



Calidad

y

Sistemas de Manufactura

Ingeniantes

Análisis de las intervenciones por bombeo mecánico y tubería capilar a producción de hidrocarburos para definir su viabilidad de intervención mediante un diagnóstico FODA

RESUMEN: El presente artículo demuestra un análisis mediante un estudio FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) de las intervenciones a un pozo de hidrocarburos, particularmente por la intervención por Bombeo Mecánico (BM) e inyección de mejorador de flujo a través de Tubería Capilar (TC). Ambas tecnologías son usadas en la rama petrolera para la optimización de recuperación de hidrocarburos (Gas-Aceite-Agua).

El pozo está bajo la responsabilidad de una empresa paraestatal de hidrocarburos, y se ubica en Veracruz, México.

En él se evaluó las condiciones de producción durante las intervenciones al pozo y con la herramienta FODA se analizó la situación operativa para detectar las ventajas y desventajas de las tecnologías con respecto a los resultados de producción con el objetivo de obtener un panorama de diagnóstico que facilite a la toma de decisiones y la viabilidad de las intervenciones. Con el análisis se observó el comportamiento de la producción de hidrocarburos y el reflejo de los costos por operación de ambos sistemas así como también las mejorías, las pérdidas y las consideraciones operativas del pozo.

PALABRAS CLAVE: Diagnóstico FODA, Bombeo Mecánico, Tubería Capilar, Pozo de aceite.



Colaboración

José Miguel Téllez Zepeda; Ariadna Nayeli García Ramírez; Saúl Santiago Cruz, Instituto Tecnológico Superior de Misantla; Renato Alberto Lozano Abascal, Instituto Politécnico Nacional

ABSTRACT: This article demonstrates an analysis through a SWOT study (Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) of the interventions to a hydrocarbon well, particularly by the intervention by Mechanical Pumping (BM) and injection of flow improver through Capillary Tubing (TC). Both technologies are used in the oil industry for the optimization of hydrocarbon recovery (Gas-Oil-Water). The well is under the responsibility of a parastatal hydrocarbons company, and is located in Veracruz, Mexico.

In it the conditions of production were evaluated during the interventions to the well and with the SWOT tool the operative situation was analyzed to detect the advantages and disadvantages of the technologies with respect to the production results in order to obtain a diagnosis panorama that facilitates to the decision making and the viability of the interventions.

The analysis showed the behavior of hydrocarbon production and the reflection of the costs of operation of both systems, as well as the improvements, losses and operational considerations of the well.

KEYWORDS: SWOT diagnosis, Mechanical pumping, Capillary Tubing, Hydrocarbon well.

INTRODUCCIÓN

La empresa paraestatal de hidrocarburos de México, cuenta con centros administrativos llamados "Activos Integrales de Producción" estos son los encargados del aprovechamiento de los hidrocarburos de sus respectivas zonas, dentro de su responsabilidad implica lo que es la exploración, perforación, extracción y distribución del producto.

La paraestatal es uno de los mayores productores de hidrocarburo en el mundo, cabe destacar que gran parte de los campos existentes son maduros, es decir que han alcanzado el pico de su producción y comienzan su etapa de declinación, para trabajar los pozos se requiere implementar mecanismos que ayuden a levantar la producción de los mismos, para ello es importante la implementación de los sistemas artificiales. Un sistema artificial de producción (SAP) es aquella fuente externa de energía que se aplica al pozo para incrementar su energía natural.

La empresa cuenta con campos productores de aceite ubicados en la cuenca petrolera de Veracruz.

Actualmente los ingenieros encargados conocen los sistemas artificiales existentes y que cuya eficiencia de los sistemas varía de acuerdo a las condiciones del yacimiento, características del pozo, condiciones de operación, tipo de fluidos, así como la estrategia de explotación y un análisis económico integral. De los sistemas más recurrentes en pozos de aceite son el Bombeo Mecánico (BM) y Tubería Capilar (TC), ambas tecnologías son adquiridas bajo convenio por la empresa paraestatal por medio de contrato y están bajo la responsabilidad de cierta área enfocada en la producción.

