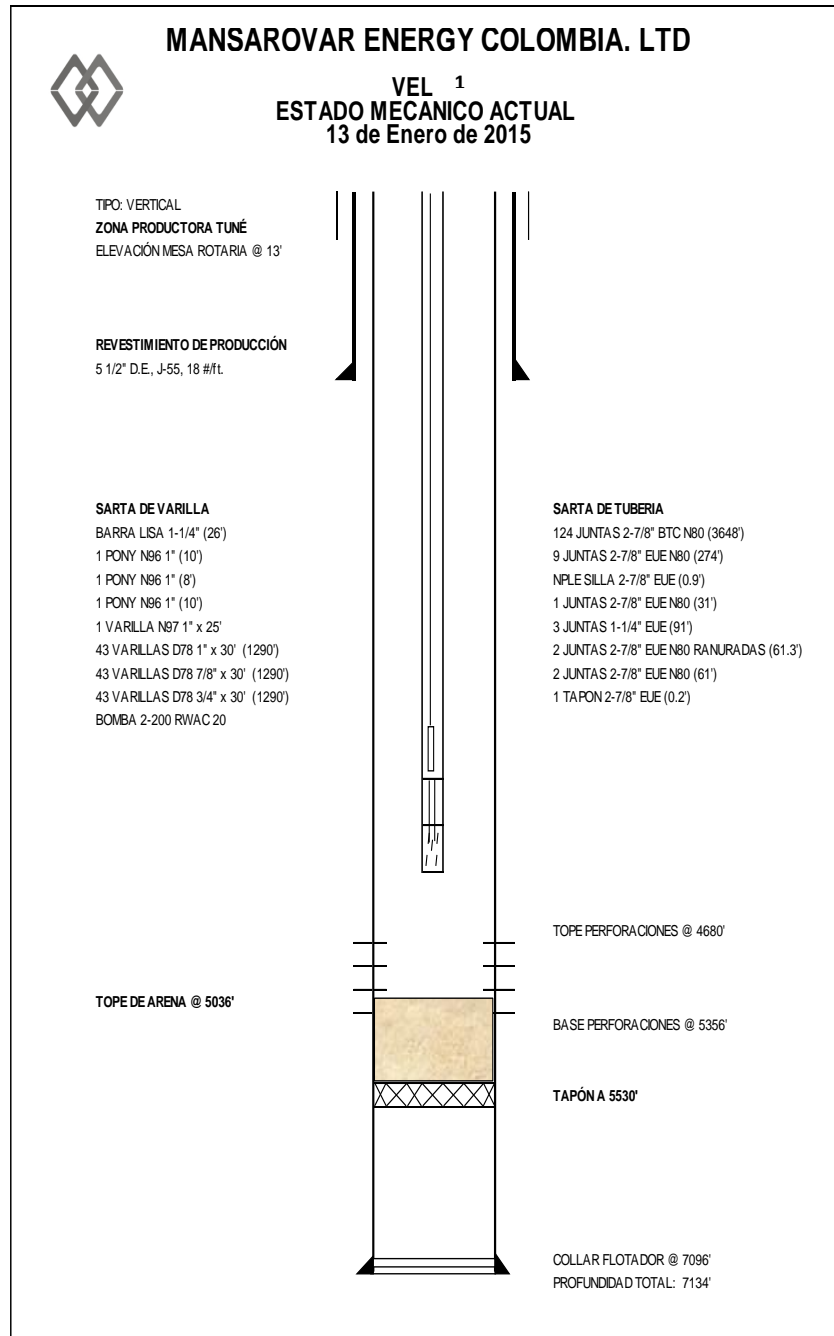
El pozo Velázquez-1 (VEL-1) produce de una zona de la formación Tuné la cual presenta una presión de yacimiento de 1553 psi y una presión de burbuja de 1120 psi. Produce gracias a la implementación de un equipo de bombeo mecánico como SLA.

4.1.1 Estado mecánico La figura 7 muestra el estado mecánico del pozo VEL-1.

4.1.2 Curva IPR De acuerdo a la producción actual del pozo (Tabla 2) y con base a la curva IPR del pozo (Figura 8), la presión actual de producción del pozo es superior a la presión de burbuja, por lo tanto no hay producción de gas. Además, en la curva IPR se puede observar que la dispersión de los datos no es notoria, por lo cual se denota una sola tendencia de la curva.

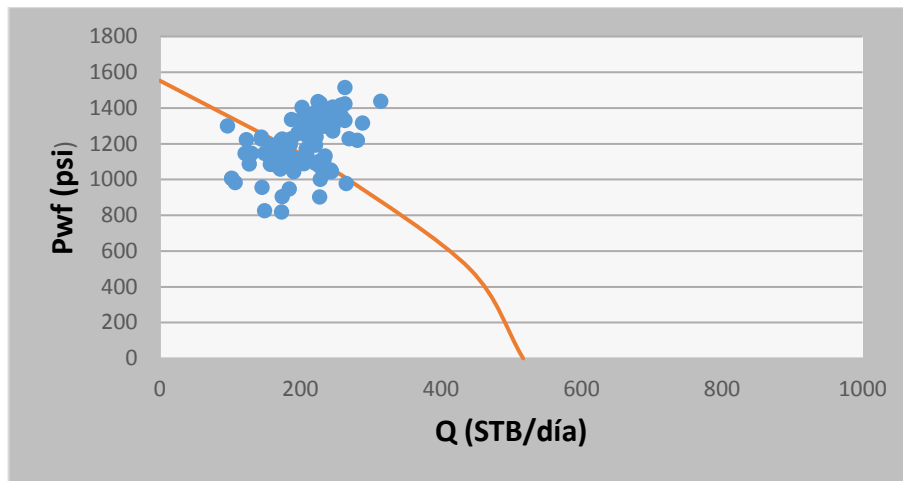
El pozo presenta un IP de 0.61 BFPD/psi.

Figura 7. Estado mecánico VEL-1



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 8. Curva IPR VEL-1



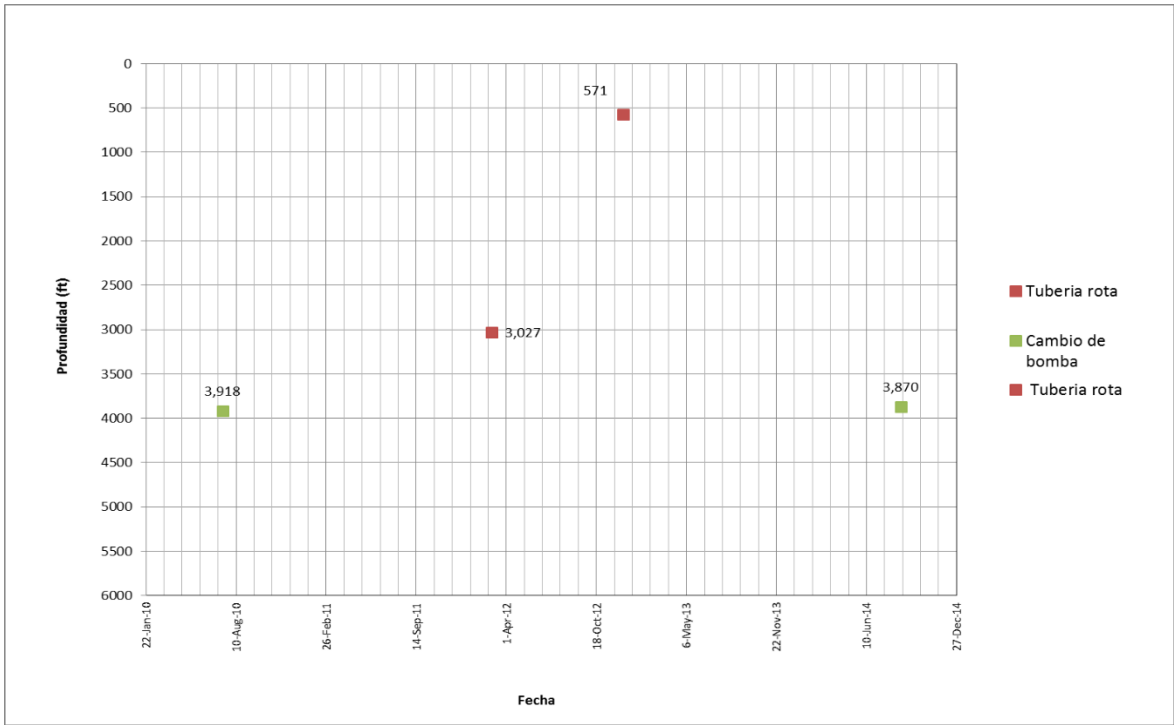
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

4.1.3 Histórico de fallas VEL-1 De acuerdo a la figura 9, se observa que el pozo VEL-1 ha sufrido fallas por tubería rota y por bomba averiada. Las profundidades en las cuales el sistema sufre fallas por tubería rota son 571 ft y 3027 ft. Por su parte, las fallas por bomba se presentaron a 3918 ft y 3870 ft. Es importante tener en cuenta los datos anteriores para proponer en el nuevo diseño una nueva profundidad de la bomba y de esta manera evitar fallas en el sistema.

4.1.4 Curva comportamiento de fluido En la figura 10 podemos observar la variación de la producción de fluido en el tiempo como consecuencia del cambio de la velocidad de operación (SPM) de la unidad de bombeo. El pozo VEL-1 ha presentado una producción de petróleo irregular hasta la fecha. Su producción de fluido presenta picos cuando los SPM de la unidad de bombeo están por encima de 8,4. Esto sucede porque en muchas ocasiones al incrementar la velocidad de bomba, continuando con una misma longitud de recorrido del pistón, se genera un efecto de llenado incompleto del barril.

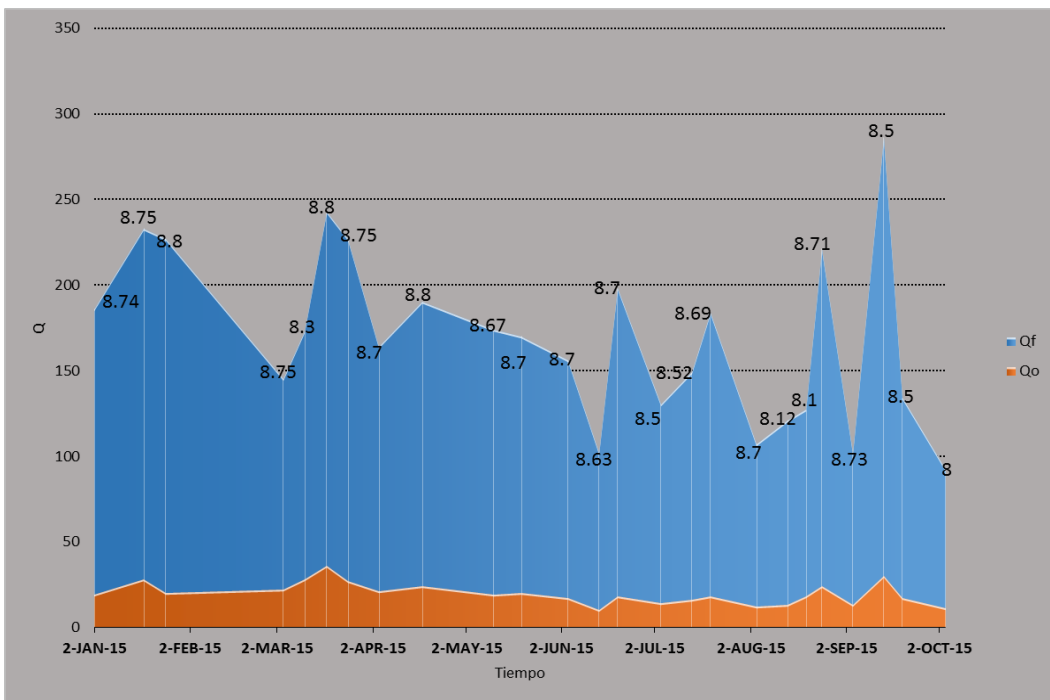
La producción de fluido ha oscilado entre 90 BFPD y 280 BFPD.

Figura 9. Histórico de fallas VEL-1



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 10. Curva comportamiento de fluido VEL-1



Fuente: Autor.

4.1.5 Estado actual y diseño propuesto En la tabla 3 se relacionan los datos actuales de operación del VEL-1.

Tabla 3. Estado actual VEL-1

Unidad de bombeo	LK C-228D-230-74
BFPD	148
BOPD	18
%BSW	87
SPM	8,5
Longitud de recorrido	74
Profundidad bomba (ft)	3934
Presencia de Arena en fondo de pozo (ft)	≈700 (Dic. 12)
Deposición Orgánicos	No

Fuente: Autor.

La figura 11 muestra la hoja de resultados del modelamiento de las condiciones actuales del pozo. En este se observa que la eficiencia total del sistema es del 41%, la carga en la caja de engranaje es del 78.7%, los factores N/No' y Fo/SKr se mantienen por debajo de 0.3 (0.13 y 0.129 respectivamente) y la carga en las varillas están por encima del límite de diseño (-500). Este límite se ha especificado como regla de diseño con el fin de evitar el efecto de compresión y extensión de la varilla, y de esta manera evitar fallas por fatiga y por tensión del material.

Al momento de realizar un diseño de un sistema de bombeo mecánico es importante tener en cuenta valores de diferentes factores como N/No' y Fo/SKr , nombrados anteriormente.

- ❖ $\frac{N}{No'}$ ⁹ = conocido como la *velocidad de bombeo adimensional* y está definido como:

$$\frac{N}{No'} = \frac{N * L}{245000 * Fc} \quad \text{Ecuación 10.}$$

Donde, N: Velocidad de bombeo (SPM).

No': Frecuencia natural de la sarta corregida = No * Fc.

No: Frecuencia natural de la sarta (SPM ideal, sin peso y sin fricción).

L: Longitud de la sarta de varilla (ft).

Fc: Factor de frecuencia, adimensional.

Para diseño $\frac{N}{No'} < 0,3$ para evitar acelerar fallas por fatiga en el material. Normalmente se manejan valores entre 0,08 y 0,1.

- ❖ **Fo/SKr**¹⁰: conocido como el factor de *estiramiento adimensional de varillas* y determina el porcentaje de elongación de la varilla, el porcentaje de elongación de la carrera en superficie. A su vez cada variable se encuentra definida como:

$$Fo = 0,34 * GEm * Dp^2 * L \quad \text{Ecuación 11.}$$

$$Kr = \frac{1}{Er * L} \quad \text{Ecuación 12.}$$

Donde: Fo: Carga del fluido sobre el pistón (lb).

GEm: Gravedad específica de la mezcla, adimensional.

Dp: Diámetro del pistón (in).

Kr: Constante de estiramiento de la sarta de varilla (lb/in).

Er: Constante elástica de la varilla (in/lb-ft).

⁹ Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping System. API recommended practice 11L (RP 11L). Cuarta edición. 1 de Junio de 1988

¹⁰ TAKÁCS, G., Sucker-Rod Pumping Manual. Oklahoma, USA. PennWell Books 2003

Para diseño se recomienda que $Fo/SKr < 0,3$ para evitar acelerar el fallo por tensión.

Continuando con el análisis de la figura 11, el dinagrama de la bomba muestra que existe buen llenado, sin embargo se presentan perdidas de carga leves en la carrera ascendente. La producción de fluido es de 225 BFPD y la producción de aceite es de 29 BOPD, comparando estos valores con los reales del pozo se puede concluir una eficiencia de la bomba del 70%.

Modelando las condiciones actuales, se propone el siguiente diseño para mejorar la producción del VEL-1:

Tabla 4. Parámetros de diseño para VEL-1

Unidad de bombeo	C-640D-305-168
SPM	8.5
Long. Recorrido	170
Prof. Bomba (ft)	4400

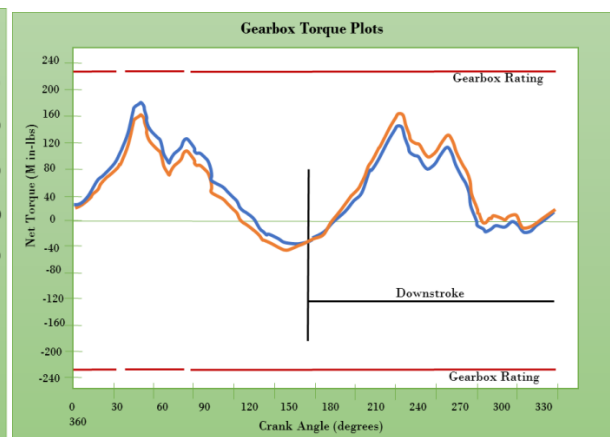
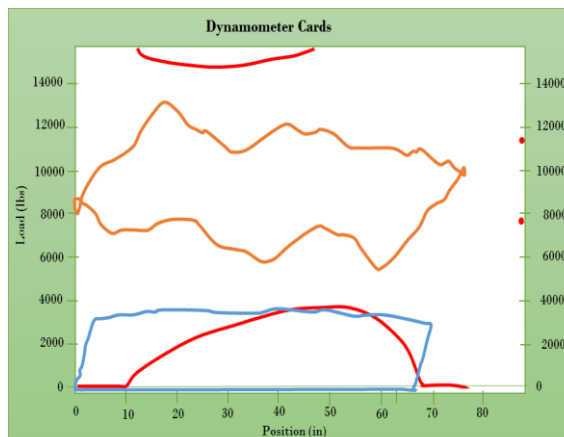
Fuente: Autor.

Se sugiere profundizar la bomba debido a que en la profundidad en la que se encuentra actualmente ha presentado fallas (figura 9) y por lo tanto se ha requerido de la intervención del equipo de Servicio a pozo para continuar con las operaciones de producción. Las demás características de operación permanecen iguales.

Figura 11. Modelamiento condiciones actuales VEL-1

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 75% GRADE B-)					
Strokes per minute:	8.5	Fluid leves		Production rate (bfpd):	225	Peak pol. rod load (lbs):	13131		
Run time (hrs/day):	24	(ft from surface):	2431	Oil production (BOPD):	29	Min. pol. rod load (lbs):	5459		
Tubing pres. (psi):	100	(ft over pump):	1503	Strokes per minute:	8.5	MPRL/PPRL:	0.416		
Casing pres. (psi):	0	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	41%	Unit struct. loading:	57%		
		Pol. Rod. Diameter. 1.25"		Permissible load HP:	24.7	PRHP / PLHP:	0.27		
Fluid Properties			Motor & Power Meter		Fluid load on pump (llbs):	3669	Buoyant rod weight (lbs):	7746	
Water cut:	87.30%	Power meter	Detent	Polished rod HP:	6.7	N/No: .13	Fo/SKr: .129		
Water sp. Gravity:	1	Elect. Cost:	\$ 0.91/KWH	Required prime mover size		BALANCED	BALANCED		
Oil API gravity:	15.1	Type	NEMA D	(speed var. not included)		(Min. Energy)	(Min. Torq)		
Fluis sp. Gravity:	0.9956			NEMA D motor:		15 HP	15 HP		
compress. Index:	3			Single/double cyl. engine:		15 HP	15 HP		
				Multicylinder Engine:		15 HP	15 HP		
Pumping Unit: Lufkin Conventiak-Old				Torque analysis and electricity consumption		BALANCED	BALANCED		
API size: C-228-230-74 (Unit ID: CLA40)						(Min. Energy)	(Min. Torq)		
Crank hole number	# 1 (out of 5)			Peak g'box torq. (Min-lbs):		179	164		
Calculated stroke legh (in):	76.2			Gearbox loading:		74.70%	72%		
Crank rotation with well to right:	CCW			Cyclic load factor:		1.539	1.542		
				Max. cb moment (Min-lbs):		308.8	328.4		
Max. cb momento (M in.lbs):	Unknown			Counterbalance effect(lbs):		9297	9837		
Structural unbalance (lbs):	790			Daily electr.use (Kwh/day):		172	177		
Crank offset angle (degrees):	0.0			Monthly electric bill:		\$4770	\$4905		
				Electr.cost per bbl fluid:		\$0.696	\$0.715		
				Electr.cost per bbl oil:		\$5.478	\$5.632		
Tubing And Pump Information				Tubing, Pum And Plunger Calculations					
Tubing O:D: (in):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.630	Tubing stretch (in):		3.1			
Tubing I:D: (in):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.630	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):		10.6			
				Gross pump stroke (in):		69.8			
Pump depth (ft):	3934	Tubing is not anchored		Pump spacing (in. From bottom):		11.8			
Pump conditions:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Minimum pump length (ft):		11.0			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Recommended plunger length (ft):		3.0			
Plunger size (in):	2	Pump fricction (lbs):	200.0						
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	Norris 97	25	140000	23.60%	16591	7078	7343	API MG T/2.8	
1	D (API)	1290	115000	40.30%	16216	7232	3862	API MG	
0.875	D (API)	1290	115000	42.30%	14255	4174	1868	API MG	
0.75	D (API)	1329	115000	43.00%	11821	878	-453	API MG	

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stress always include buoyancy).