Con base a esta información se elige el sistema que más convenga en el pozo candidato y esto permite que la toma de decisiones sea un factor importante a considerar como área de oportunidad.

Investigaciones previas demuestran que la metodología FODA es una herramienta ideal para análisis y ayuda a la toma de decisiones dentro de las organizaciones. La matriz FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) o también conocida con sus siglas en inglés (SWOT, Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats) es una herramienta que se utiliza para poder analizar y determinar estrategias para poder solucionar problemas internos y externos [1], el cual tuvo su origen en la época de 1960-1970 por la investigación de Stanford Research Institute [2].

Teniendo como objetivo el diseñar un esquema o tabla en la cual se demuestre los cuatro indicadores de evaluación ya antes mencionados que son las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, en el cual las instituciones deben hacer énfasis a estos cuatro indicadores de evaluación para poder ajustar sus estrategias de acuerdo a la capacidad interna y su ubicación externa. [3]. “Y así el FODA debe tener un orden razonable en el cual nos ayude analizar, determinar y solucionar los problemas internos y externos, mediante la toma de decisiones” [4].

Por otra parte, se realiza el estudio del pozo con el objeto de conocer sus cualidades operativas.

Se recogen datos históricos de producción del pozo y se tiene en consideración los gastos de operación.

Con la información recolectada se elabora la matriz FODA que brinda el apoyo a la toma de decisiones. Finalmente se muestran los resultados, conclusiones y recomendaciones del trabajo de investigación.

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

En el área de producción de dicha empresa la toma de decisiones en temas de productividad suele ser complicada, pues se requieren de respuestas de decisión rápida y eficiente.

Principalmente en decidir qué Sistema Artificial de Producción (SAP) es el óptimo a utilizar para el tratamiento a pozos.

En el caso de pozos de aceite, los SAP más recurrentes son el de BM y la inyección de mejorador de flujo a través de TC, ambos sistemas tienen las cualidades de mejorar las condiciones de producción de los pozos.

Además tienen particularidades de operación distinta y el éxito de su resultado depende de la situación operativa en la que se encuentre el pozo, sin omitir que los gastos de operación varían según el uso de su aplicación.

Por lo que el conocer qué sistema es el más adecuado no suele ser una tarea fácil, derivado a esto, se crea la necesidad de usar una herramienta que cumpla con estas necesidades y que satisfaga la toma de decisiones de manera estratégica a futuro.

MATERIAL Y MÉTODOS

La metodología a usar es la propuesta de Matriz FODA usada por Mariño, et al, 2008, [5] Dyson, 2004 [6]; David, 1997 [7] y Weihrich, 1982 [8]. Figura 1.

	FORTALEZAS (F) Lista de Fortalezas	DEBILIDADES (D) Lista de debilidades
OPORTUNIDADES (O) Lista de oportunidades	Estrategias F-O Usar las fortalezas para aprovechar las oportunidades.	Estrategias D-O Superar las debilidades aprovechando las oportunidades.
AMENAZAS (A) Lista de amenazas	Estrategias F-A Usar las fortalezas para evitar las amenazas.	Estrategias D-A Reducir las debilidades y evitar las amenazas

Figura 1. Matriz FODA

La matriz conformada por fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas es una herramienta de adaptación fundamental que permite comprender cuatro tipos de estrategias: FO, DO, FA, DA. [9].

Las estrategias FO emplean las fortalezas internas de los sistemas para recurrir a las ventajas de las oportunidades y su aprovechamiento, las estrategias DO procuran sobrepasar internamente las debilidades, utilizando de las oportunidades externas, las estrategias FA usan los elementos para minimizar los impactos de las amenazas que se presentan, y por último las estrategias DA son recursos preventivos que pretenden disminuir las debilidades internas y reparar las amenazas del entorno.

DIAGNÓSTICO

Cualidades del pozo petrolero

El pozo petrolero para caso de estudio, pertenece a la jurisdicción de la empresa paraestatal de hidrocarburos de México.

En el pozo a estudiar Figura 2 se extrae hidrocarburo (Gas-Aceite-Agua) mismo que es transportado a una estación de separación para su posterior tratamiento y punto de venta.

El campo se ubica en el estado de Veracruz, México.



Figura 2. Vista panorámica del pozo petrolero (Fuente: Empresa paraestatal, 2018).

La ingeniería de su diseño Figura 3 muestra que la profundidad de la tubería de producción a fondo de pozo es de 2,852 metros.

También indica que hay presente un ángulo máximo de inclinación de 16.28° a la profundidad de 1,203 metros y que su intervalo de disparo se encuentra a 3,021-3,025 metros de profundidad.

Cabe señalar que este pozo a sido sometidos a intervenciones como los son BM y TC, debido a que por sus condiciones naturales por la explotación, se requiere de sistemas ayuden a extraer el hidrocarburo.

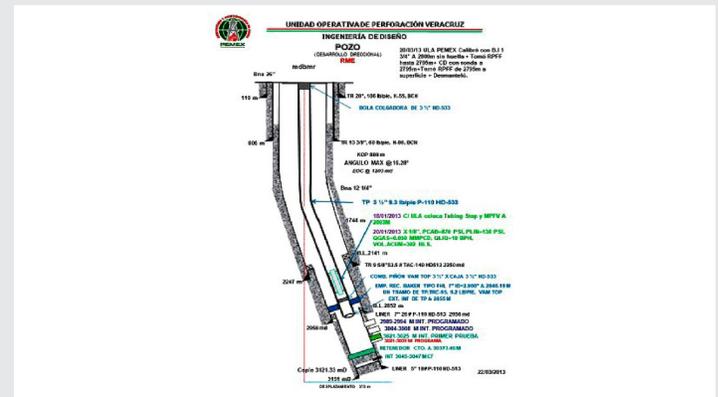


Figura 3. Ingeniería de diseño del pozo petrolero (Fuente: Empresa paraestatal, 2018)

Cualidades operativas de los sistemas Bombeo Mecánico y Tubería Capilar

El objetivo del bombeo mecánico es extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, el cual es dado por la sarta de varillas a la bomba dentro de la tubería de producción.

A continuación, se muestran las condiciones óptimas del equipo en la Tabla 1.

Tabla 1. Rangos de la aplicación del bombeo mecánico (Fuente: Empresa paraestatal, 2018).

	Rango Típico	Rango Máximo
Profundidad	31-3353m	4877m
Volumen	5-1500 BDP	5000 BPD
Temperatura	100°-350°F	550°F
Corrosión	Bueno a Excelente	
Manejo de Gas	Aceptable a bueno	
Manejo de solidos	Aceptable a bueno	

El sistema de bombeo mecánico Figura. 4 consiste de las siguientes partes principales: unidad de bombeo mecánico, mecanismos superficiales, motor principal, unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad, sarta de varillas de succión, bomba subsuperficial y tubería de producción.

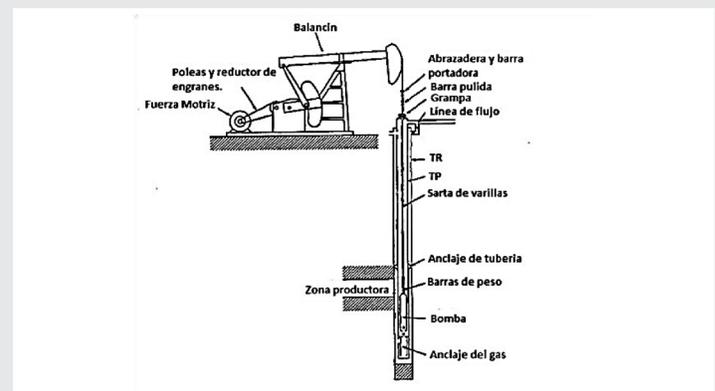


Figura 4. Esquema del sistema de bombeo mecánico. (Fuente: Empresa paraestatal, 2018)

Inyección de Mejorador de Flujo a través de Tubería Capilar

La tubería capilar es una tubería de acero inoxidable de $\frac{1}{4}$ ", $\frac{3}{8}$ " o $\frac{5}{8}$ " de diámetro exterior conformada por la aleación más versátil del mercado desde el punto de vista de la resistencia a la corrosión, resistencia a la tracción, durabilidad y costo. (Duplex 2205, Incoloy 625 u 825).