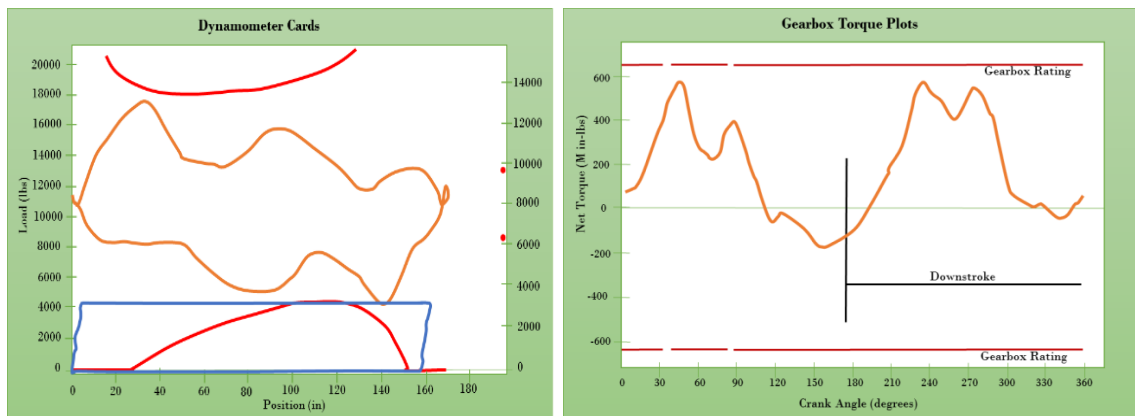


Fuente: Autor

Figura 12. Resultados diseño propuesto VEL-1

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 76% GRADE B-)				
Strokes per minut 8.5	Fluid leves	Production rate (bfpd):	532	Peak pol. rod load (lbs):	17539			
Run time (hrs/day 24	(ft from surface): 2900	Oil production (BOPD):	68	Min. pol. rod load (lbs):	4282			
Tubing pres. (psi): 100	(ft over pump): 1500	Strokes perminute:	8.5	MPRL/PPRL:	0.244			
Casing pres. (psi): 0	Stuf.box fr. (lbs): 100	System eff. (Motor->Pump):	33%	Unit struct. loading:	48%			
	Pol. Rod. Diameter. 1.25"	Permissible load HP:	70.7	PRHP / PLHP:	0.35			
Fluid Properties		Motor & Power Meter		Fluid load on pump (lbs):	4304			
Water cut: 87.30%	Power meter Detent	Polished rod HP:	25	N/No: .135	Fo/SKr: .076			
Water sp. Gravity: 1	Elect. Cost: \$ 0.91/KWH	Required prime mover size	BALANCED					
Oil API gravity: 15.1	Type NEMA D	(speed var. not included)	(Min. Torq)					
Fluis sp. Gravity: 0.9956		NEMA D motor:	60 HP					
		Single/double cyl. engine:	50 HP					
		Multicylinder Engine:	60 HP					
Pumping Unit: Lufkin Conventiak-Old				Torque analysis and		BALANCED		
API size: C-640-365-168 (Unit ID: CL8)				electricity consumption		(Min. Torq)		
Crank hole number	# 1 (out of 4)	Peak g'box torq. (M in-lbs):	570					
Calculated stroke legh (in):	169.8	Gearbox loading:	89.10%					
Crank rotation with well to right:	CCW	Cyclic load factor:	1.57					
		Max. cb moment (M in-lbs):	1094.23					
Max. cb momento (Min.lbs):	Unknown	Counterbalance effect(lbs):	12127					
Structural unbalance (lbs):	-1500	Daily electr.use (Kwh/day):	622					
Crank offset angle (degrees):	0.0	Monthly electric bill:	\$17266					
		Electr.cost per bbl fluid:	\$1.063					
		Electr.cost per bbl oil:	\$8.372					
Tubing And Pump Information				Tubing, Pum And Plunger Calculations				
Tubing O:D: (in): 2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.: 0.810	Tubing stretch (in):	4.1					
Tubing I:D: (in): 2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.: 0.810	Prod. loss due to tubing stretc	13.9					
		Gross pump stroke (in):	162.1					
Pump depth (ft): 4400	Tubing is not anchored	Pump spacing (in. From bottor	13.2					
Pump conditions: Full	Pump load adj. (lbs): 0.0	Minimum pump length (ft):	19.0					
Pump type: Insert	Pump vol. efficiency: 85%	Recommended plunger lengt	3.0					
Plunger size (in): 2	Pump friction (lbs): 200.0							
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)	1467	115000	71.90%	22204	5580	2732	API MG
0.875	D (API)	1467	115000	69.10%	19609	2611	954	API MG
0.75	D (API)	1467	115000	64.80%	16388	-560	-453	API MG

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stress always include buoyancy).



Fuente: Autor

La figura 12 muestra los resultados del diseño propuesto. Se observa que la eficiencia total del sistema sería del 33%, la carga en la caja de engranaje sería del 89.2%, los factores N/No y Fo/SKr se mantienen por debajo de 0.3 (0.135 y 0.076 respectivamente) y las cargas en las varillas estarían por encima del límite de diseño (-500) evitando sobre esfuerzo en la varilla de fondo. A diferencia del dinagrama de las condiciones actuales, la bomba presentaría buen llenado y no tendría fugas en las válvulas. Para este caso, el diseño de la sarta es telescópica (3 tipos de varilla) debido a que la profundidad a la cual está sentada la bomba es superior a 4000 ft. A pesar de que la eficiencia del sistema disminuyó en comparación a la actual, se espera que la producción de fluido sea de 532 BFPD y la producción de aceite de 65 BOPD, obteniéndose un volumen incremental de petróleo de 46 BOPD.

Se debe tener presente que tanto el diseño propuesto y el caso base se trabajaron con un %BSW=87.

4.1.6 Análisis económico Para llevar a cabo la ejecución de este diseño se hace necesario la adición de 6 varillas de 1", 7/8" y 3/4" para poder ubicar la bomba a 4400 ft como se especificó anteriormente; por lo tanto el precio de estas varillas se toma como inversión inicial junto con el servicio a pozo, costo de la unidad de bombeo mecánico, desarme y movilización de la unidad, como se representa en la tabla 6. En la tabla 5 se presentan los beneficios y costos mensuales que se esperan con el proyecto durante el tiempo de evaluación.

Es importante tener en cuenta que el %BSW para el cálculo del VPN se mantuvo constante, es decir, %BSW=87. Además, todos los valores ya tienen incluido el IVA.

Tabla 5. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-1

	Parámetro	USD/Mes
BENEFICIOS	Producción incremental de crudo	\$64,500.00
COSTOS	Consumo energético	\$1,838.00
	Tratamiento químico	\$1,148.00
	Lifting cost	\$18,000.00
	TOTAL	\$20,986.00

Fuente: Autor.

Tabla 6. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-1

COSTOS IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO (USD)	Servicio a pozo	\$27,840.00
	Cabezal bombeo mecánico	\$116,000.00
	Desarme y Movilización Unidad bombeo mecánico	\$5,648.00
	Varillas adicionales	\$732.00
	TOTAL	\$150,220.00

Fuente: Autor.

Por lo tanto, conociendo todos los parámetros que afectan la puesta en marcha del diseño, en la tabla 7 se observa el comportamiento de los ingresos, egresos y el flujo de caja durante los 6 meses de evaluación. El costo de la inversión inicial es adicionado a los gastos generales que se tendrían en el mes 1; el beneficio en el

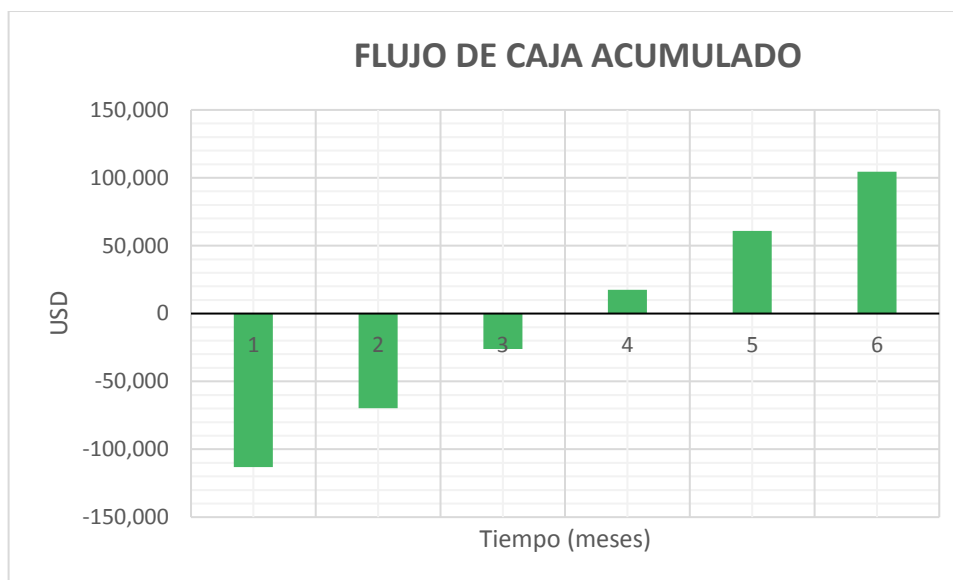
primer mes sería menor como consecuencia de la diferida de producción causada por el tiempo que demore el servicio a pozo, el cual se ha establecido como un promedio de tres días.

Tabla 7. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Beneficios	58,050	64,500	64,500	64,500	64,500	64,500
Costos	171,205	20,986	20,986	20,986	20,986	20,986
Flujo neto	-113,155	43,515	43,515	43,515	43,515	43,515

Fuente: Autor.

Figura 13. Flujo de caja acumulado



Fuente: Autor.

Como se observa la inversión se recuperaría a los dos meses después de implementar el proyecto. El VPN, indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja, es de **US\$ 98,039.60**, a una tasa de descuento del 1% efectivo mensual, indicando la rentabilidad en el desarrollo del proyecto.

La tasa interna de retorno (TIR) sería del 27%, demostrando que es mayor a la tasa interna de oportunidad de la empresa, indicando la rápida recuperación de la inversión. La relación beneficio-costos (R B/C), valor calculado del VPN de los

beneficios y costos, es de 1.36, traduciéndose esto en viabilidad del proyecto, pues indica que los beneficios son mayores que los costos.

Tabla 8. Indicadores financieros del diseño

R B/C	1.36
VPN	98,039.60
TIR	27%

Fuente: Autor.

Sin embargo el proyecto deja de ser atractivo cuando se registra un %BSW mayor a 4 puntos porcentuales como se evidencia en la siguiente tabla.

Tabla 9. Sensibilidad %BSW

SENSIBILIDAD %BSW				
%SW	BFPD	BOPD	VPN	
88	532	64	\$	71,466.15
89	532	59	\$	44,892.69
90	532	35	\$	13,004.55
91	532	48	\$	-13,568.91

Fuente: Autor.

4.2 POZO VEL-2.

El pozo Velázquez-2 (VEL-2) produce de la formación Tuné, de una zona que presenta una presión de yacimiento de 1800 psi y una presión de burbuja de 1120 psi. Cuenta con un sistema de bombeo por cavidades progresivas (PCP) como SLA el.

4.2.1 Estado mecánico La figura 14 muestra el estado mecánico del pozo VEL-2.

4.2.2 Curva IPR De acuerdo a la producción actual del pozo (Tabla 10) y con base a la curva IPR del pozo (Figura 15), la presión de producción actual se encuentra por encima de la presión de burbuja. Además, en la curva IPR se puede observar

que existe dispersión de unos pocos datos, los cuales son reflejo y consecuencia del histórico de producción de arena del pozo, sin embargo el potencial del pozo no se ha visto afectado por esta producción de arena.

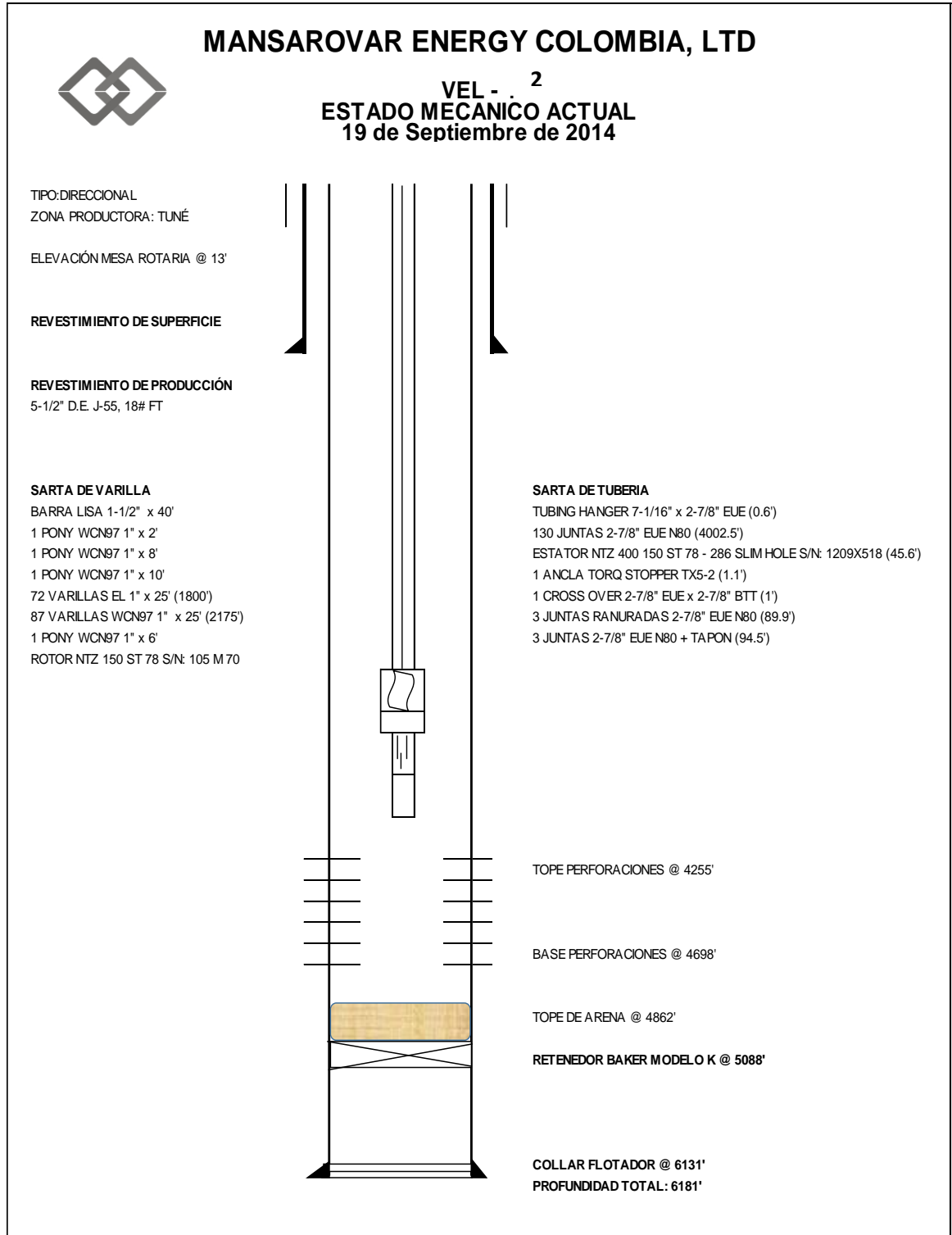
El pozo presenta un IP de 4.41 BFPD/psi.

4.2.3 Histórico de fallas VEL-2 De acuerdo a la figura 16, se observa que el pozo VEL-2 ha sufrido fallas por varilla partida y por varilla desconectada. El rango de profundidad en la cual el sistema sufre por estas dos fallas oscila entre 3900 ft y 4000 ft.

4.2.4 Curva comportamiento de fluido El pozo VEL-2 ha incrementado su producción como consecuencia del aumento de la velocidad de la bomba de subsuelo (figura 17). En esta figura se pueden observar diferentes picos los cuales son consecuencia del aumento en las RPM de la bomba PCP; las caídas en la producción se deben a una disminución de las RPM. Es posible notar una disminución en la producción luego de pasar de 260 RPM a 240 RPM.

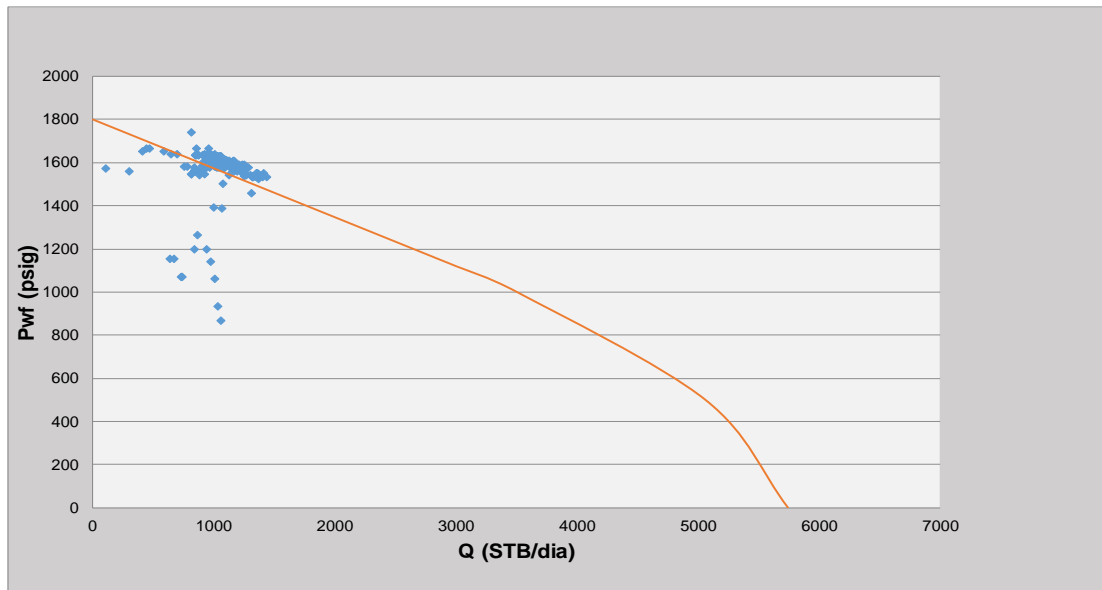
A pesar de que el pozo tiene un corte de agua elevado, este se mantiene constante, produciéndose de la misma manera petróleo. La producción de fluido ha oscilado en promedio en 1200 barriles, encontrándose la bomba en su límite máximo de velocidad.

Figura 144. Estado mecánico VEL-2



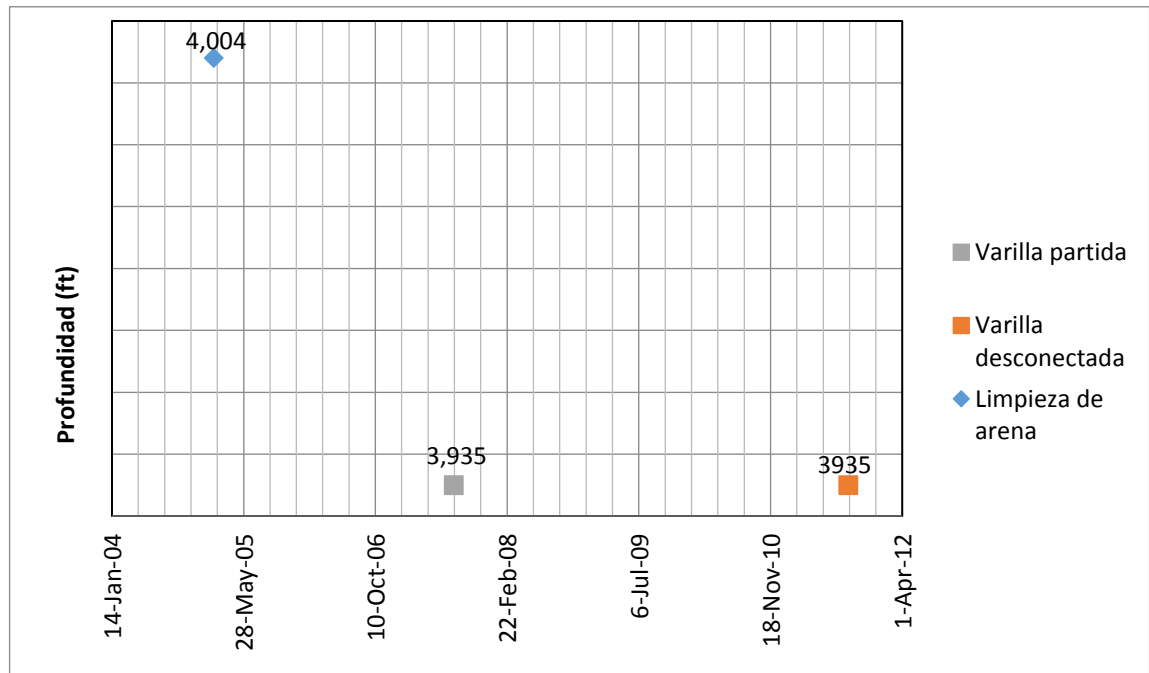
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 155. Curva IPR VEL-2



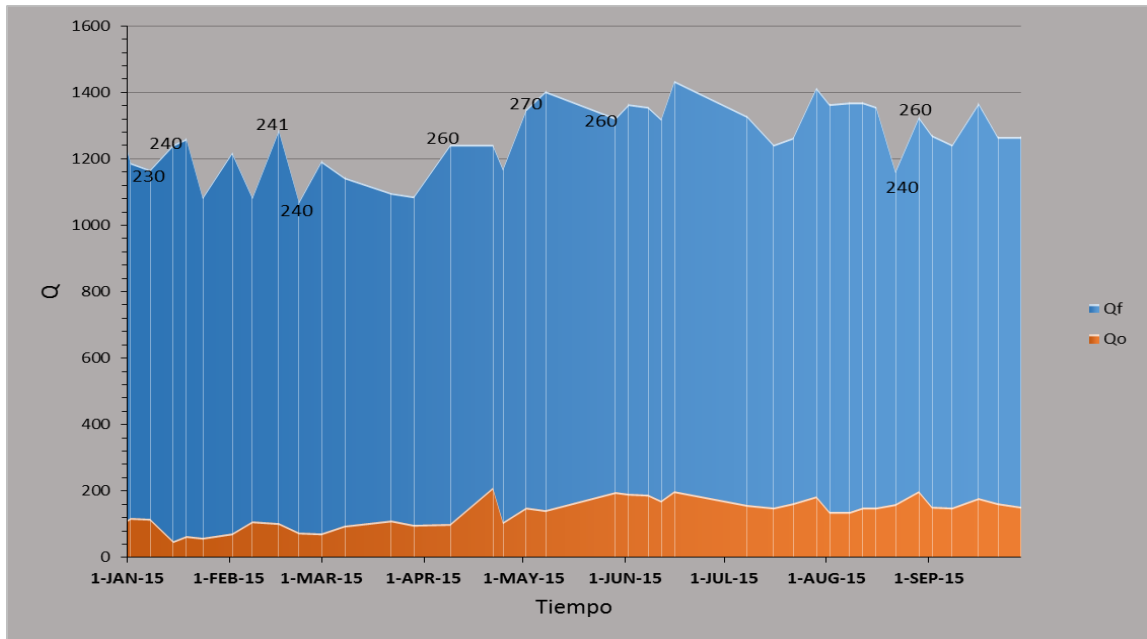
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 166. Histórico de fallas VEL-2



Fuente: Autor.