La TC facilita la aplicación de diversos productos químicos al pozo a la profundidad deseada, permitiendo maximizar la producción del pozo.

Los productos químicos reaccionan al contacto con los fluidos que se encuentran en el pozo y que ocasionan restricción al flujo de gas. Se genera una reducción en la tensión interfacial del agua.

La TC se introduce al pozo concéntricamente por dentro de la tubería de producción mediante una unidad móvil Figura 5



Figura 5. Instalación de tubería capilar
(Fuente: Empresa paraestatal, 2018)

Esta tecnología permite bajar hasta profundidades del orden de 7.000 metros con el pozo en producción y dejar el capilar instalado, vinculándolo en superficie a equipo de inyección de productos químicos. La instalación promedio demora menos de tres horas.

La experiencia recabada hasta el momento indica que el capilar de Duplex 2205 OD $\frac{1}{4}$ " tiene una vida útil promedio superior a las 80 operaciones puntuales (entradas y salidas del pozo).

Mejorador de flujo

Actualmente en la empresa paraestatal de hidrocarburos de México en su proceso de producción usa inyección de productos químicos, los cuales contienen surfactantes que son seleccionados de manera estratégica para dar solución a problemas específicos que se presentan durante el proceso [10].

Un problema específico es la alta viscosidad que presentan los crudos pesados y extra pesados Figura 6 lo que conlleva al uso de mejoradores de flujo.



Figura 6. Crudo pesado sin mejorador de flujo

Los mejoradores de flujo contienen elementos activos cuidadosamente seleccionados que rodean a las partículas del hidrocarburo, mejorando la viscosidad del crudo y su transportación.

Una vez que éste es inyectado mejorará las condiciones en la fluidez del crudo, lo cual comúnmente ocasiona un aligeramiento en la columna del pozo o caídas de presión en las líneas de descarga, siendo aquí donde se deben ajustar las condiciones operativas para un mejor control en la calidad del crudo y la producción. Figura 7.



Figura 7. Crudo pesado con mejorador de flujo

Histórico de Producción

El registro de datos históricos de los trabajos a pozo, mismos que muestran los resultados de producción en gas natural (Qg), aceite (Qo) y agua congénita (Qw) en las figuras 8, 9 y 10 respectivamente en un periodo diagnosticado del 2015 a 2018, lo cual es el tiempo en el que se reporta por la empresa en el que el sistema por BM y TC fue sometido el pozo.

Cabe destacar que la instalación de tubería capilar se realizó el día 07 de julio 2015, a 2,800 metros de profundidad a fondo de pozo y con el equipo de inyección operando para suministrar 360 lts/día del producto mejorador de flujo, siendo hasta el día 03 de febrero del 2017 la suspensión de inyección, el retiro de TC y el retiro del equipo de inyección.

Posteriormente para el día 17 de marzo del 2017, se instala equipo de BM, mismo que hasta el 28 de febrero del 2018 se mantiene operando.

Los resultados de aportación de gas natural del pozo (Fig.8), se muestra una caída en la extracción del gas el día 03/junio/2015 derivado a que se cierra el pozo por presentar alto contenido de agua. Y es aquí cuando se decide una intervención por TC mostrando enseguida que el pozo mantiene una extracción de gas constante y a días posteriores de su instalación se presenta un incremento en la extracción de gas. Además esta aportación se mantiene constante hasta el día del retiro de TC.

Después del retiro de TC y después que se instala el equipo de BM, se muestra un incremento considerable y mantiene una extracción constante durante el periodo en el que se encuentra operando el equipo. También se observa que en el periodo del 11 al 26 de octubre de 2017. Se realiza una intervención por reparación menor (Limpieza de tubería de producción) a pozo cerrado.

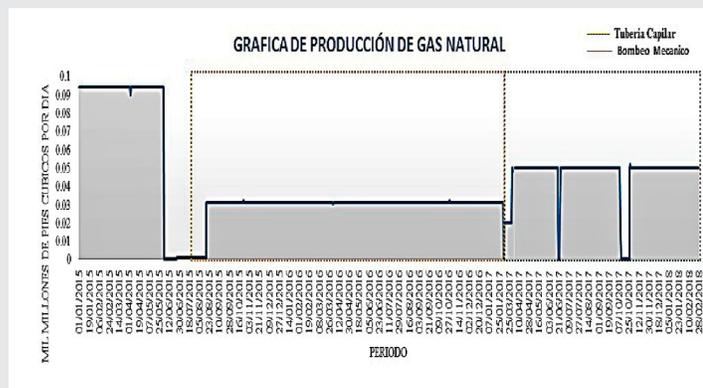


Figura 8. Gráfica de producción de gas del pozo (Elaboración propia)

En el tema de crudo, Figura 9, se aprecia que antes del cierre de pozo por alto % de agua, existe una tendencia con incrementos en la extracción del aceite. Posterior al cierre y en el que se instala la TC.

Existen periodos en los que la producción presenta caídas y crecimientos, siendo a partir de mayo del 2016 la fecha que se presenta el mayor rendimiento y a partir de septiembre del 2016, una clara declinación de la producción al punto del retiro de TC.

Posterior a la instalación del sistema de BM se aprecia que la extracción de aceite difícilmente regresa a sus condiciones anteriores, la producción se muestra más estable.

También se logra apreciar que después de la intervención por reparación menor, el pozo ligeramente regresa a sus condiciones anteriores

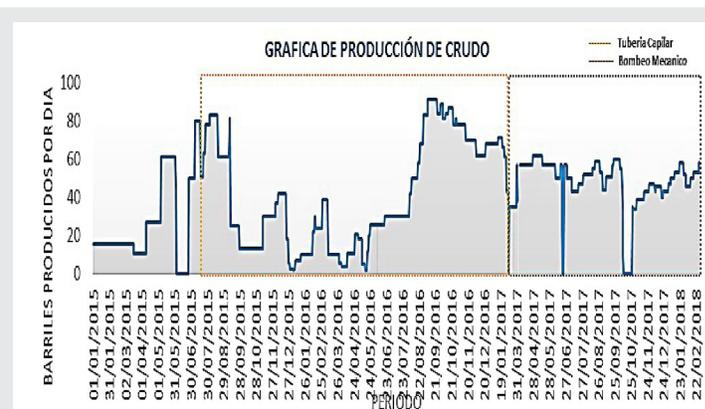


Figura 9. Gráfica de producción del pozo (Elaboración propia).

Para el caso de extracción de agua Figura 10, se muestra en inicio del periodo del diagnóstico la presencia alta de aportación de agua, siendo mayor la producción de esta que la del crudo. Motivo que lleva al pozo a su cierre. Posteriormente en el periodo en el que estuvo operando la TC, la presencia de agua disminuye notablemente.

Existe crecimiento en el mes de diciembre 2015 mantiene una recuperación constante hasta el mes de octubre del 2016 que presenta nuevamente crecimiento en la extracción de agua.

Después de la instalación del sistema de BM, se observa que la recuperación de agua disminuye nuevamente y esta se mantiene igual de baja hasta el mes de agosto-septiembre 2017.

Posterior a la intervención por reparación menor la recuperación de agua presenta incrementos y manteniendo esa tendencia.

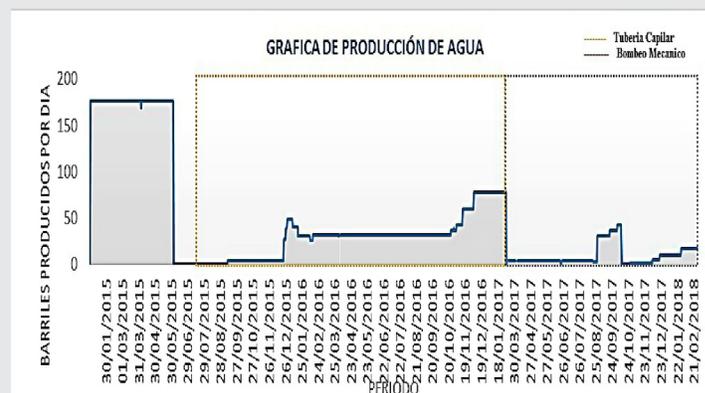


Figura 10. Gráfica de producción de agua del pozo (Elaboración propia)

Resultados de los trabajos
En manera de resumen Tabla 2 y 3 se concentra la producción acumulada en gas, crudo y agua en el periodo que operaran las tecnologías de TC y BM respectivamente.