Figura 177. Comportamiento de fluido VEL-2



Fuente: Autor.

4.2.5 Estado actual y diseño propuesto

Tabla 10. Estado actual VEL-2

Bomba	NTZ 400 150 ST 78
BFPD	1256
BOPD	148
%BSW	88
RPM	260
Prof. Bomba (ft)	4049
Arena (ft)	226 (Sep. 14)
Deposición Orgánicos	No

Fuente: Autor.

Los resultados del modelamiento del sistema (figura 18) con el que actualmente trabaja el pozo indican que este debe producir 1130 BFPD; si se compara con la producción real del pozo se puede concluir que la bomba tiene una muy buena eficiencia. Esta afirmación también se evidencia en el porcentaje de eficiencia

volumétrica de la bomba, definido como la producción real de fluido sobre la producción teórica de la bomba de subsuelo, arrojado por el software, que en este caso es del 90%. Los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, las eficiencias del sistema eléctrico y el sistema mecánico son del 66 %, y en general, el sistema tiene una eficiencia de 60%

Figura 188. Modelamiento condiciones actuales VEL-2

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Submergence	3764.81 ft
Oil API Gravity	14.0° API	Pump Intake Pressure	1375.53 psi
Water Salinity	33000.00	Pump Discharge Pressure	2076.89 psi
Gas Specific Gravity	0.65	Differential Pressure	701.35 psi
BS&W Content	88.00%	Net Hydrostatic Head	336.33 psi
Producing GOR	86.00 scf/STB	Flow Losses	305.02 psi
Free Gas Separation	24.69%	Pump Pressure Loading	32.24% Rtd.
Operating Conditions		Pump Torque	391.02 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate	1130.40 bbls/D	Pump Axial Load	3.03 kips
Pump Speed (specified)	260.00 RPM	Maximum Rod Torque	416.41 ft.lbs
Pump Volumetric Efficiency	90.00%	Maximum Rod Torque Load	34.65% Limit
Fluid Level	283.89 ftKB	Maximum Axial Rod Load	15.75 kips
Submergence	3764.81 ft	Maximum Effective Rod Stress	39.82%
Bottomhole Pressure	1558.40 psi	Rod Contact Loads	
Tubing Head Pressure	60.00 psi	Maximum Load Connection	95
Casing Head Pressure	0.00 psi	Surface Parameters	
Bottomhole Temperature	160.00 °F	System Input Power	23.31 hp
Flowing Wellhead Temperature	90.00 °F	Prime Mover Output Power	22.84 hp
Equipment		Energy Cost	20.86 \$/day
Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH075DH20)		Thrust Bearing L10 life	5.76 Years
Belts: 3.740:1 Reduction		Drivehead Main Shaft Torque Loading	28.23%
ElectircMotor: 50.0 hp (1200.0 RPM)		Drivehead Structural Loading	N/A
Pump: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*150ST78 (SH))		Drivehead Power Output	27.45%
Rod String: Various		Drivehead Speed Output	65.00%
		Drivehead Gearbox Torque	N/A
		Surface Motor Loading	45.68%
		System Efficiency	
		System Mechanical/Electrical Efficiency	66.06%
		System Overall Efficiency	59.45%
		Pump Volumetric Efficiency	90.00%

Fuente: Autor.

Con el objetivo de incrementar la producción de fluidos se propone realizar un cambio de SLA a bombeo electro sumergible (BES). Debido a que no se cuenta con un software especializado para el diseño de este SLA, se modelaron varios escenarios, mediante una herramienta software, en el que podría trabajar el sistema si se baja a una profundidad de 4000 ft la bomba de subsuelo.

No es posible bajar a fondo una bomba con mayor flujo de fluido debido al diámetro de la tubería de revestimiento del pozo (5.5”), por lo tanto se realiza la sensibilización de diferentes escenarios con la bomba descrita a continuación:

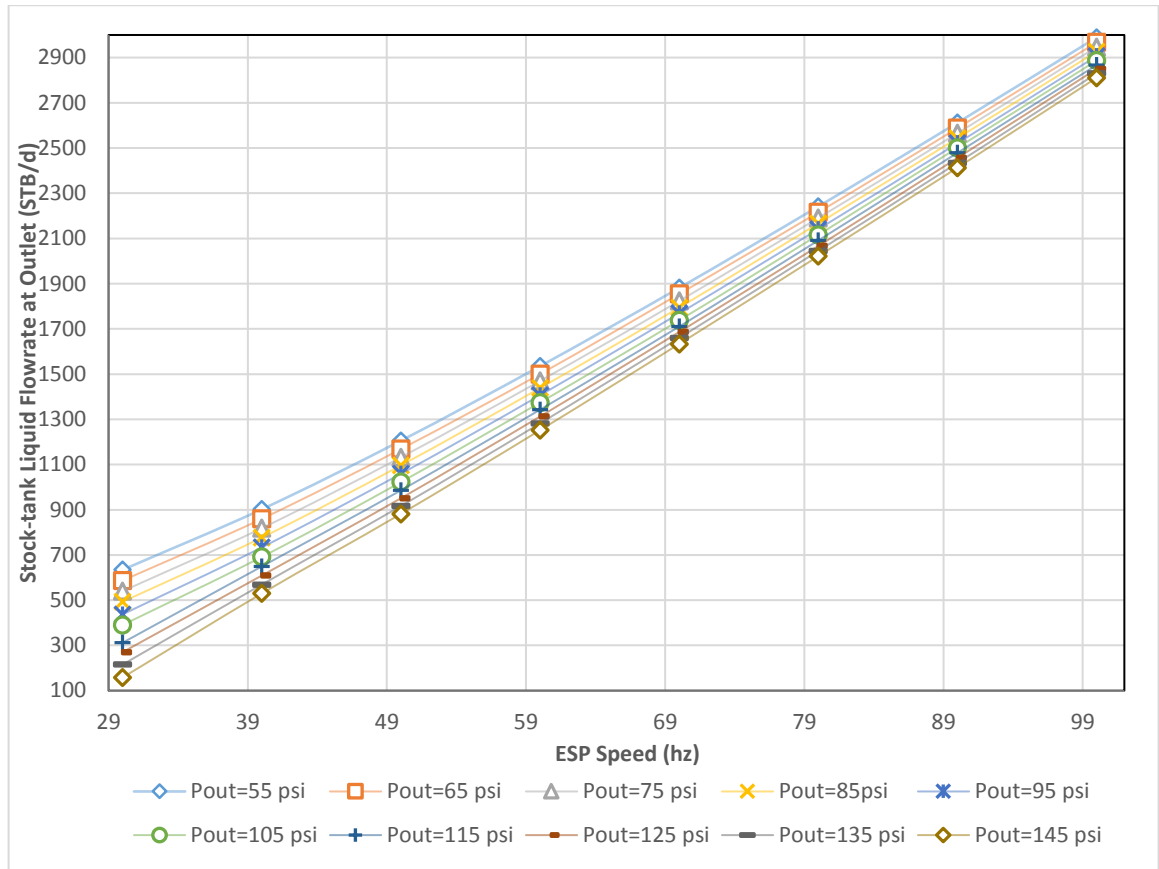
Tabla 11. Parámetros de diseño para VEL-2

Bomba electro sumergible (BES)	Reda A1500
Proveedor	Schlumberger
Caudal mínimo fluido (bbl/d)	1000
Caudal máximo fluido (bbl/d)	2000

Fuente: Autor.

Mediante el uso de la herramienta computacional se modeló el comportamiento de la bomba anteriormente descrita, obteniendo los siguientes resultados:

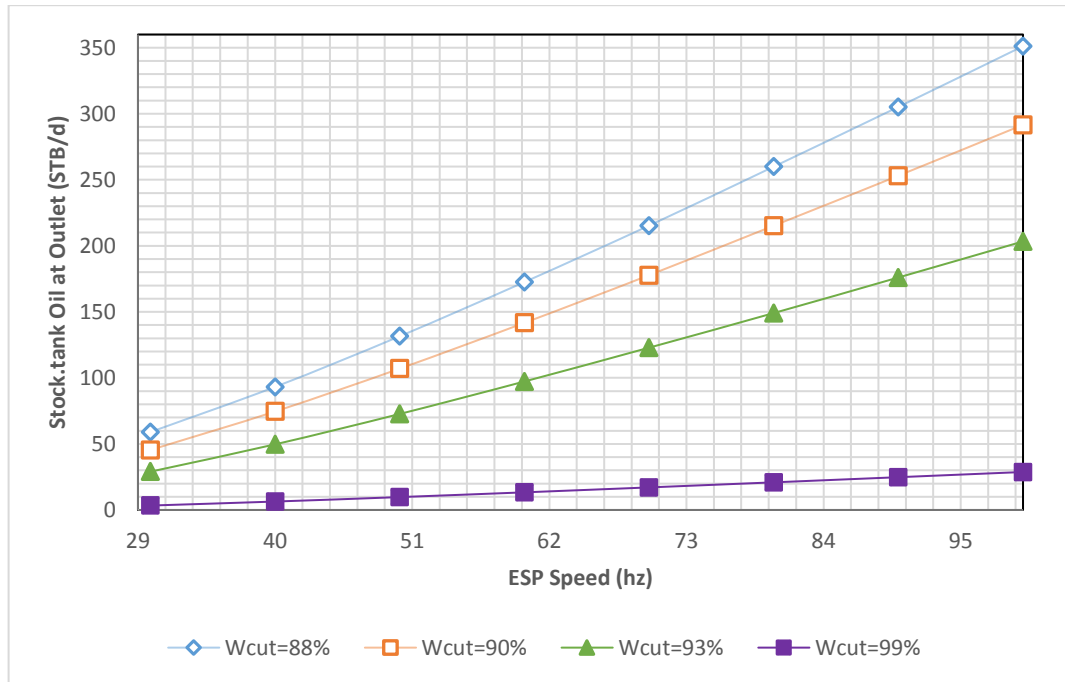
Figura 199. Producción de fluido vs Velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización de presión de salida en cabeza



Fuente: Autor.

La figura 19 muestra la producción de fluido vs velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización de presión de salida en la cabeza de la bomba. La gráfica indica que a medida que se aumenta la velocidad de la bomba y se disminuye la presión de salida en cabeza, mayor será la producción de fluido, debido a que existe menor restricción de flujo hacia la línea de producción.

Figura 20. Producción de aceite vs Velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización de corte de agua

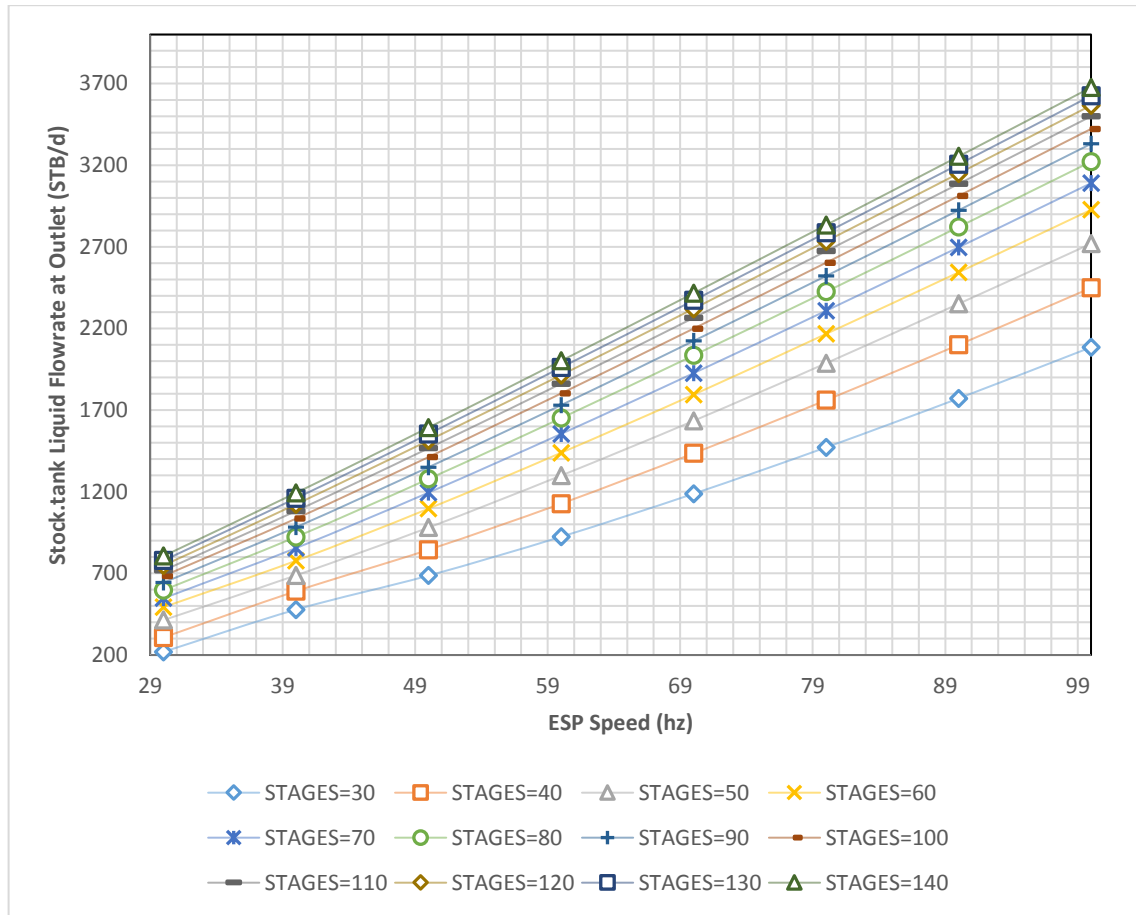


Fuente: Autor.

En la figura 20 se observa la producción de aceite vs velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización del corte de agua. Esta grafica muestra que a medida que se aumenta la velocidad de la bomba y el corte de agua se mantenga en el que tiene actualmente, mayor será la producción de aceite, por lo tanto es necesario implementar un buen manejo de la velocidad de operación de la bomba con el fin de no conificar esta zona del yacimiento.

La figura 21 muestra la producción de fluido vs velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización del número de etapas. A medida que incrementa la velocidad de la bomba y se aumenta el número de etapas, mayor será la producción de fluido, debido al mayor diferencial de presión que se genera en fondo y al empuje entregado al fluido

Figura 21. Producción de fluido vs Velocidad bomba BES (Hz) con sensibilización del número de etapas



Fuente: Autor.

4.2.6 Análisis económico Teniendo como objetivo una producción de 2000 BFPD, se realiza el siguiente análisis, planteando un aumento de 3 veces más el consumo eléctrico que actualmente tiene el pozo. Esta consideración fue adoptada debido a la variación del comportamiento del consumo eléctrico observada en un pozo del campo con BES como sistema de levantamiento.

La tabla 12 relaciona los costos que implica el cambio de SLA, los cuales incluyen el costo de completamiento BES y el servicio a pozo, el cual es de 8,000 USD/día, y como se indicó anteriormente, en promedio la duración del servicio es de 3 días.

Los costos mensuales asociados a la implementación del diseño se presentan en la tabla 13.

Tabla 12. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-2

COSTOS IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO (USD)	Servicio a pozo	\$27,840.00
	Completamiento BES	\$392,011.00
TOTAL		\$419,851.00

Fuente: Autor.

Tabla 13. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-2

	Parámetro	USD/Mes
BENEFICIOS	Producción incremental de crudo	\$114,810.00
COSTOS	Consumo energético	\$5,175.00
	Tratamiento químico	\$2,192.00
	Lifting cost	\$32,040.00
	TOTAL	\$39,407.00

Fuente: Autor.

En la tabla 14 se observa el comportamiento de los ingresos, egresos y el flujo de caja durante los 6 meses de evaluación, valores necesarios para analizar la viabilidad que podría presentar el proyecto

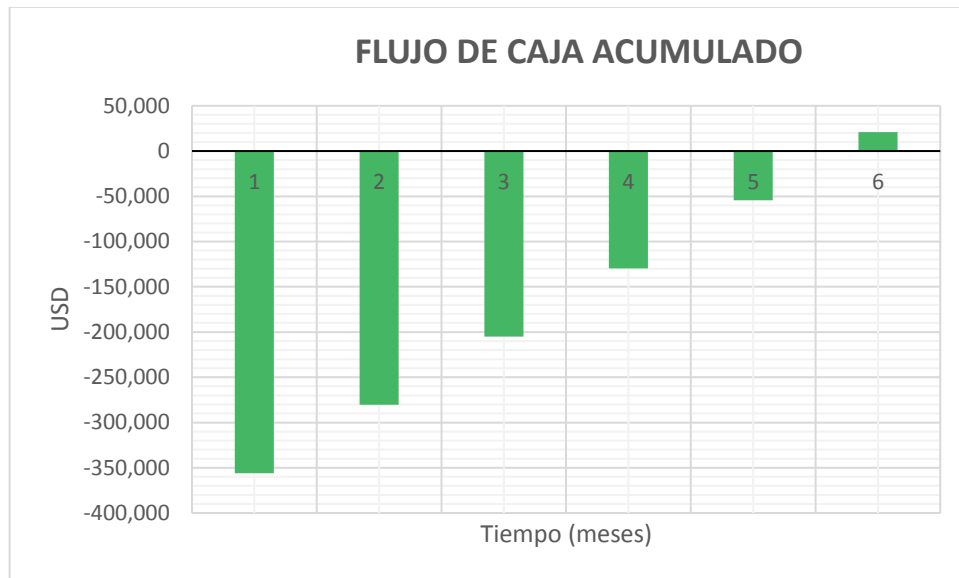
Tabla 14. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Beneficios	103,329	114,810	114,810	114,810	114,810	114,810
Costos	459,258	39,407	39,407	39,407	39,407	39,407
Flujo neto	-355,929	75,403	75,403	75,403	75,403	75,403

Fuente: Autor.

Graficando el flujo de caja del proyecto (figura 22) es posible visualizar que aunque la inversión en el diseño es elevada, es posible recuperarla en el tiempo de evaluación establecido, otorgándole al proyecto viabilidad económica.

Figura 22. Flujo de caja acumulado



Fuente: Autor.

De acuerdo a los resultados ilustrados en la tabla 15 se puede observar que el VPN del proyecto obtenido al realizar el cambio de SLA de PCP a BES sería de **US\$ 10,033.79**, y una TIR de 2%, superior a 1% efectivo mensual de la empresa indicando la rentabilidad del proyecto. A pesar de resultar, según los indicadores financieros, viable el diseño propuesto, es importante resaltar que el diseño no presenta resultados tan positivos por el valor de la inversión inicial. La R B/C es casi

igual a 1, por lo tanto es indiferente seleccionar esta propuesta, ya que los ingresos son iguales a los egresos.

Es importante tener en cuenta que el cálculo de VPN se realizó manteniendo el %BSW constante, 88%.

Tabla 15. Indicadores financieros del diseño

R B/C	1.02
VPN	10,033.79
TIR	2%

Fuente: Autor.

El proyecto deja de ser atractivo cuando se registra un %BSW mayor a 1 punto porcentual como se evidencia en la siguiente tabla.

Tabla 16. Sensibilidad %BSW

SENSIBILIDAD %BSW			
%BSW	BFPD	BOPD	VPN
88	2000	240	\$ 10,033.79
89	2000	220	\$ -96,260.04

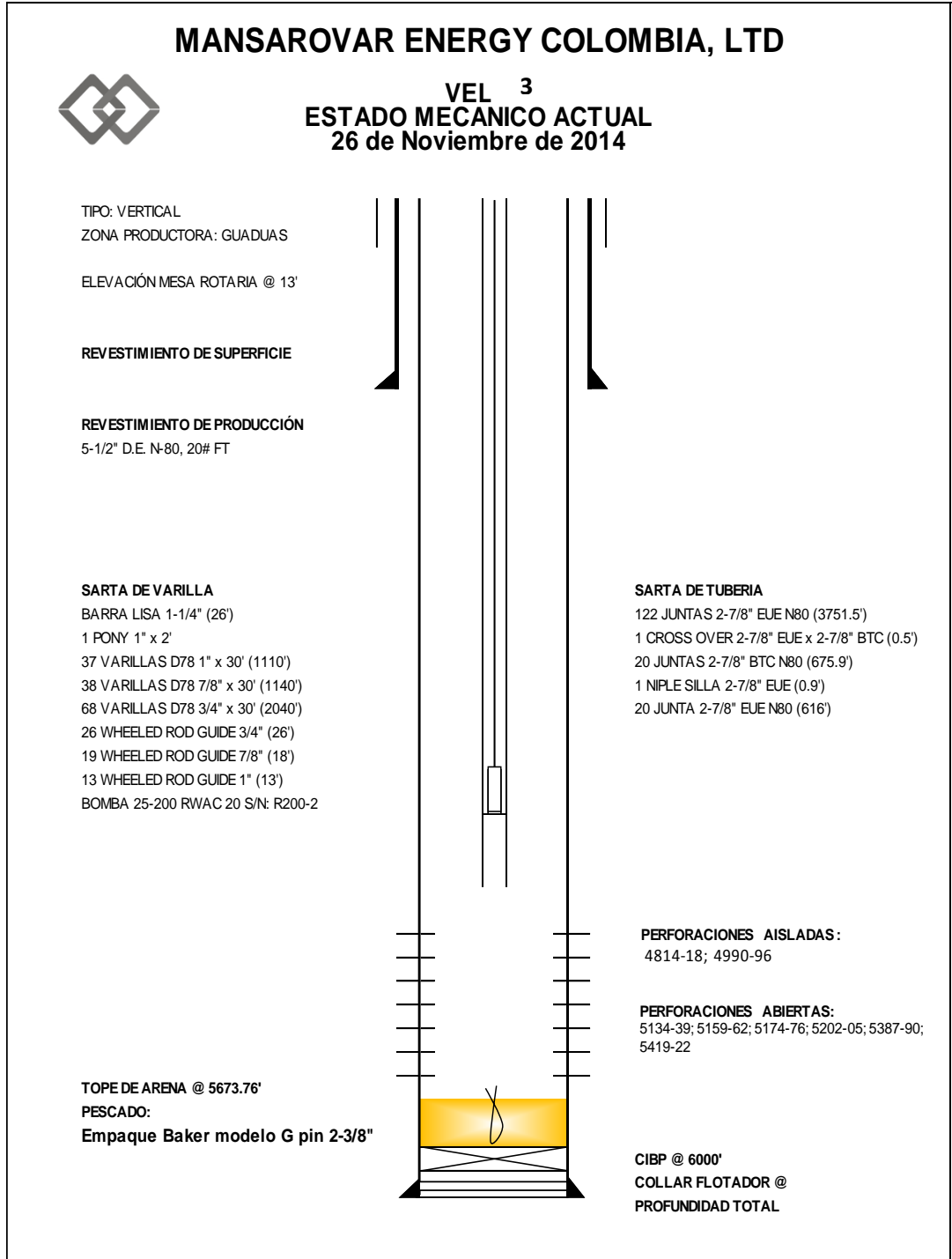
Fuente: Autor.