Tabla 2. Producción acumulada durante el periodo que opera la tubería capilar (Elaboración propia).

TUBERIA CAPILAR			
Días operando	PRODUCCIÓN ACUMULADA		
	Gas (MMPC)	Crudo (BP)	Agua (BP)
577	16.598	24,380	16,784

Tabla 3. Producción acumulada durante el periodo que opera Bombeo Mecánico (Elaboración propia).

TUBERIA CAPILAR			
Días operando	PRODUCCIÓN ACUMULADA		
	Gas (MMPC)	Crudo (BP)	Agua (BP)
577	16.598	24,380	16,784

Consideraciones Financieras

En este apartado, se muestran los gastos por la intervención a pozo, ambas aplicaciones son bajo contrato por lo que los gastos por operación ya están incluidos en el convenio, quedando un precio fijo establecido.

En el caso de la Tecnología TC, se contemplan los factores que intervienen, siendo 5 conceptos (Instalación de TC, Retiro de TC, Suministro de Mejorador de Flujo, Renta del Equipo de Inyección y Mantenimiento Preventivo) mismos que se muestran en la Tabla 4.

El costo por la intervención se establece en el precio unitario por Moneda Nacional (M.N.) y Dólar (U.S.D.) y se multiplica por el volumen acumulado en el periodo que opero el sistema y se ve reflejado en el importe acumulado.

Tabla 4. Análisis de costos por el servicio de TC y suministro de Mejorador de Flujo (Elaboración propia).

INYECCIÓN DE MEJORADOR DE FLUJO A TRAVEZ DE TUBERIA CAPILAR						
CONCEPTO	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO		VOLUMEN ACUMULADO	IMPORTE ACUMULADO	
		M.N.	U.S.D.		M.N.	U.S.D.
SUMINISTRO DE TC	METRO	\$ 15.68	\$4.63	2820	\$ 44,217.60	\$ 13,056.60
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	SERVICIO	\$ 9,355.39	\$250.40	1	\$ 9,355.39	\$ 250.40
RETIRO DE TC	SERVICIO	\$ 6,844.43	-	1	\$ 6,844.43	-
EQUIPO SUPERFICIAL DE INYECCION	EQUIPO/ DIA	\$ 141.57	-	577	\$ 81,685.89	-
MEJORADOR DE FLUJO	LITRO	\$ 0.48	\$ 2.94	75168	\$ 36,080.64	\$220,993.92
				TOTAL	\$178,183.95	\$234,300.92

Dando como resultado un total de \$178,183.95 M.N. mas \$234,300.92 U.S.D

Para el tema de gastos por el servicio de intervención a pozo con Bombeo Mecánico queda establecido en renta Equipo/día y se resume en la Tabla 5.

Tabla 5. Análisis de costos por el servicio de TC y suministro de Mejorador de Flujo (Elaboración propia)

BOMBEO MECANICO				
CONCEPTO	UNIDAD DE MEDIDA	PRECIO UNITARIO		IMPORTE ACUMULADO
		U.S.D.	U.S.D.	
OPERACIÓN CON BOMBEO MECANICO	EQUIPO/ DIA	\$ 568.00		\$ 189,144.00

Dando como resultado un gasto total \$189,144.00 U.S.D.

RESULTADOS

Construcción FODA

Se toman en consideración los factores relevantes de operación como lo son la tecnología, aportaciones e impacto a la producción y los costos de operación, de igual manera subdividida en gas, crudo y agua.

El análisis FODA por la operación con TC se observa en la Figura 11 mostrando los resultados de estrategias: FO, DO, FA, DA en los recuadros centrales.

Figura 11. Análisis FODA por la operación con Tubería Capilar a pozo (Elaboración Propia)

ANALISIS FODA DE LA OPERACIÓN CON TUBERIA CAPILAR	FORTALEZA (F)						DEBILIDADES (D)						
	LOGISTICA / TECNOLOGIA			IMPACTO EN LA PRODUCCION			LOGISTICA / TECNOLOGIA			COSTOS DE OPERACIÓN			
	GAS	CRUDO	AGUA	GAS	CRUDO	AGUA	GAS	CRUDO	AGUA	GAS	CRUDO	AGUA	
	F-1	F-2	F-3	F-4	F-5	F-6	D-1	D-2	D-3	D-4	D-5	D-6	
OPORTUNIDADES (O)	GAS	ESTRATEGIAS F-O Usar fortalezas para aprovechar las oportunidades						ESTRATEGIAS D-O Superar las debilidades aprovechando las oportunidades					
	CRUDO	F-O (1)						D-O (1) D-O (2) D-O (3) D-O (4)					
	AGUA	F-O (2)											
	GAS	F-O (3)											
	CRUDO	F-O (4)											
	AGUA	F-O (5)											
AMENAZAS (A)	GAS	ESTRATEGIAS F-A Usar las fortalezas para evitar las amenazas.						ESTRATEGIAS D-A Reducir las debilidades y evitar las amenazas.					
	CRUDO	F-A (1)						F-A (1) F-A (2) F-A (3)					
	AGUA	F-A (2)											
	GAS	F-A (3)											
	CRUDO												
	AGUA												

Figura 11. Análisis FODA por la operación con Tubería Capilar del pozo Perdiz 511 (Elaboración Propia)

Tabla 6. Lista de fortalezas (Elaboración propia).

FORTALEZAS	
F-1	Apta para pozos que presentan ángulo de curvatura y con capacidad para el aligeramiento de columna hidrostática.
F-2	Tratamiento del aceite desde fondo de pozo con productos químicos.
F-3	No se presentan fortalezas para disminuir la invasión de agua.
F-4	Ideal para tratar los hidratos de gas
F-5	Material apto para soportar altas temperaturas y evitar corrosión
F-6	No se presentan fortalezas para disminuir la invasión de agua

Tabla 7. Lista de oportunidades (Elaboración propia).

OPORTUNIDADES	
O-1	La tecnología de TC permite un incremento en la producción y la mantiene constante.
O-2	Se disminuye la viscosidad del aceite y en el tiempo presenta incrementos y decrementos de la producción.
O-3	No se presentan oportunidades para disminuir la invasión de agua.
O-4	Aportación promedio = producción acumulada/días operando: $16.598 / 577 = 0.028$ MMPCD
O-5	Aportación promedio = producción acumulada/días operando: $24,380 / 577 = 42.25$ BPD
O-6	Aportación promedio = producción acumulada/días Operando: $16,789 / 577 = 29.08$ BPD

Tabla 8. Lista de debilidades (Elaboración propia).

DEBILIDADES	
D-1	No se presentan debilidades de la tecnología de TC para la recuperación de gas.
D-2	La TC no apta cuando la cantidad de agua es mayor a la del aceite.
D-3	La TC no es apta para pozos con trabajos simultáneos
D-4	La fuente de energía para el suministro de productos químico, es el gas propio del pozo.
D-5	La tecnología TC no es apta para pozos que presenten condensados de gas, alta salinidad y areniscas.
D-6	Aumenta la aportación de agua y aumento en la columna hidrostática.

Tabla 9. Lista de amenazas (Elaboración propia).