4.3 POZO VEL-3.

El pozo Velázquez-3 (VEL-3) produce de la formación Tuné, cuenta con una unidad de bombeo mecánico como SLA. La zona en la que se encuentra produciendo presenta una presión de yacimiento de 2202 psi y una presión de burbuja de 1120 psi.

4.3.1 Estado mecánico La figura 23 muestra el estado mecánico del pozo VEL-3.

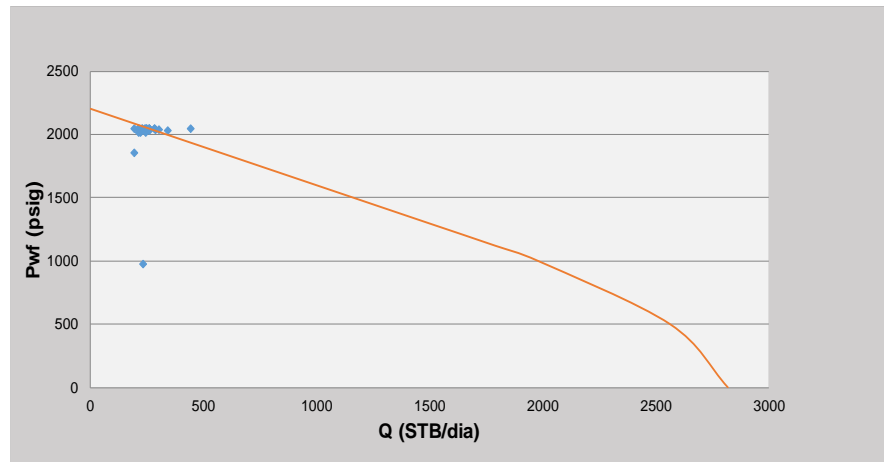
Figura 233. Estado mecánico VEL-3



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

4.3.2 Curva IPR El pozo VEL-3 presenta una sola tendencia al graficar los datos reales de producción, tiene un IP de 1.65 BFPD/psi y actualmente está produciendo aproximadamente 264 BFPD. En los reportes de servicio a pozo se asegura que presenta arenamiento, sin embargo, se evidencia con la curva IPR que esta producción de arena no afecta la productividad del mismo.

Figura 244. Curva IPR VEL-3



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

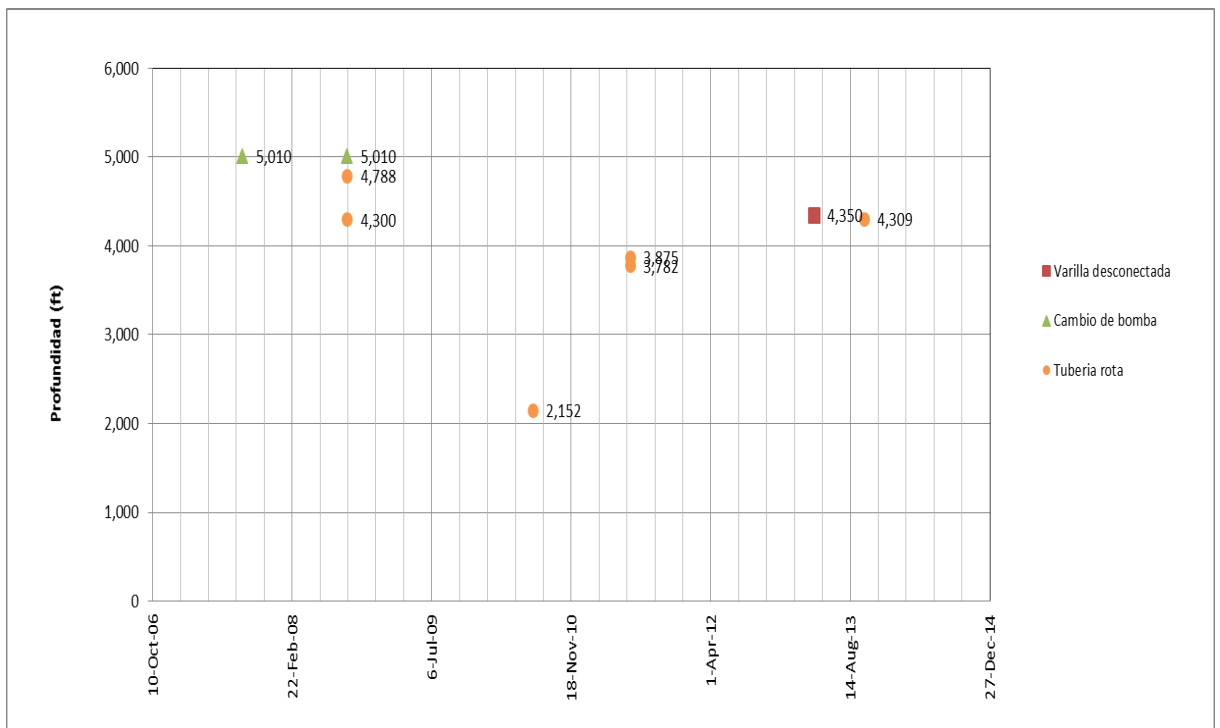
4.3.3 Histórico de fallas VEL-3 De acuerdo a la figura 25, se observa que el pozo VEL-3 ha sufrido fallas por varilla partida, varilla desconectada, tubería rota y bomba averiada (en este caso barril roto por corrosión) a lo largo de su vida productiva. El mayor número de servicios al pozo han sido principalmente por cambio de bomba.

4.3.4 Curva comportamiento de fluido El pozo VEL-3 ha mantenido una producción de aceite relativamente constante con algunos picos de pequeños incrementos, conservando un comportamiento similar en el %BSW. El pico más grande observado en la figura 26 se presenta debido a la disminución de los SPM permitiendo de esta manera un mejor llenado del barril de la bomba. En el punto amarillo se observa una caída de la producción debido a que en este momento se realizó una disminución de la longitud de recorrido del pistón y a la vez un aumento

de los SPM, presentándose de esta manera un menor llenado de la bomba. Otro momento en donde se nota un aumento en la producción es el señalado por el punto verde, en donde hay una disminución de 8.41 SPM a 8.1 SPM, permitiendo esto un mejor llenado de la bomba.

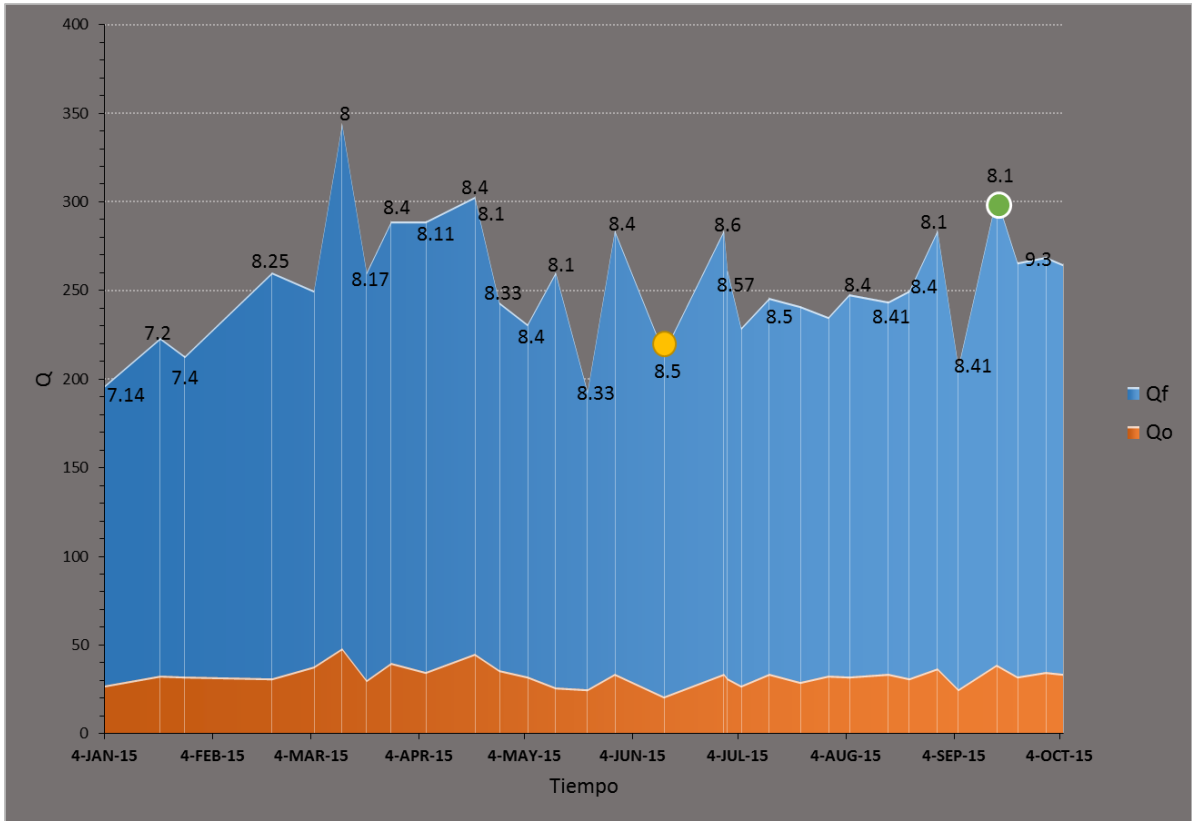
La producción de fluido ha oscilado en promedio en 200-330 barriles. Se observa, en algunos puntos, que con un aumento de velocidad en la unidad de bombeo no existe una disminución en los barriles de aceite producido.

Figura 255. Grafica histórico de fallas VEL-3



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 266. Comportamiento de fluido VEL-3



Fuente: Autor.

4.3.5 Estado actual y diseño propuesto En la siguiente tabla se resumen las condiciones actuales de trabajo del pozo

Tabla 27. Estado actual VEL-3

Unidad de bombeo	LK C-228D-74RO-23-G
BFPD	264
BOPD	33
%BSW	87
SPM	9,1
Long. Recorrido	74
Prof. Bomba (ft)	4428
Arena (ft)	326
Deposición Orgánicos	No

Fuente: Autor.

La figura 27 muestra los resultados del modelamiento de las condiciones actuales del pozo. En esta se observa que la eficiencia total del sistema es del 8%, la carga en la caja de engranaje es del 58.3%, la carga estructural de 53%, los factores N/No y Fo/SKr se mantienen por debajo de 0.3 (0.146 y 0.036 respectivamente) y la carga en las varillas están por encima del límite de diseño (-500). El dinagrama de la bomba muestra que presenta buen llenado. La producción de fluido es de 270 BFPD y la producción de aceite es de 35 BOPD; al comparar estos valores con los reales, se puede concluir una eficiencia de la bomba del 97%.

Al realizar el modelamiento de las condiciones actuales, y con el objetivo de incrementar los barriles de aceite producidos por el pozo, se establecieron dos diseños. En el primero se sugiere un cambio de la unidad de bombeo, y el segundo indica un cambio del SLA a PCP.

Tabla 38. Parámetros de diseño para VEL-3

Cambio Unidad (diseño 1)		Cambio SLA (diseño 2)	
Unidad de bombeo	LK C-640D-305-168	Bomba	NTZ 400 150 ST 78
SPM	8.5	RPM	240
Long. Recorrido	170	Duración tubería	1 año*
Prof. Bomba (ft)	4600	Prof. Bomba (ft)	4100

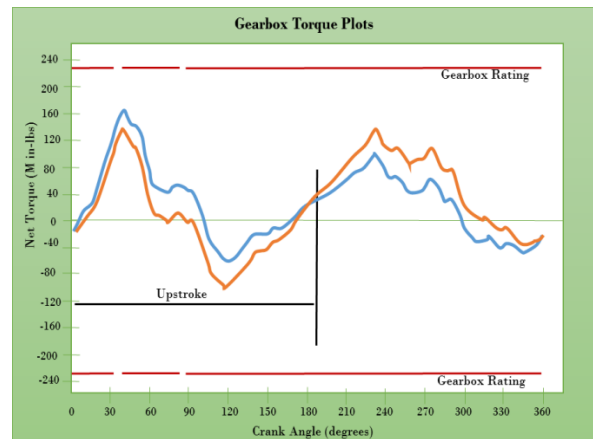
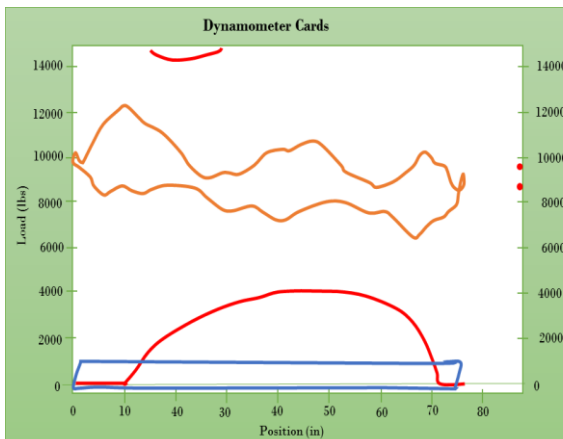
Fuente: Autor.

Las demás características de operación permanecen iguales.

Figura 277. Modelamiento condiciones actuales VEL-3

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 57% GRADE F)						
Strokes per minute:	9.1	Pump int. pr. (psi):	1696	Production rate (bfpd):	270	Peak pol. rod load (lbs):	12267			
Run time (hrs/day):	24	Fluid level		Oil production (BOPD):	35	Min. pol. rod load (lbs):	6462			
Tubing pres. (psi):	70	(ft over pump):	4113	Strokes per minute:	9.1	MPRL/PPRL:	0.527			
Casing pres. (psi):	0	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	8%	Unit struct. loading:	53%			
Fluid Properties		Motor & Power Meter		Permissible load HP:	27	PRHP / PLHP:	0.14			
Water cut:	87.00%	Power meter	Detent	Fluid load on pump (lbs):	918	Buoyant rod weight (lbs):	8730			
Water sp. Gravity:	1	Elect. Cost:	\$0.91/KWH	Polished rod HP:	3.7	N/No: .146	Fo/SKr: .036			
Oil API gravity:	18.4	Type	NEMA D	Required prime mover size (speed var. not included)		BALANCED (Min. Energy)	BALANCED (Min. Torq)			
Fluis sp. Gravity:	0.9927			NEMA D motor:		15 HP	15 HP			
Pumping Unit: Lufkin Conventiak-Old				Single/double cyl. engine:		10 HP	15 HP			
API size: C-228-230-74 (Unit ID: CLA128)				Multicylinder Engine:		15 HP	15 HP			
Crank hole number	# 1 (out of 5)			Torque analysis and electricity consumption		BALANCED (Min. Energy)	BALANCED (Min. Torq)			
Calculated stroke legh (in):	76.2			Peak g'box torq. (M in-lbs):		162	133			
Crank rotation with well to right:	CW			Gearbox loading:		71.20%	58%			
				Cyclic load factor:		2.319	2.649			
Max. cb momento (M in.lbs):	Unknown			Max. cb moment (M in-lbs):		308.36	353.79			
Structural unbalance (lbs):	790			Counterbalance effect (lbs):		9285	10536			
Crank offset angle (degrees):	0.0			Daily electr.use (Kwh/day):		123	137			
				Monthly electric bill:		\$3422	\$3803			
				Electr.cost per bbl fluid:		\$0.415	\$0.462			
				Electr.cost per bbl oil:		\$3.195	\$3.551			
Tubing And Pump Information				Tubing, Pum And Plunger Calculations						
Tubing O:D: (in):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.530	Tubing stretch (in):		0.9				
Tubing I:D: (in):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.:	0.530	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):		3.2				
				Gross pump stroke (in):		75.8				
Pump depth (ft):	4428	Tubing is not anchored		Pump spacing (in. From bottom):		13.3				
Pump conditions:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Minimum pump length (ft):		12.0				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Recommended plunger length (ft):		3.0				
Plunger size (in):	2	Pump fricction (lbs):	200.0							
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)	1476	115000	32.80%	15492	8355	4836	API MG		
0.875	D (API)	1476	115000	27.70%	11827	5396	2479	API MG		
0.75	D (API)	1476	115000	22.10%	7091	1552	-453	API MG		

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stress always include buoyancy).



Fuente: Autor.

4.3.5.1 Diseño 1 La figura 28 muestra los resultados del diseño propuesto. Se observa que la eficiencia total del sistema sería del 57%, la carga en la caja de engranaje de 57.6%, la carga estructural de 44%, los factores N/No y Fo/SKr se mantienen por debajo de 0.3 (0.142 y 0.017 respectivamente) y las cargas en las varillas están por encima del límite de diseño (-500). Al igual que el dinagrama de las condiciones actuales del sistema, la bomba tendría buen llenado y no presentaría fuga en las válvulas. Para este caso, el diseño de la sarta es telescópica (3 tipos de varilla) debido a que la profundidad a la cual está sentada la bomba es superior a 4000 ft. A pesar de la baja eficiencia del sistema se estima una producción de 532 BFPD y una producción de aceite de 74 BOPD, obteniéndose un volumen incremental de petróleo de 40 BOPD. Es importante aclarar que tanto el diseño propuesto y el modelamiento de las condiciones actuales se trabajaron con un %BSW=87.

4.3.5.2. Diseño 2 La figura 29 muestra el resultado obtenido de simular el cambio de SLA para el pozo VEL-3.

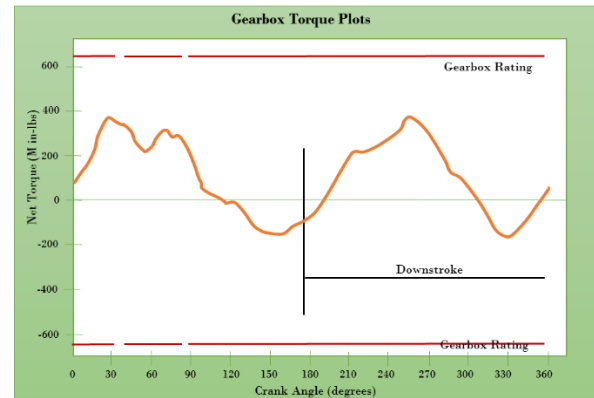
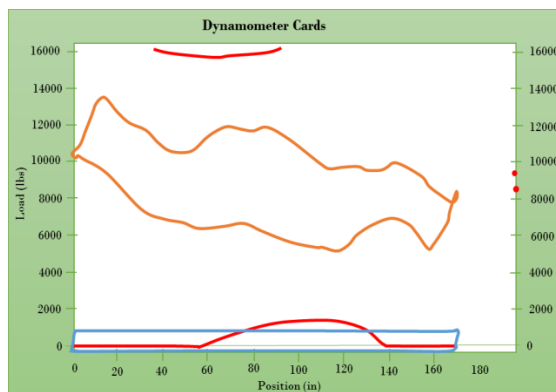
En el diseño con cavidades progresivas se instaló una bomba NTZ 400 150 ST 78 que tiene un desplazamiento de fluido del orden de 4.9 bbl/RPM. Se estima una producción de 816 BFPD, operando a 240 RPM, con una producción incremental de petróleo de 72 BOPD.

Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico serían del 70% y el sistema en general tendría una eficiencia del 49%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, encontrándose dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados. La eficiencia volumétrica de la bomba es del 70%, estableciéndose como una buena eficiencia por lo tanto se obtiene una excelente producción incremental de fluidos.

Figura 288. Resultados diseño 1 VEL-3

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 57% GRADE F)				
Strokes per minute: 8.5	Fluid level	Production rate (bfpd):	571	Peak pol. rod load (lbs):	13506			
Run time (hrs/day): 24	(ft from surface): 250	Oil production (BOPD):	74	Min. pol. rod load (lbs):	5244			
Tubing pres. (psi): 70	(ft over pump): 4350	Strokes per minute:	8.5	MPRL/PPRL:	0.388			
Casing pres. (psi): 0	Stuf.box fr. (lbs): 100	System eff. (Motor->Pump):	5%	Unit struct. loading:	44%			
	Pol. Rod. Diameter. 1.25"	Permissible load HP:	66.9	PRHP / PLHP:	0.21			
Fluid Properties		Motor & Power Meter		Fluid load on pump (llbs):	846			
Water cut: 87.00%	Power meter Detent	Polished rod HP:	14.3	N/No: .142	Fo/SKr: .017			
Water sp. Gravity: 1	Elect. Cost: \$0.91/KWH	Required prime mover size	BALANCED					
Oil API gravity: 18.4	Type NEMA D	(speed var. not included)	(Min. Torq)					
Fluis sp. Gravity: 0.9927		NEMA D motor:	40 HP					
		Single/double cyl. engine:	30 HP					
		Multicylinder Engine:	369					
Pumping Unit: Lufkin Conventiak-Old		Torque analysis and	57.60%					
API size: C-640-365-168 (Unit ID: CL10)		electricity consumption	1.869					
Crank hole number	# 1 (out of 4)	Peak g'box torq. (M in-lbs):	369					
Calculated stroke legh (in):	169.8	Gearbox loading:	57.60%					
Crank rotation with well to right:	CCW	Cyclic load factor:	1.869					
		Max. cb moment (M in-lbs):	872.9					
Max. cb momento (M in.lbs):	Unknown	Counterbalance effect(lbs):	9371					
Structural unbalance (lbs):	-1500	Daily electr.use (Kwh/day):	412					
Crank offset angle (degrees):	0.0	Monthly electric bill:	\$11431					
		Electr.cost per bbl fluid:	\$0.656					
		Electr.cost per bbl oil:	\$5.047					
Tubing And Pump Information				Tubing, Pum And Plunger Calculations				
Tubing O:D: (in): 2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff.: 0.870	Tubing stretch (in):	0.8					
Tubing I:D: (in): 2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff.: 0.870	Prod. loss due to tubing stretc	2.8					
		Gross pump stroke (in):	170.3					
Pump depth (ft): 4600	Tubing is not anchored	Pump spacing (in. From bottoi	13.8					
Pump conditions: Full	Pump load adj. (lbs): 0.0	Minimum pump length (ft):	20.0					
Pump type: Insert	Pump vol. efficiency: 85%	Recommended plunger lengt	3.0					
Plunger size (in): 2	Pump friction (lbs): 200.0							
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)	1210	115000	45.60%	17069	6804	4145	API MG
0.875	D (API)	1240	115000	41.70%	14470	4644	2700	API MG
0.75	D (API)	2150	115000	37.80%	11537	2146	-453	API MG

NOTE: Displayed bottom minimum stress calculations do not include buoyancy effects (top minimum and maximum stress always include buoyancy).



Fuente: Autor

Figura 299. Resultados diseño 2 VEL-3

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Submergence	3381.41 ft
Oil API Gravity	18.40° API	Pump Intake Pressure	1183.05 psi
Water Salinity	33000.00	Pump Discharge Pressure	1884.42 psi
Gas Specific Gravity	0.65	Differential Pressure	701.38 psi
BS&W Content	86.00%	Net Hydrostatic Head	563.04 psi
Producing GOR	40.00 scf/STB	Flow Losses	68.33 psi
Free Gas Separation	22.03%	Pump Pressure Loading	32.24% Rtd.
Operating Conditions		Pump Torque	391.03 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate	816.35 bbls/D	Pump Axial Load	3.18 kips
Pump Speed (specified)	240.00 RPM	Maximum Rod Torque	391.41 ft.lbs
Pump Volumetric Efficiency	70.00%	Maximum Rod Torque Load	32.62% Limit
Fluid Level	718.59 ftKB	Maximum Axial Rod Load	15.26 kips
Submergence	3381.41 ft	Maximum Effective Rod Stress	39.78%
Bottomhole Pressure	1689.41 psi	Rod Contact Loads	
Tubing Head Pressure	70.00 psi	Maximum Load Connection	0.00 lbf
Casing Head Pressure	0.00 psi	Surface Parameters	
Bottomhole Temperature	150.00 °F	System Input Power	20.22 hp
Flowing Wellhead Temperature	95.00 °F	Prime Mover Output Power	19.82 hp
Equipment		Energy Cost	329.35 \$/day
Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)		Thrust Bearing L10 life	37.96 Years
Belts: 4.570:1 Reduction		Drivehead Main Shaft Torque Loading	26.53%
Electric Motor: 60.0 hp (1200.0 RPM)		Drivehead Structural Loading	N/A
Pump: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*150ST78 (SH))		Drivehead Power Output	29.64%
Rod String: 1.00 in. Grade 97		Drivehead Speed Output	60.00%
		Drivehead Gearbox Torque	N/A
		Surface Motor Loading	33.03%
		System Efficiency	
		System Mechanical/Electrical Efficiency	70.28%
		System Overall Efficiency	49.20%
		Pump Volumetric Efficiency	70.00%

Fuente: Autor.

4.3.6 Análisis Económico Para llevar a cabo la ejecución de este diseño, que implica el cambio de unidad de bombeo en superficie, se hace necesario la adición de 3 varillas más de 1" y 7/8", y 4 varillas más, a las que ya se encontraban en el pozo, de 3/4", de esta manera se podrá ubicar la bomba a 4600 ft como se especificó anteriormente; por lo tanto el precio de estas varillas se toma como inversión inicial junto con el servicio a pozo, costo de la unidad de bombeo mecánico, desarme y movilización de la unidad, como se representa en la tabla 19. En la tabla 20 se presentan los beneficios y costos mensuales que se esperan con el proyecto durante el tiempo de evaluación.

Los cálculos económicos fueron realizados teniendo en cuenta un %BSW= 87%, y además, todos los valores ya tienen el IVA incluido.

Tabla 19. Inversión inicial de la implementación del diseño 1- VEL-3

COSTOS IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO (USD)	Servicio a pozo	\$27,840.00
	Cabezal bombeo mecánico	\$116,000.00
	Desarme y Movilización Unidad bombeo mecánico	\$5,648.00
	Varillas adicionales	\$397.00
	TOTAL	\$149,885.00

Fuente: Autor.

Tabla 20. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-2

	Parámetro	USD/Mes
BENEFICIOS	Producción incremental de crudo	\$51,600.00
COSTOS	Consumo energético	\$1,635.00
	Tratamiento químico	\$940.00
	Lifting cost	\$14,400.00
	TOTAL	\$16,975.00

Fuente: Autor.

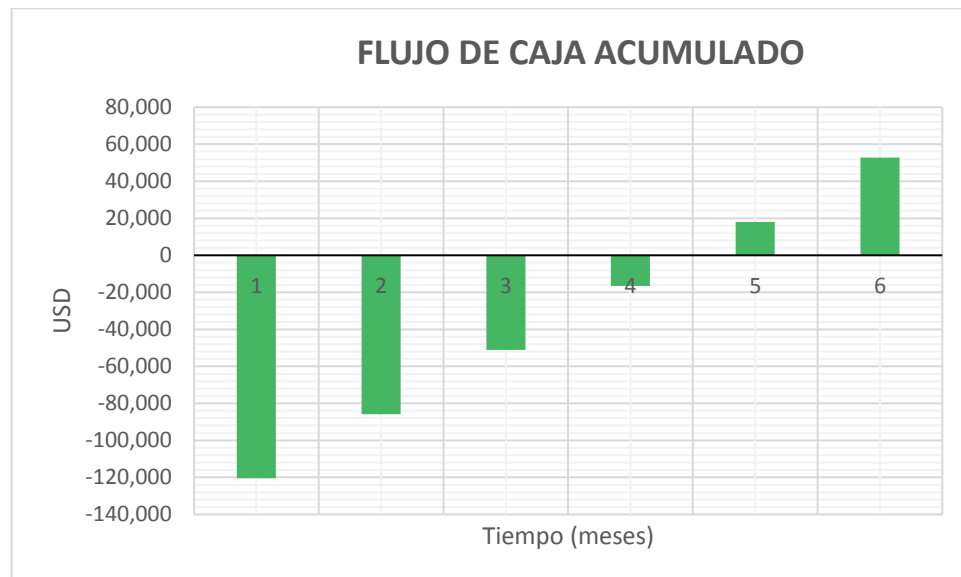
El costo de la inversión inicial es adicionado a los gastos generales que se tendrían en el mes 1, es decir, se adiciona este valor al total de costos debido al consumo energético, lifting cost y tratamiento químico de los barriles incrementales; con esto el comportamiento económico se visualiza de la siguiente manera:

Tabla 41. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Beneficios	46,440	51,600	51,600	51,600	51,600	51,600
Costos	166,860	16,975	16,975	16,975	16,975	16,975
Flujo neto	-120,420	34,625	34,625	34,625	34,625	34,625

Fuente: Autor.

Figura 30. Flujo de caja acumulado



Fuente: Autor.

De acuerdo a los ingresos y gastos que se obtendrían con la puesta en marcha del diseño propuesto, se lograría una recuperación de la inversión inicial a los 4 meses. El VPN es de **US\$ 47,630.53** y la TIR es de **13%**, lo cual hace de este cambio de unidad de bombeo un proyecto rentable. La R B/C es positiva, presentado un valor de 1.19, lo cual respalda la viabilidad del proyecto.

Tabla 22. Indicadores financieros del diseño

R B/C	1.19
VPN	47,630.53
TIR	13%

Fuente: Autor.

Sin embargo el proyecto deja de ser beneficioso si se registra un aumento del %BSW de dos puntos porcentuales.

Tabla 53. Sensibilidad %BSW

SENSIBILIDAD %BSW			
%SW	BFPD	BOPD	VPN
87	571	74	\$ 47,630.53
88	571	69	\$ 21,057.07
89	571	63	\$ -10,831.07

Fuente: Autor.

Análisis económico Diseño 2 Para llevar a cabo la ejecución de la propuesta de cambio de SLA en este pozo es necesario tener en cuenta como inversión inicial los costos que hacen referencia a el equipo PCP, el valor del servicio a pozo y el costo del desarme y la movilización de la unidad de bombeo mecánico ubicada actualmente en el VEL-3. Esta inversión inicial junto con los otros gastos (tabla 25), como el consumo energético, corresponde al primer mes de evaluación. Para ejecutar este diseño es necesario adicionar 10 tubos de 2 7/8” y 162 varillas de 25’. El costo de la implementación de estos materiales se encuentra referenciado en el valor dado del completamiento PCP de la tabla 24.

Tabla 24. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-3

COSTOS IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO (USD)	Servicio a pozo	\$27,840.00
	Completamiento PCP	\$136,573.00
	Desarme y movilización unidad Bombeo Mecánico	\$2,823.76
	TOTAL	\$167,237.00

Fuente: Autor.

Tabla 25. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-3

	Parámetro	USD/Mes
BENEFICIOS	Producción incremental de crudo	\$92,880.00
COSTOS	Consumo energético	\$1,635.00
	Tratamiento químico	\$1,670.00
	Lifting cost	\$25,920.00
	TOTAL	\$29,225.00

Fuente: Autor.

Conociendo todos los parámetros que afectan la puesta en marcha del diseño, en la tabla 26 se observa el comportamiento de los ingresos, egresos y el flujo de caja durante los 6 meses de evaluación.

Tabla 26. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Beneficios	83,592	92,880	92,880	92,880	92,880	92,880
Costos	196,462	29,225	29,225	29,225	29,225	29,225
Flujo neto	-112,870	63,655	63,655	63,655	63,655	63,655

Fuente: Autor.

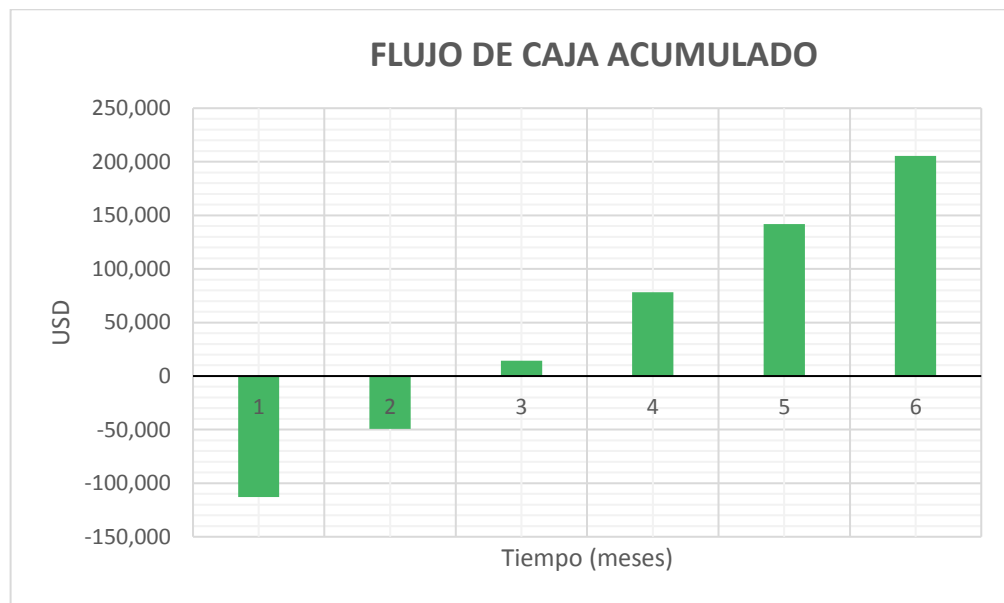
De la figura 31 se puede concluir que la inversión puede recuperarse gracias a la venta de barriles incrementales obtenidos si se ejecuta el diseño. El VPN del proyecto es de **US\$ 196,075.27**, con una TIR de 49%, porcentaje bastante atractivo para la empresa, teniendo en cuenta que su tasa de efectivo mensual es del 1%, haciendo rentable la implementación del diseño.

Tabla 27. Indicadores financieros del diseño

R B/C	1.58
VPN	196,075.27
TIR	49%

Fuente: Autor.

Figura 30. Flujo de caja acumulado



Fuente: Autor.

Se realiza una sensibilidad variando el %BSW para conocer hasta qué punto deja de ser rentable el proyecto y se obtiene que con un aumento de 5 puntos porcentuales del %BSW se tendrían pérdidas de capital si se implementara el diseño sugerido

Tabla 28. Sensibilidad %BSW

SENSIBILIDAD %BSW			
%SW	BFPD	BOPD	VPN
87	816	106	\$ 196,075.27
88	816	98	\$ 153,557.74
89	816	90	\$ 111,040.21
90	816	82	\$ 68,522.69
91	816	73	\$ 20,690.47
92	816	65	\$ -21,827.06

Fuente: Autor.

4.4. POZO VEL-4

El pozo Velázquez-4 (VEL-4) produce de la formación Tuné, cuenta con una bomba de cavidades progresivas como SLA. La zona de la que produce presenta una presión de yacimiento de 1700 psi y una presión de burbuja de 1120 psi.

4.4.1. Estado mecánico La figura 32 ilustra el estado mecánico actual del VEL-4.

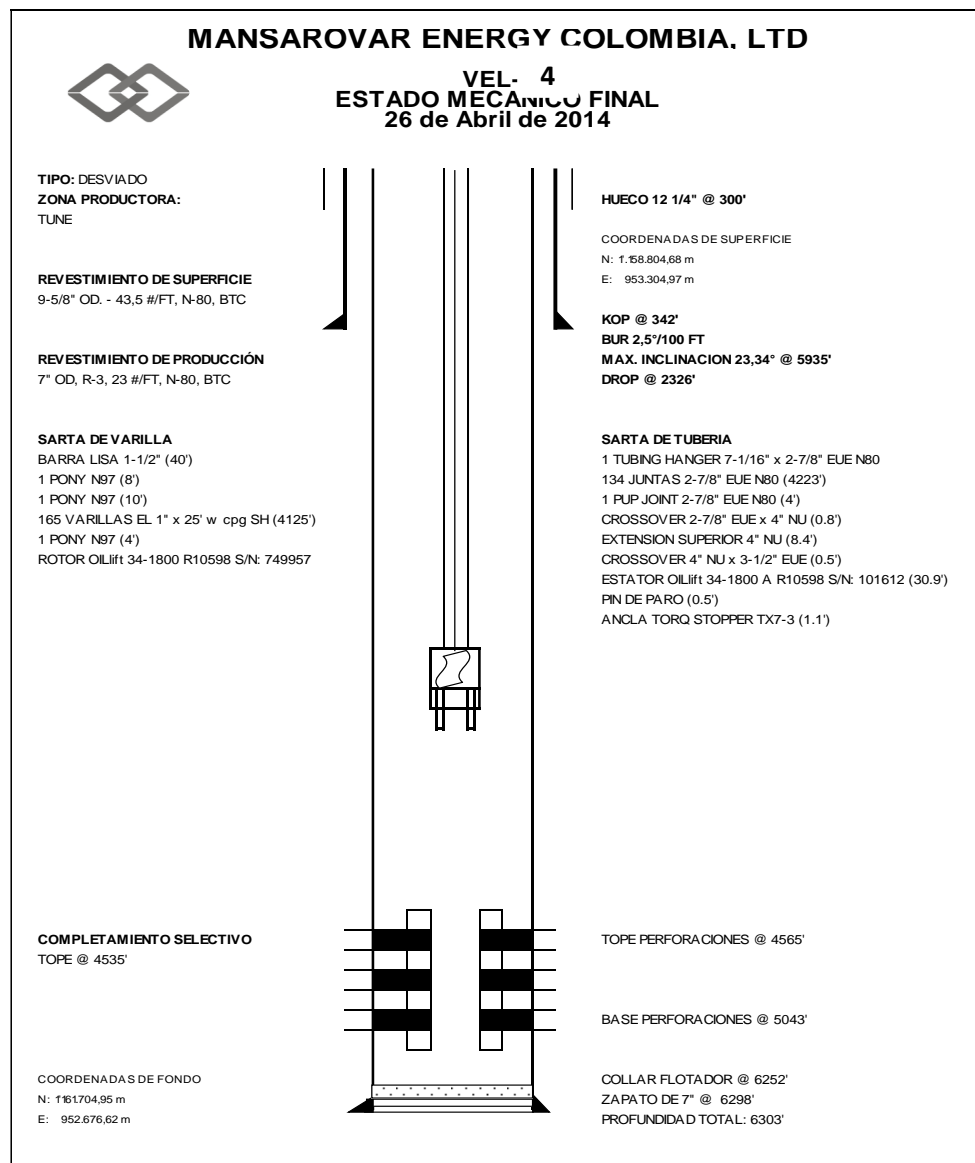
4.4.2. Curva IPR La curva IPR del pozo (figura 33) maneja una única tendencia al graficar los datos de producción. El pozo presenta un IP de 1,35 BFPD/psi.

4.4.3. Histórico de fallas VEL-4 A lo largo de la historia productiva el pozo ha presentado fallas de tubería rota y bomba dañada, evidenciándose a profundidades similares. Sin embargo, observando la figura 34 se puede concluir que el índice de falla del pozo es bajo.

4.4.4. Curva comportamiento de fluido El comportamiento del fluido se ha mantenido regular. A principio del año 2015 se presenta un gran incremento de

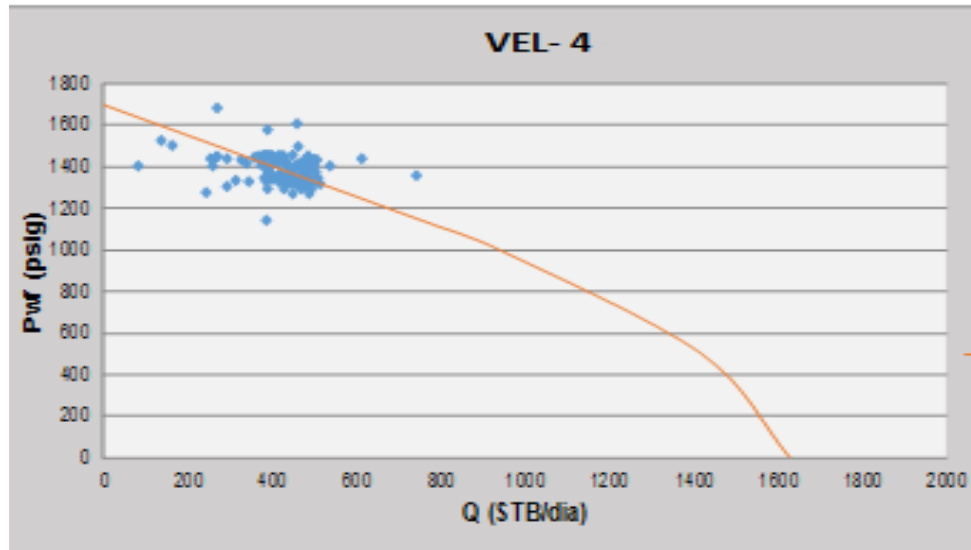
producción debido al aumento en las RPM de la bomba. Sin embargo, con el transcurrir de los meses de producción existe una reducción de la producción fluido (puntos amarillos) debido a una disminución en el torque de la bomba, indicando una revisión de la bomba para verificar óptimas condiciones de operación. Se observa que el pozo tiene una tendencia de %BSW similar, indicando que aun el pozo no ha alcanzado su etapa de declinación de producción de crudo (figura 35).

Figura 31. Estado mecánico VEL-4



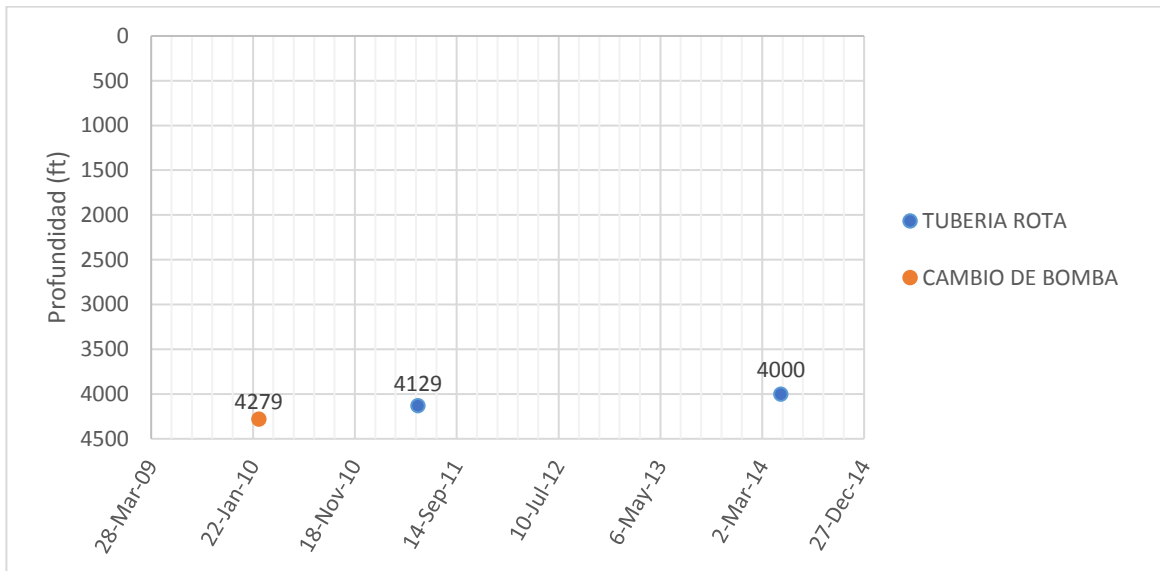
Fuente: Departamento de producción. Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Figura 32. Curva IPR VEL-4



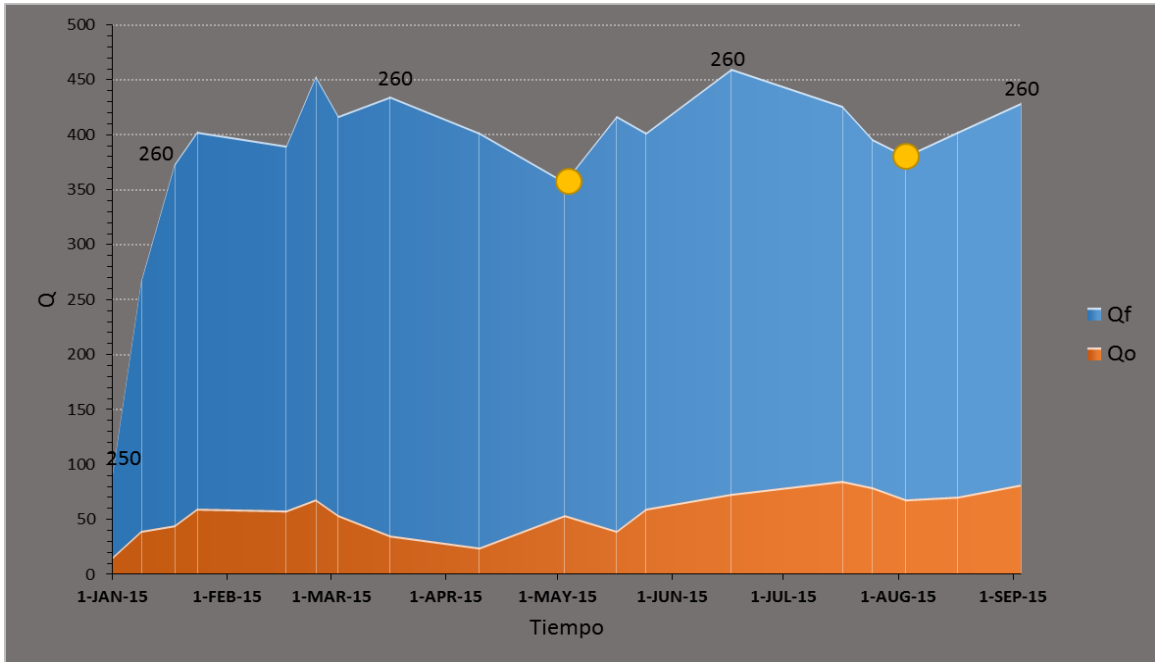
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 33. Histórico de fallas VEL-4



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 34. Curva comportamiento de fluido VEL-4



Fuente: Autor.

4.4.5. Estado actual y diseño propuesto A continuación se relacionan los datos actuales de operación y condiciones del pozo.

Tabla 69. Estado actual VEL-4

Bomba	Oil Lift 34-1800
BFPD	394
BOPD	74
%BSW	81
RPM	260
Prof. Bomba (ft)	4267
Arena (ft)	No
Deposición Orgánicos	No

Fuente: Autor.

Conociendo estos datos, y contando con el estado mecánico del pozo, fue posible modelar las condiciones actuales de operación del pozo. Los resultados pueden visualizarse en la figura 36.

Al comparar la producción del fluido calculada por el software y la producción real, se asegura una buena eficiencia de la bomba.

No es posible conocer el porcentaje del máximo esfuerzo efectivo de la varilla debido a que el software no entrega valores de esfuerzo axial (yield stress). Los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales no superan el 80%, las eficiencias del sistema eléctrico y el sistema mecánico son del 41 %, y en general, el sistema tiene una eficiencia de 33%

Figura 35. Modelamiento de las condiciones actuales VEL-4

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Submergence	3678.16 ft
Oil API Gravity	15.00° API	Pump Intake Pressure	1315.25 psi
Water Salinity	33000.00	Pump Discharge Pressure	1856.48psi
Gas Specific Gravity	0.65	Differential Pressure	541.23 psi
BS&W Content	81.00%	Net Hydrostatic Head	423.76 psi
Producing GOR	187.00 scf/STB	Flow Losses	47.47 psi
Free Gas Separation	77.79%	Pump Pressure Loading	15.55% Rtd.
Operating Conditions		Pump Torque	186.94 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate	336.35 bbls/D	Pump Axial Load	1.96 kips
Pump Speed (specified)	200.00 RPM	Maximum Rod Torque	221.59 ft.lbs
Pump Volumetric Efficiency	79.00%	Maximum Rod Torque Load	13.85% Limit
Fluid Level	588.84 ftKB	Maximum Axial Rod Load	14.58 kips
Submergence	3678.16 ft	Maximum Effective Rod Stress	N/A%
Bottomhole Pressure	1440.09 psi	Rod Contact Loads	
Tubing Head Pressure	70.00 psi	Maximum Load Connection	89.56 lbf
Casing Head Pressure	0.00 psi	Surface Parameters	
Bottomhole Temperature	135.00 °F	System Input Power	9.84 hp
Flowing Wellhead Temperature	90.00 °F	Prime Mover Output Power	9.35 hp
Equipment		Energy Cost	160.29 \$/day
Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)		Thrust Bearing L10 life	53.10 Years
Belts: 4.570:1 Reduction		Drivehead Main Shaft Torque Loading	15.02%
Electric Motor: 40.0 hp (1200.0 RPM)		Drivehead Structural Loading	N/A
Pump: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*240ST33 (SH))		Drivehead Power Output	13.98%
Rod String: 1.00 in. EL		Drivehead Speed Output	50.00 %
		Drivehead Gearbox Torque	N/A
		Surface Motor Loading	23.37%
		System Efficiency	
		System Mechanical/Electrical Efficiency	41.38%
		System Overall Efficiency	32.69%
		Pump Volumetric Efficiency	79.00%

Fuente: Autor

Para obtener un incremento de producción de petróleo, se propuso un cambio de bomba PCP, ubicándose a la misma profundidad.

Tabla 7. Parámetros de diseño VEL-4

Bomba	NTZ 400 150 ST 78
RPM	200
Duración tubería	1.2 años
Prof. Bomba (ft)	4267

Fuente: Autor.

Se sugiere dejar la bomba a la misma profundidad debido a que no se han presentado fallas del sistema (figura 34).

Se propone correr en el pozo una bomba NTZ 400 150 ST 78, la cual proporciona un desplazamiento de fluido del orden de 4.9 bbl/RPM, con lo que se estima una producción de 673 BFPD, teniendo un aumento de 53 BOPD, operando a 200 RPM.

Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico serían del 64% y en general el sistema tendría una eficiencia del 45%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, encontrándose dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

Debido a la inclinación y dogleg del pozo, se presentan zonas con altas carga de contacto entre la varilla y la tubería. Por lo tanto se hizo necesario centralizar las zonas con alto grado de severidad de dogleg y alta variación de la inclinación (figura 38 y figura 39) para evitar prontas fallas de la sarta de tubería y/o varilla. Con esto se alcanzó un tiempo de vida útil de la tubería mayor a un año (figura 41), siendo éste el tiempo mínimo de operación sin falla.

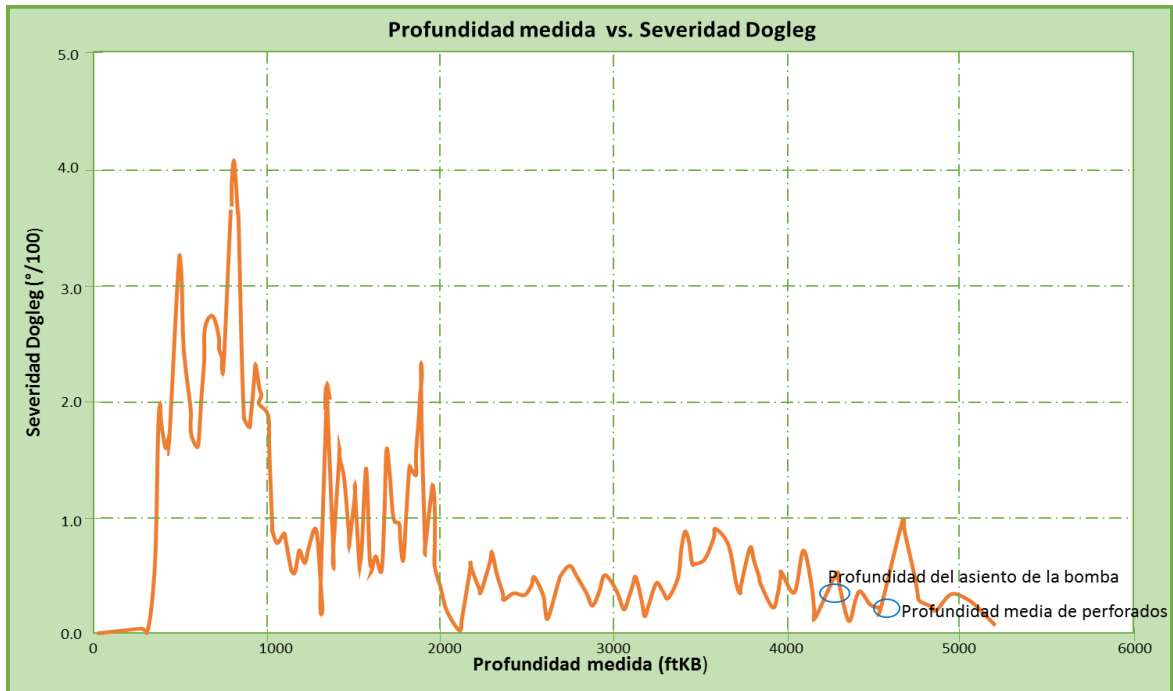
La figura 40, muestra la centralización necesaria de la sarta de varilla con el objetivo de disminuir las cargas de contacto.

Figura 36. Resultados del diseño VEL-4

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Submergence	2997.38 ft
Oil API Gravity	15.00° API	Pump Intake Pressure	1057.41 psi
Water Salinity	33000.00	Pump Discharge Pressure	1909.47 psi
Gas Specific Gravity	0.65	Differential Pressure	852.06 psi
BS&W Content	81.00%	Net Hydrostatic Head	682.83 psi
Producing GOR	187.00 scf/STB	Flow Losses	99.23 psi
Free Gas Separation	76.53%	Pump Pressure Loading	39.17% Rtd.
Operating Conditions		Pump Torque	460.84 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate	672.13 bbls/D	Pump Axial Load	4.11 kips
Pump Speed (specified)	200.00 RPM	Maximum Rod Torque	513.82 ft.lbs
Pump Volumetric Efficiency	70.00%	Maximum Rod Torque Load	42.82% Limit
Fluid Level	1269.62 ftKB	Maximum Axial Rod Load	16.77 kips
Submergence	2997.38 ft	Maximum Effective Rod Stress	50.79%
Bottomhole Pressure	1180.63 psi	Rod Contact Loads	
Tubing Head Pressure	70.00 psi	Maximum Load Connection	49.84 lbf
Casing Head Pressure	0.00 psi	Maximum Load Guide	81.54 lbf
Bottomhole Temperature	135.00 °F	Surface Parameters	
Flowing Wellhead Temperature	90.00 °F	System Input Power	22.82 hp
Equipment		Prime Mover Output Power	21.68 hp
Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)		Energy Cost	371.66 \$/day
Belts: 4.570:1 Reduction		Thrust Bearing L10 life	33.31 Years
Electric Motor: 40.0 hp (1200.0 RPM)		Drivehead Main Shaft Torque Loading	34.83%
Pump: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*150ST78 (SH))		Drivehead Structural Loading	N/A
Rod String: 1.00 in. Grade 97		Drivehead Power Output	32.42%
		Drivehead Speed Output	50.00%
		Drivehead Gearbox Torque	N/A
		Surface Motor Loading	54.20%
		System Efficiency	
		System Mechanical/Electrical Efficiency	63.55%
		System Overall Efficiency	44.48%
		Pump Volumetric Efficiency	70.00%

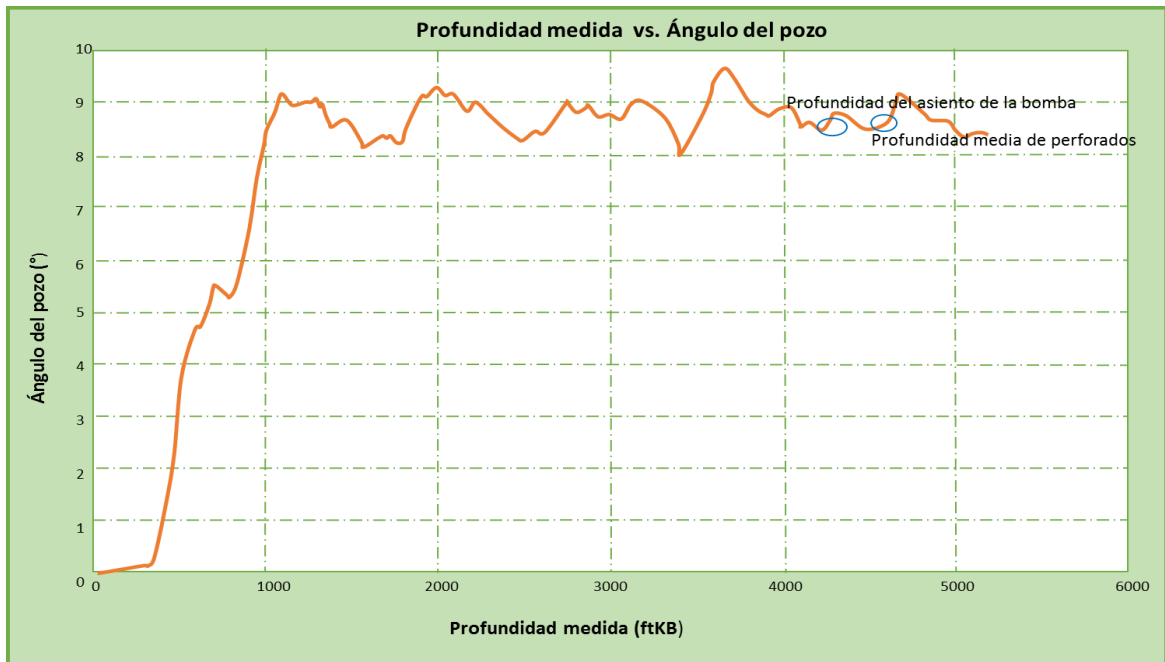
Fuente: Autor

Figura 37. Profundidad medida VS severidad dogleg



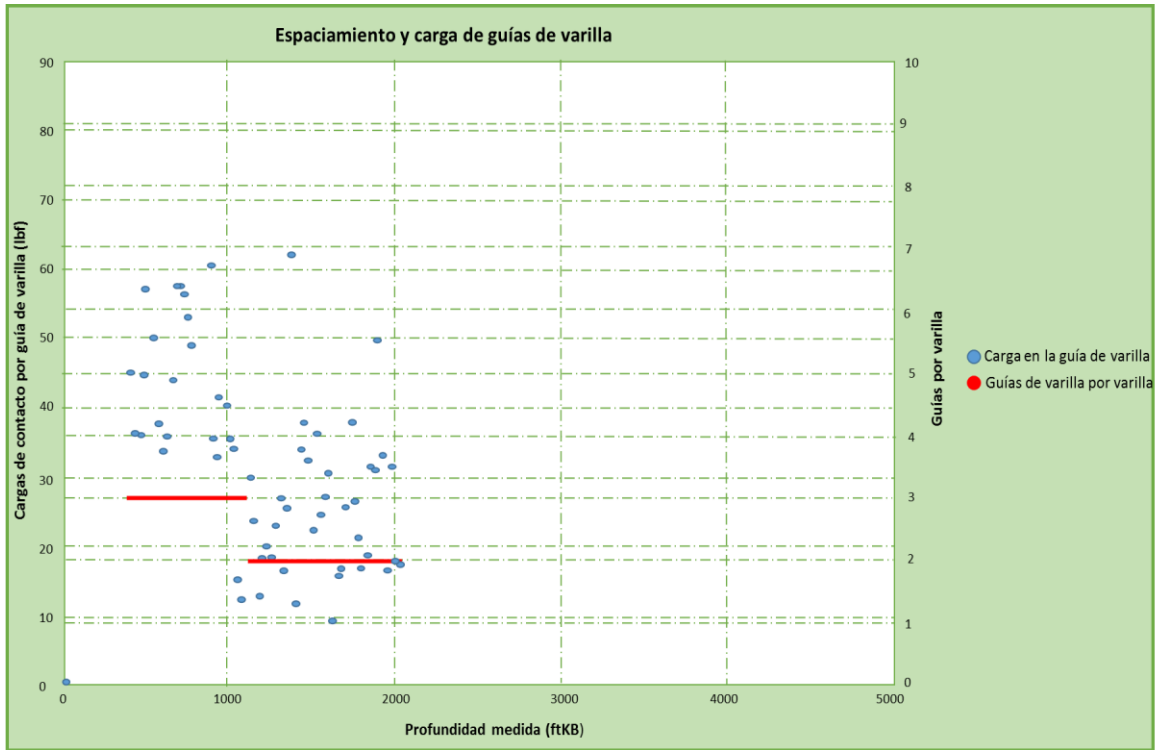
Fuente: Autor

Figura 389. Profundidad medida VS ángulo del pozo



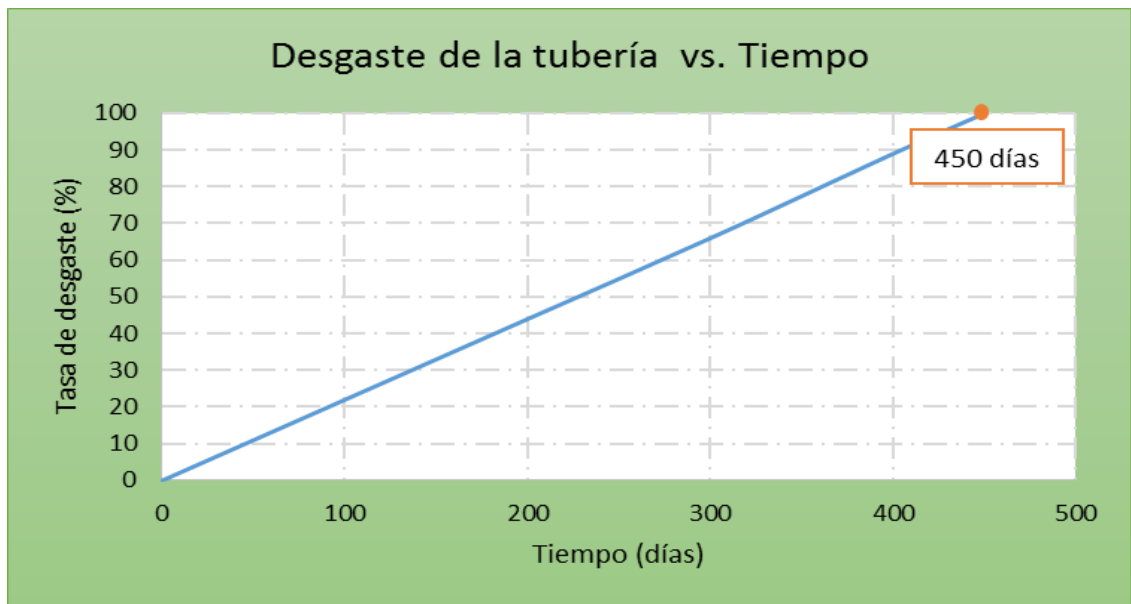
Fuente: Autor

Figura 39. Ubicación y cantidad de guías de varilla.



Fuente: Autor

Figura 40. Desgaste de tubería VS tiempo



Fuente: Autor

4.4.6. Análisis económico Para llevar a cabo la ejecución de este diseño se debe cambiar la bomba PCP de subsuelo, por lo tanto la inversión inicial (Tabla 31) abarca el costo del servicio a pozo, el precio de la bomba NETZSCH y las varillas adicionales. Es importante tener en cuenta que el análisis económico se realiza teniendo en cuenta un %BSW igual al actual, 81%.

Tabla 31. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-1

COSTOS IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO (USD)	Servicio a pozo	\$27,840.00
	Bomba Netzsch	\$17,638.79
	Varillas adicionales	\$541.00
	TOTAL	\$46,020.00

Fuente: Autor.

Tabla 32. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-1

	Parámetro	USD/Mes
BENEFICIOS	Producción incremental de crudo	\$68,370.00
COSTOS	Consumo energético	\$1,703.00
	Tratamiento químico	\$1,009.00
	Lifting cost	\$19,080.00
	TOTAL	\$21,792.00

Fuente: Autor.

Por lo tanto, conociendo todos los parámetros que afectan la puesta en marcha del diseño, en la tabla 33 se observa el comportamiento de los ingresos, egresos y el flujo de caja durante los 6 meses de evaluación. El beneficio en el primer mes sería menor como consecuencia de la diferida de producción causada por el tiempo que demore el servicio a pozo.

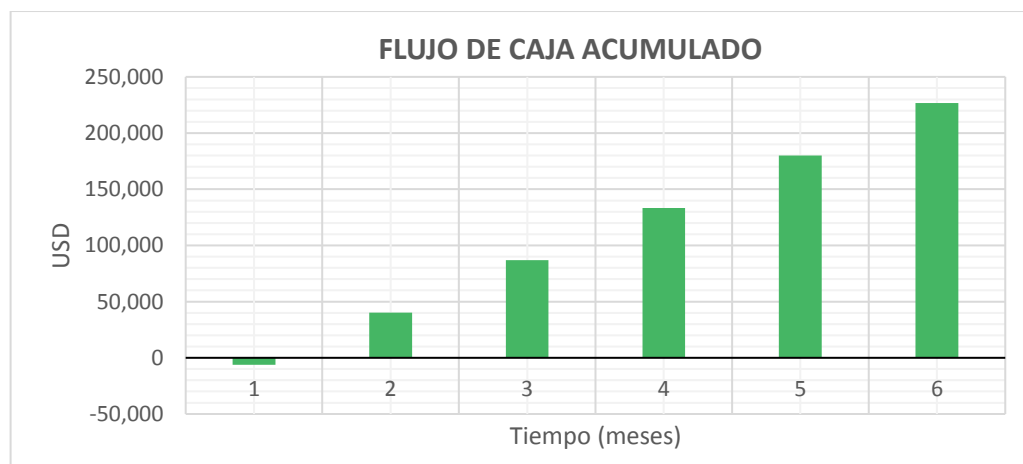
Tabla 33. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Beneficios	61,533	68,370	68,370	68,370	68,370	68,370
Costos	67,812	21,792	21,792	21,792	21,792	21,792
Flujo neto	-6,279	46,579	46,579	46,579	46,579	46,579

Fuente: Autor.

En la figura 42 se puede apreciar el comportamiento del flujo de caja a lo largo de los 6 meses de evaluación de proyecto. A partir de esta imagen es posible concluir los grandes beneficios que traería para la operadora la implementación del diseño propuesto. Esta rentabilidad se ve apoyada por los indicadores financieros, los cuales representan la viabilidad que tiene la alternativa sugerida. Estos son (tabla 34):

Figura 41. Flujo de caja acumulado



Fuente: Autor.

Tabla 34. Indicadores financieros del diseño

R B/C	2.27
VPN	219,786.93

Fuente: Autor.

Realizando una sensibilidad con %BSW, el proyecto deja de ser rentable si hay un aumento de siete puntos porcentuales como se evidencia en la siguiente tabla, donde con un %BSW del 88% el VPN se vuelve negativo.

Tabla 85. Sensibilidad %BSW

SENSIBILIDAD %BSW			
%SW	BFPD	BOPD	VPN
81	673	128	\$ 219,786.93
82	673	121	\$ 182,584.09
83	673	114	\$ 145,381.25
84	673	108	\$ 113,493.11
85	673	101	\$ 76,290.27
86	673	94	\$ 39,087.43
87	673	87	\$ 1,884.59
88	673	81	\$ -30,003.55

Fuente: Autor.

4.5 POZO VEL-5.

El pozo Velázquez-5 (VEL-5) produce de la formación Guaduas, cuenta con una bomba de cavidades progresivas como SLA. La zona en la que se encuentra produciendo presenta una presión de yacimiento de 3100 psi y una presión de burbuja de 1120 psi.

4.5.1 Estado mecánico La figura 43 ilustra el estado mecánico actual del VEL-5.

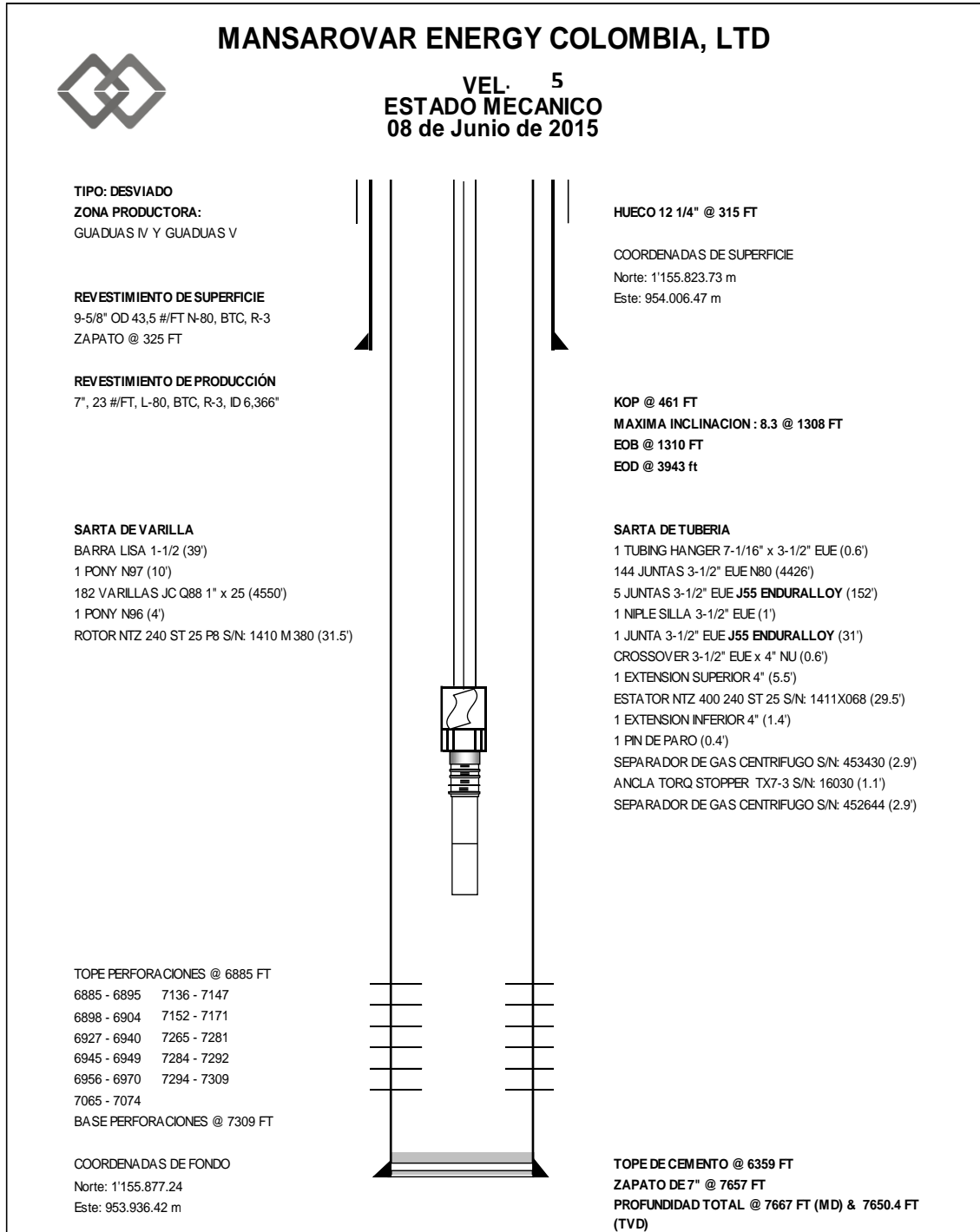
4.5.2 Curva IPR Al graficar los datos reales de Pwf VS producción de fluido (figura 44) se observa dispersión entre alguna serie de datos, indicando de esta manera dos tendencias de curva. Esta dispersión es causada por la presencia de parafina formada debido a la composición del fluido producido y a los cambios de temperatura. Conociendo esta condición, cuando se realizan operaciones de servicio a pozo se limpia la tubería de producción.

El pozo presenta un IP de 0.36 BFPD/psi.

4.5.3 Histórico de fallas VEL-5 Se observa que el pozo ha presentado fallas por varilla partida y bomba dañada en profundidades cercanas, profundidades donde el pozo presenta dogleg severo (mayor a 1.5°/100ft) señalizadas por los recuadros rojos (figura 45).

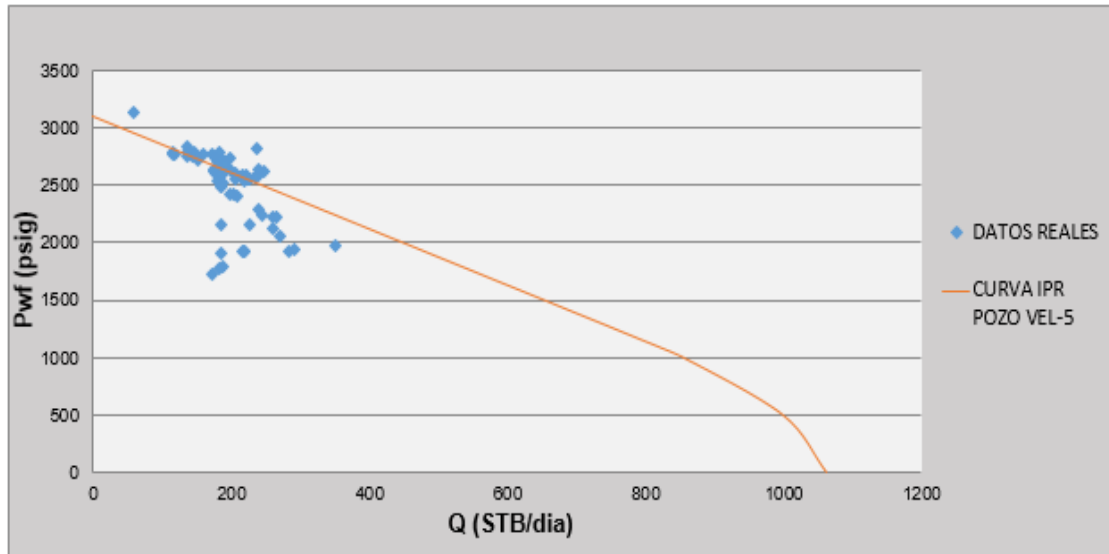
4.5.4 Curva comportamiento de fluido Analizando la curva de comportamiento de fluido (figura 46) se puede concluir que a principios del año 2015 presentaba menor %BSW. El corte de agua ha ido aumentando parcialmente, estabilizándose en valores aproximados a 34%, indicando una etapa de no declinación de producción de crudo (Series 2). Además, con el aumento de las RPM de la bomba se ha evidenciado un mayor producción de fluido, sin embargo este incremento ha provocado el aumento del %BSW del fluido del pozo, por lo tanto es recomendable evaluar y analizar en cuántas RPM debe trabajar la bomba y de esta manera evitar conificar esta zona del yacimiento.

Figura 42. Estado mecánico VEL-5



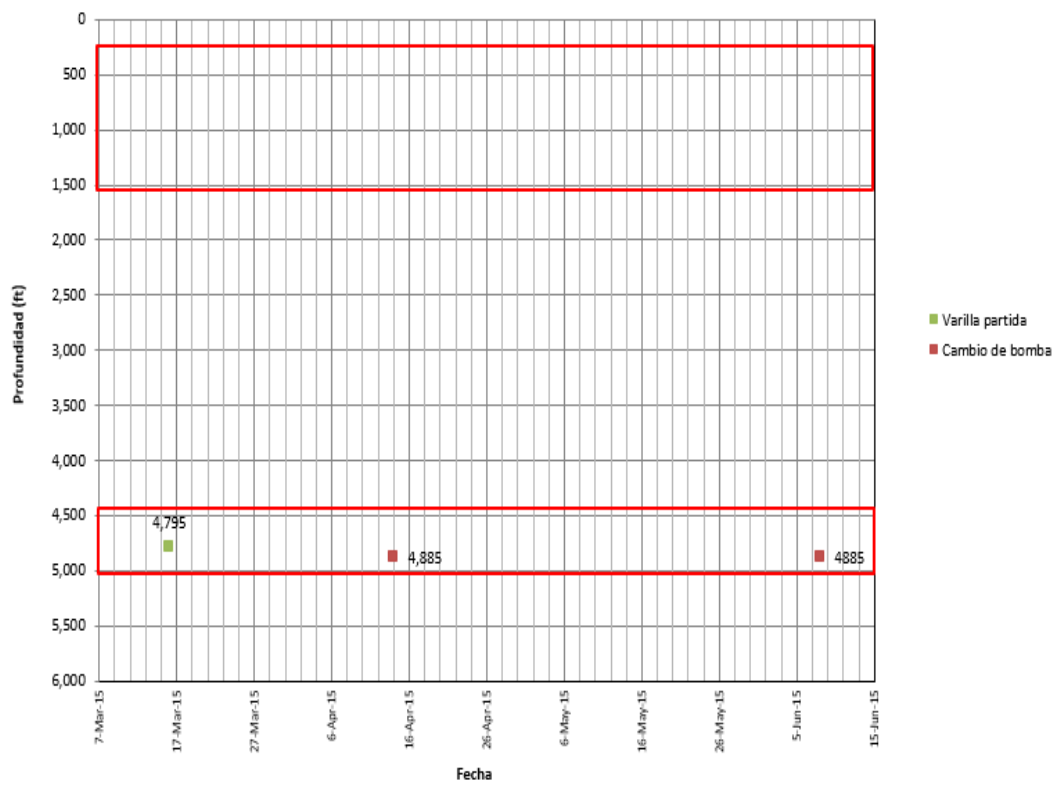
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 43. Curva IPR VEL-5



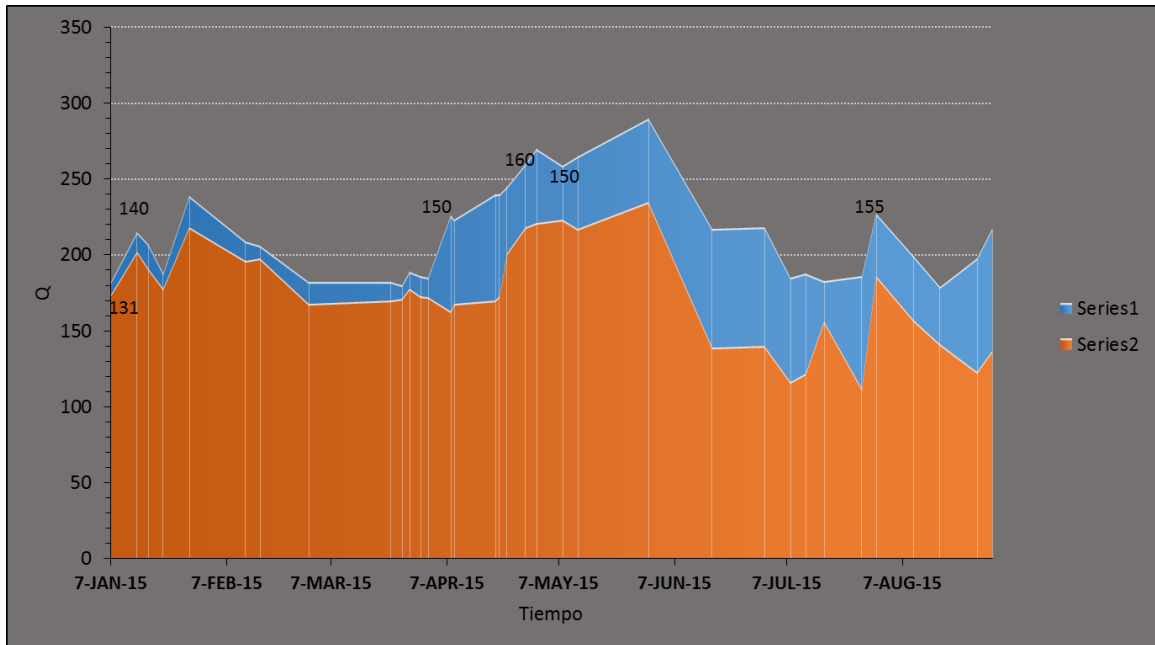
Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 44. Histórico de fallas VEL-5



Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltd. Departamento de producción.

Figura 45. Curva comportamiento fluido VEL-5



Fuente: Autor

4.5.5 Estado actual y diseño propuesto A continuación se presentan los datos de operación y las condiciones del pozo.

Tabla 96. Estado actual VEL-5

Bomba	NTZ 400 240 ST 25
BFPD	205
BOPD	134
%BSW	34
RPM	155
Prof. Bomba (ft)	4646
Arena (ft)	No
Depositación Orgánicos	Sí

Fuente: Autor.

Teniendo los datos de operación y el estado mecánico actualizado fue posible modelar las condiciones actuales del pozo. Examinando los resultados del

modelamiento (figura 47) y comparando con los datos reales de producción, se estimaría una eficiencia de la bomba del 90%.

La eficiencia del sistema eléctrico y mecánico es del 40% y en general el sistema tiene una eficiencia del 40%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, encontrándose dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados.

Figura 467. Modelamiento de las condiciones actuales VEL-5

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Submergence	3230.65 ft
Oil API Gravity	24.00° API	Pump Intake Pressure	990.85 psi
Water Salinity	33000.00	Pump Discharge Pressure	1731.21 psi
Gas Specific Gravity	0.65	Differential Pressure	740.36 psi
BS&W Content	34.00%	Net Hydrostatic Head	666.47 psi
Producing GOR	239.00 scf/STB	Flow Losses	3.89 psi
Free Gas Separation	63.38%	Pump Pressure Loading	21.27% Rtd.
Operating Conditions		Pump Torque	181.95 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate	221.32 bbls/D	Pump Axial Load	2.82 kips
Pump Speed (specified)	165.00 RPM	Maximum Rod Torque	217.26 ft.lbs
Pump Volumetric Efficiency	100.00%	Maximum Rod Torque Load	15.74% Limit
Fluid Level	1415.55 ftKB	Maximum Axial Rod Load	16.55 kips
Submergence	3230.65 ft	Maximum Effective Rod Stress	23.97%
Bottomhole Pressure	1865.80 psi	Rod Contact Loads	
Tubing Head Pressure	70.00 psi	Maximum Load Connection	61.18 lbf
Casing Head Pressure	0.00 psi	Maximum Load Guide	79.44 lbf
Bottomhole Temperature	160.00 °F	Surface Parameters	
Flowing Wellhead Temperature	90.00 °F	System Input Power	7.96 hp
Equipment		Prime Mover Output Power	7.56 hp
Drivehead: NETZSCH Oilfiend Products (NDH060DH33)		Energy Cost	129.65 \$/day
Belts: 3.730:1 Reduction		Thrust Bearing L10 life	42.21 Years
Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)		Drivehead Main Shaft Torque Loading	14.73%
Pump: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 350*240ST25 (SH))		Drivehead Structural Loading	N/A
Rod String: 1.00 in. S88		Drivehead Power Output	11.31%
		Drivehead Speed Output	41.25%
		Drivehead Gearbox Torque	N/A
		Surface Motor Loading	15.13%
		System Efficiency	
		System Mechanical/Electrical Efficiency	40.23%
		System Overall Efficiency	40.23%
		Pump Volumetric Efficiency	100.00%

Fuente: Autor

Para obtener un incremento de producción de petróleo, se propuso un cambio de bomba PCP, ubicándose a una profundidad de 6500 ft.

Tabla 37. Parámetros de diseño VEL-5

Bomba	NTZ 400 300 ST 40
RPM	235
Duración tubería	1 año
Prof. Bomba (ft)	6500

Fuente: Autor.

Se sugiere profundizar la bomba con el fin de aprovechar una mejor sumergencia y no estar en la zona con alto dogleg y desviación del pozo (figura 45)

Se propone correr en el pozo una bomba NTZ 400 300 ST 40, la cual proporciona un desplazamiento de fluido del orden de 2.51 bbl/RPM, con lo que se estima una producción de 349 BFPD, teniendo un aumento de 95 BOPD, operando a 235 RPM. La bomba se profundiza debido a que la presión de diseño para llevar los fluidos a superficie lo permite. Además profundizar la bomba traerá beneficios como mayor vida útil de la misma debido a que será menor la cantidad de gas que ingresará a ella, manteniendo de esta manera la integridad del estator.

Las eficiencias de los sistemas eléctricos y mecánico serían del 60% y en general el sistema tendría una eficiencia del 41%, los parámetros de cargas axiales, cargas torsionales y el esfuerzo combinado del sistema no superan el 80%, encontrándose dentro de los parámetros límites de esfuerzos con respecto a los equipos de superficie instalados (figura 48).

Como se cuenta con el survey del pozo, se propuso ubicar la bomba a una profundidad con bajo ángulo de inclinación (menor a 80° con respecto a la horizontal) y bajo dogleg (menor a 1.5°/100 ft) (figura 49 y figura 50). Además se propone la centralización necesaria para evitar altas cargas de contacto entre la

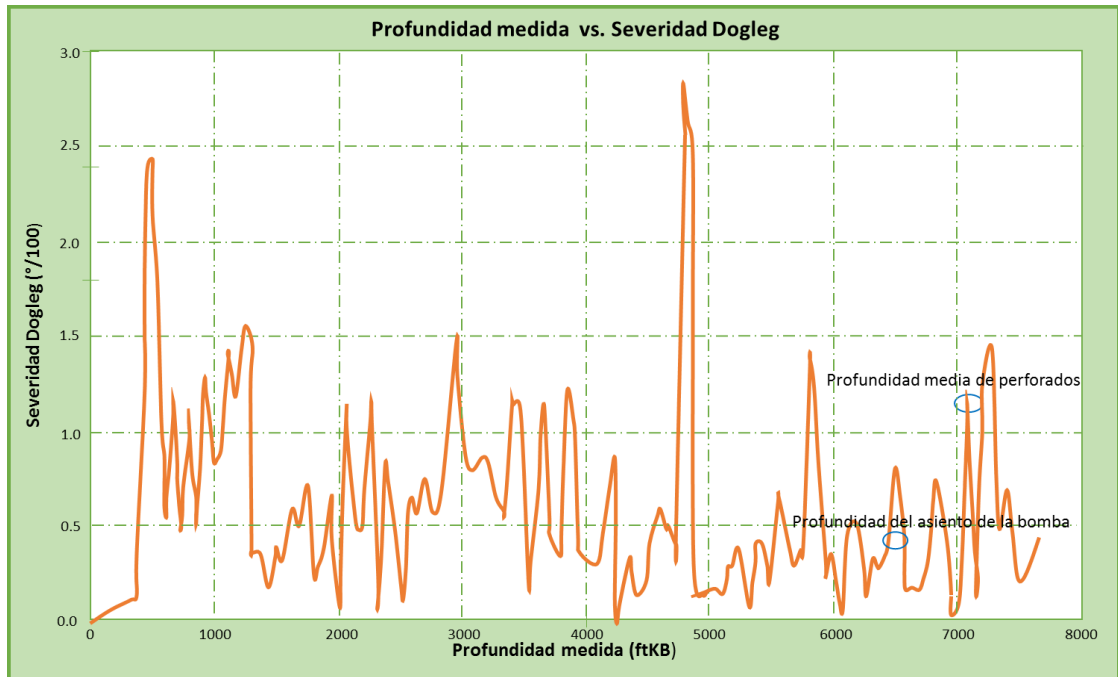
sarta de varilla y tubería de producción (figura 51). Con esta centralización se aseguraría un tiempo de vida útil de la tubería de más de un año (figura 52).

Figura 478. Resultados del diseño VEL-5

Input Parameters		Output Parameters	
Fluid Properties		Basic Parameters	
Fluid Type	Multi-phase	Submergence	3067.38 ft
Oil API Gravity	24.00° API	Pump Intake Pressure	888.94 psi
Water Salinity	33000.00	Pump Discharge Pressure	2447.38 psi
Gas Specific Gravity	0.65	Differential Pressure	1558.44 psi
BS&W Content	38.00%	Net Hydrostatic Head	1476.81 psi
Producing GOR	239.00 scf/STB	Flow Losses	6.64 psi
Free Gas Separation	57.47%	Pump Pressure Loading	35.82% Rtd.
Operating Conditions		Pump Torque	430.37 ft-lbs
Surface Liquid Flow Rate	349.24 bbls/D	Pump Axial Load	7.94 kips
Pump Speed (specified)	235.00 RPM	Maximum Rod Torque	512.97 ft.lbs
Pump Volumetric Efficiency	70.00%	Maximum Rod Torque Load	42.75% Limit
Fluid Level	3432.62 ftKB	Maximum Axial Rod Load	27.13 kips
Submergence	3067.38 ft	Maximum Effective Rod Stress	55.94%
Bottomhole Pressure	1083.87 psi	Rod Contact Loads	
Tubing Head Pressure	70.00 psi	Maximum Load Connection	59.38 lbf
Casing Head Pressure	0.00 psi	Maximum Load Guide	90.93 lbf
Bottomhole Temperature	160.00 °F	Surface Parameters	
Flowing Wellhead Temperature	90.00 °F	System Input Power	26.77 hp
Equipment		Prime Mover Output Power	25.43 hp
Drivehead: NETZSCH Oilfield Products (NDH060DH33)		Energy Cost	435.98 \$/day
Belts: 4.570:1 Reduction		Thrust Bearing L10 life	5.70 Years
Electric Motor: 50.0 hp (1200.0 RPM)		Drivehead Main Shaft Torque Loading	34.77%
Pump: NETZSCH Oilfield Products (NTZ 400*300ST40-H (SH))		Drivehead Structural Loading	N/A
Rod String: 1.00 in. Grade 96		Drivehead Power Output	38.03%
		Drivehead Speed Output	58.75%
		Drivehead Gearbox Torque	N/A
		Surface Motor Loading	50.86%
		System Efficiency	
		System Mechanical/Electrical Efficiency	58.56%
		System Overall Efficiency	40.99%
		Pump Volumetric Efficiency	70.00%

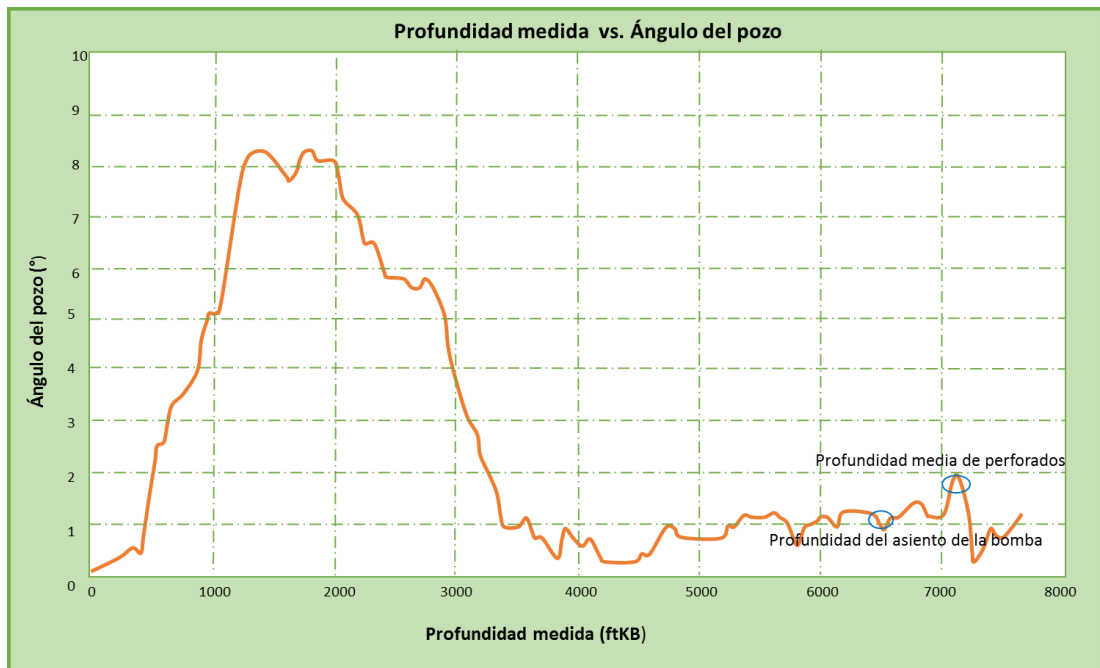
Fuente: Autor

Figura 489. Profundidad medida VS severidad dogleg



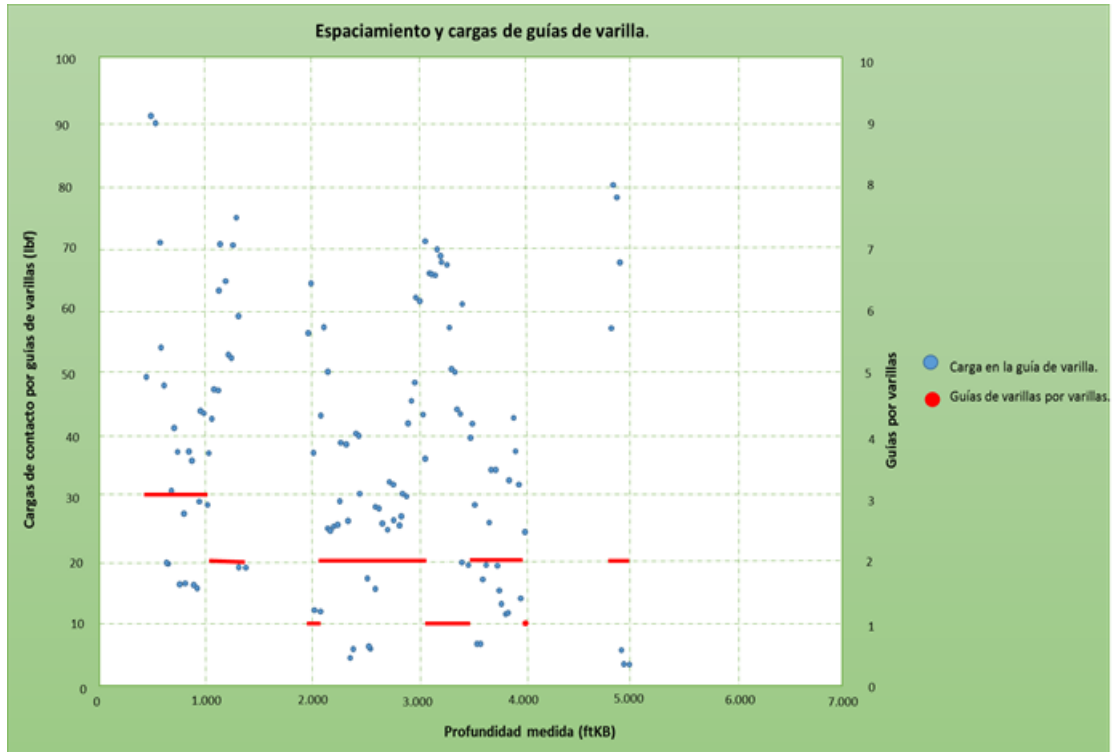
Fuente: Autor.

Figura 49. Profundidad medida VS ángulo del pozo



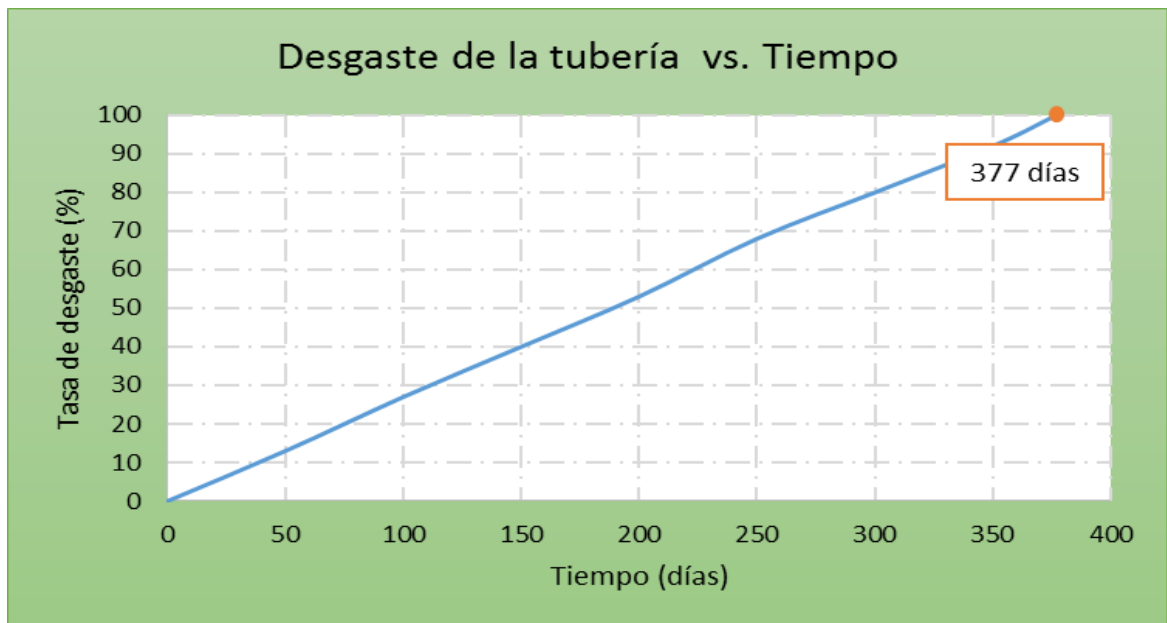
Fuente: Autor.

Figura 50. Ubicación y cantidad de guías de varilla



Fuente: Autor.

Figura 51. Desgaste de tubería VS tiempo



Fuente: Autor.

4.5.6 Análisis económico Para llevar a cabo la ejecución de este diseño se hace necesario la adición de 60 tubos de 2-7/8" y de 76 varillas de 25' para poder ubicar la bomba a 6500 ft como se especificó anteriormente; por lo tanto el precio de estas varillas y la tubería de producción se toma como inversión inicial junto con el servicio a pozo y el costo de la bomba NETZSCH que se requiere, como se representa en la tabla 38. En la tabla 39 se presentan los beneficios y costos mensuales que se esperan con el proyecto durante el tiempo de evaluación. El análisis económico se realizó con una %BSW igual al actual, 34%.

Tabla 38. Inversión inicial de la implementación del diseño VEL-5

COSTOS IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO (USD)	Servicio a pozo	\$27,840.00
	Bomba Netzsch	\$17,638.79
	Completamiento adicional	\$24,382.00
TOTAL		\$69,861.00

Fuente: Autor.

Tabla 39. Beneficios y costos mensuales de la implementación del diseño propuesto VEL-5

	Parámetro	USD/Mes
BENEFICIOS	Producción incremental de crudo	\$122,550.00
COSTOS	Consumo energético	\$1,635.00
	Tratamiento químico	\$1,183.00
	Lifting cost	\$34,200.00
	TOTAL	\$37,018.00

Fuente: Autor

Teniendo en cuenta los egresos (costos) que habría al implementar el diseño, los costos de operación y los ingresos (beneficios) obtenidos debido a la producción incremental de petróleo (Tabla 40), no se tendrían pérdidas de capital en el primer mes. Evaluando la rentabilidad del proyecto a 6 meses, este reportaría un VPN de **US\$ 418,540.24**, por lo tanto se concluye que es un diseño rentable para la compañía (tabla 41). La R B/C respalda la viabilidad del proyecto, esta es de 2.46.

Tabla 40. Comportamiento de los ingresos (Beneficios) y egresos (Costos)

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Beneficios	110,295	122,550	122,550	122,550	122,550	122,550
Costos	106,878	37,018	37,018	37,018	37,018	37,018
Flujo neto	3,417	85,532	85,532	85,532	85,532	85,532

Fuente: Autor.

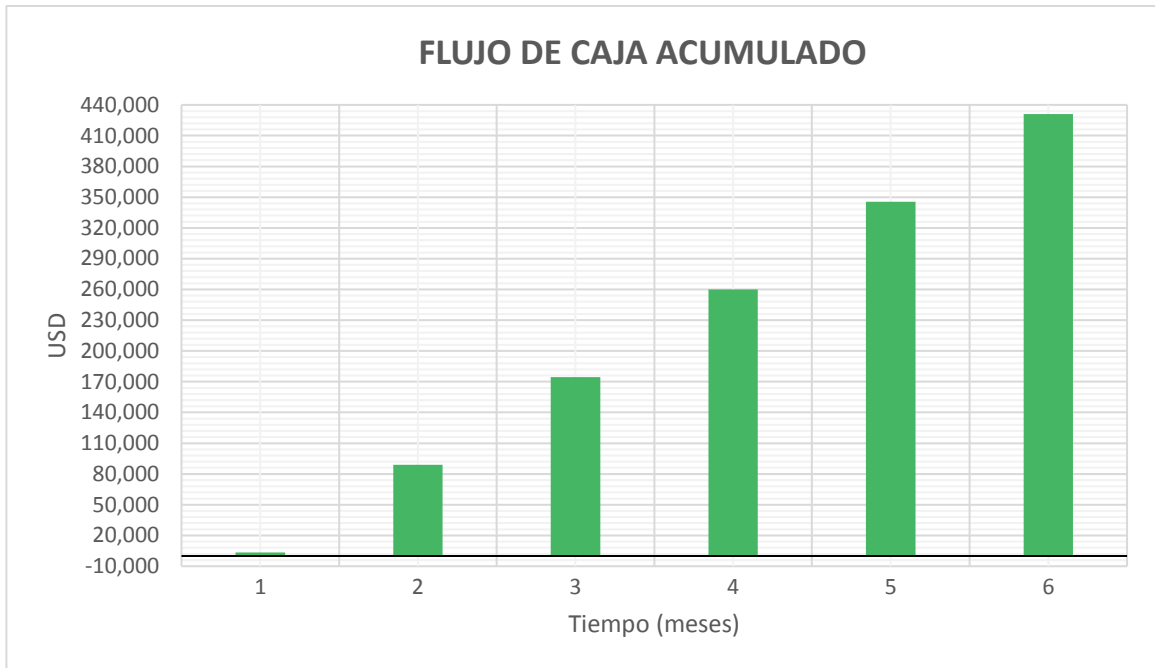
Tabla 41. Indicadores financieros del diseño

R B/C	2.46
VPN	418,540.24

Fuente: Autor.

En la figura 53 se puede visualizar los beneficios que puede traer la ejecución del diseño propuesto. A pesar de la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha, los ingresos que obtendría la empresa por la producción de los barriles incrementales permiten que no haya un flujo de caja negativo, por esta razón el valor del VPN del proyecto es bastante llamativo.

Figura 52. Flujo de caja acumulado



Fuente: Autor.

Se realiza una sensibilidad variando el %BSW (tabla 42) para conocer el límite de rentabilidad del proyecto. Con un aumento del porcentaje del corte de agua mayor a 23 puntos porcentuales el VPN del proyecto se vuelve negativo. Por lo tanto la rentabilidad del proyecto es grande y muy atractiva para la empresa.

Tabla 102. Sensibilidad %BSW

SENSIBILIDAD %BSW			
%SW	BFPD	BOPD	VPN
34	349	230	\$ 418,540.24
38	349	216	\$ 344,134.57
42	349	202	\$ 269,728.89
46	349	188	\$ 195,323.22
50	349	175	\$ 126,232.23
54	349	161	\$ 51,826.56
55	349	157	\$ 30,567.79
56	349	154	\$ 14,623.72
57	349	150	\$ -6,635.04

Fuente: Autor.

4. CONCLUSIONES

A pesar de haber seleccionado algunos de los pozos con mayor potencial de producción del campo (según curva IPR) se evidencia que la implementación de los diseños sugeridos dejaría de ser rentable si se presenta un aumento en el %BSW en pocos puntos porcentuales, siendo este valor de un punto porcentual para el pozo VEL-2, 2 puntos porcentuales para el VEL-3, indicando y estableciendo un riguroso cuidado en la puesta en marcha del diseño y operación de los pozos, con el fin de asegurar la recuperación del dinero invertido en un plazo establecido de 6 meses.

Mediante los diseños propuestos se demostró que la producción de fluido, y por lo tanto la producción de petróleo aumentarían. En el caso de algunos pozos, como el VEL-1 y el VEL-3, es rentable implementar los diseños propuestas siempre y cuando se mantenga el %BSW de cada pozo, pues se obtendría una producción incremental de 46 BOPD (VEL-1), 40 BOPD (VEL-3 diseño 1) y 72 BOPD (VEL-3 diseño 2), lo cual indica un VPN mayor a USD 40,000 para cada uno de los diseños.

El diseño con mejores beneficios para el VEL-3 es el que propone un cambio de sistema de levantamiento artificial. Con esto, la producción incremental de petróleo sería de 72 BOPD, valor mayor al obtenido si se pone en marcha el cambio de unidad, con el cual se obtiene una producción incremental de 40 BOPD. Logrando de la misma manera mayores ingresos y mayor rentabilidad del proyecto. El VPN del diseño 2 sería de USD 196,075.27, mientras que el VPN del diseño 1 sería de USD 47,630.53.

Existen pozos de gran potencial en el campo, sin embargo sugerir un plan para incrementar la producción de los mismos tendría varias limitantes debidas, principalmente, al completamiento de estos. Por lo tanto no solo se debe considerar un cambio de sus actuales equipos de trabajo, sino pensar en la rentabilidad y posibilidad de realizar perforación infill, con el fin de aprovechar el potencial entregado por zonas del yacimiento, mediante pozos con mejores condiciones de completamiento.

Realizar el cambio de la unidad de bombeo, la bomba de subsuelo, o el sistema de levantamiento artificial de algunos pozos propuestos puede tornarse mucho más rentable si se evalúa un mayor tiempo de recuperación de la inversión. Es importante aclarar que en el trabajo realizado se toma el tiempo de evaluación como 6 meses buscando evaluar el retorno del capital con la mayor brevedad posible.

5. RECOMENDACIONES

Bajar separador de gas para el VEL-1, o en su defecto tubos de cola, para evitar baja eficiencia de la bomba de subsuelo.

Correr sarta de varilla del VEL-3 sin centralizar, debido a que no se cuenta con el survey. Inspeccionar estado de la sarta de varilla y tubería en el próximo servicio para establecer la centralización necesaria. Además se recomienda limpiar fondo en el próximo servicio a pozo.

Implementándose el cambio de sistema de levantamiento artificial para el VEL-3 se recomienda considerar la compra de variador y motor de 75 HP para aumentar la capacidad de extracción, evaluando el comportamiento de la producción del pozo

Determinar, por medio de un trabajo socializado y aprobado por parte de los ingenieros del campo, cuál sería el potencial de los pozos productores a condiciones de presión de fondo fluyente mayor a presión de burbuja, con el fin de evitar producción de gas y problemas operacionales, como alta producción de arena, lo cual se presenta si el pozo trabaja con una presión de fondo fluyente menor a la presión de burbuja.

Analizar el comportamiento del %BSW de los pozos con el objetivo de poder predecirlo y determinar cuándo se vuelve crítico a la hora de evaluar un proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

ARZUZA Leonardo. Especialización en producción de hidrocarburos. Primera promoción, ciclo II. Bucaramanga. 2009.

BEGGS, H., Production optimization using NODAL analysis, Second edition. . Oklahoma, USA. OGCI and Petroskills publications 2003

BROWN, K. BEGGS, H. The technology of artificial lift methods. Inflow performance multiphase flow in pipes the flowing well. Volume 1. Oklahoma, USA, PennWell Books.

CAMPOS O. Estudio para el cambio de sistema de levantamiento artificial a bombeo mecánico en el campo Lago Agrio operado por EP-PETROECUADOR (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. 2011

FLOREZ P. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2009

LEÓN, Carlos Optimización de la producción y disminución del consumo de energía en pozos con niveles de armónicos altos de un campo petrolero ubicado en los Llanos Orientales con bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2012

MUÑOZ, Fabián. TORRES, Edgar. Evaluación de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Bucaramanga, 2007.

PINTO, Nelson Factibilidad de uso de bombeo electrosumergible para optimizar la producción en Campo Velásquez (Tesis de especialización). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. 2011

Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps. API recommended practice 11 AR (RP 11AR). Tercera edición. 1 de Junio de 1989.

Recommended Practice for Design Calculations for Sucker Rod Pumping System. API recommended practice 11L (RP 11L). Cuarta edición. 1 de Junio de 1988.

RODRÍGUEZ, Diego. Evaluación técnica y económica del cambio de sistema de levantamiento artificial a 5 pozos de alto potencial productivo de Campo Velásquez. Especialización en producción de hidrocarburos. 2004.

SEPÚLVEDA, E. Producción de hidrocarburos, Bombeo Mecánico [diapositivas de PowerPoint].

TAKÁCS, G., Sucker-Rod Pumping Manual. Oklahoma, USA. PennWell Books 2003