AMENAZAS	
A-1	No se presentan debilidades de la tecnología de TC para la recuperación de Gas.
A-2	La tecnología TC puede quedar atorada en pozos con crudo demasiado pesado.
A-3	El Mejorador de Flujo al ser de base agua, aumenta la producción de agua y puede presentar carga de líquidos en la TP.
A-4	Costo promedio = Importe Acumulado/Días Operando: \$178,183.95 / 577 = \$308.81 M.N. por día \$234,300.92 / 577 = \$406.07 U.S.D por día

Tabla 10. Estrategia F-O (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS F-O	
F-O (1)	Es una solución a pozos maduros de hidrocarburo para alargar su vida operativa.
F-O (2)	Su aplicación minimiza riesgos de daño a pozo y evita entrustamiento en la TC.
F-O (3)	Amortización rápida de la inversión inicial.
F-O (4)	La operación promedio insume entre 3 y 5 horas.
F-O (5)	El daño a la TC es mínimo y le confieren al mismo una vida útil de 5 años o soporte hasta 80 operaciones.
F-O (6)	Soporta altas temperaturas, la corrosión, y por su flexibilidad se llega a fondo de pozo.
F-O (7)	Requiere sólo un equipo y dos operadores calificados.

Tabla 11. Estrategia D-O (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS D-O	
D-O (1)	Cuando se presenten abundancias de líquidos, realizar trabajos simultáneos que ayuden a minimizar la columna hidrostática.
D-O (2)	Para evitar el uso de gas natural para alimentar los equipos, se puede usar celdas fotovoltaicas y aprovechar la energía del sol.
D-O (3)	Pozos que presentan alta salinidad y presencia de areniscas, se puede usar otros productos para atacar este problema en conjunto con el mejorador de flujo.
D-O (4)	Suspender inyección cuando se presente carga en la columna hidrostática.

Tabla 12. Estrategia F-A (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS F-A	
F-A (1)	Cuando se presenten pozos con crudo súper pesado, Realizar la bajada de TC con desincrustante para llegar a fondo de pozo. Después comenzar la aplicación de mejorador de flujo.
F-A (2)	Trabajos simultáneos para minimizar la columna hidrostática. (Trabajo con estranguladores).
F-A (3)	La alta concentración de producto químico, presenta cargos altos en cuestión financiera, por lo que la aplicación con la concentración mínima y suspensión de inyección puede ser una opción para minimizar los costos.

Tabla 13. Estrategia D-A (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS D-A	
D-A (1)	Combinar la tecnología TC con otros trabajos a fin de reducir la carga de líquidos (Trabajo con estranguladores).
D-A (2)	En pozos con crudo súper pesado. Iniciar con alta concentración de producto para llegar a fondo, disminuir la viscosidad, posteriormente ir disminuyendo la dosificación para evitar altos costos de operación.
D-A (3)	Pozos que presentan alta salinidad y presencia de areniscas proponer otra tipo de intervención u otra aplicación de productos.

Los valores del análisis FODA Tablas: 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 13 se interpretan en los recuadros siguientes:

ANALISIS FODA DE LA OPERACIÓN CON BOMBEO MECANICO	FORTALEZA (F)						DEBILIDADES (D)							
	LOGISTICA / TECNOLOGIA			IMPACTO EN LA PRODUCCION			LOGISTICA / TECNOLOGIA			COSTOS DE OPERACION				
	GAS	CRUDO	AGUA	GAS	CRUDO	AGUA	GAS	CRUDO	AGUA	GAS	CRUDO	AGUA		
	F-1	F-2	F-3	F-4	F-5	F-6	D-1	D-2	D-3	D-4	D-5	D-6		
OPORTUNIDADES (O)	GAS	O-1	ESTRATEGIAS F-O Usar Fortalezas para aprovechar las oportunidades						ESTRATEGIAS D-O Superar las debilidades aprovechando las oportunidades					
	CRUDO	O-2	F-O (1) F-O (2) F-O (3) F-O (4) F-O (5) F-O (6) F-O (7)						D-O (1) D-O (2) D-O (3)					
	AGUA	O-3												
	GAS	O-4												
	CRUDO	O-5												
	AGUA	O-6												
	AMENAZAS (A)	GAS	A-1	ESTRATEGIAS F-A Usar las fortalezas para evitar las amenazas.						ESTRATEGIAS D-A Reducir las debilidades y evitar las amenazas.				
CRUDO		A-2	F-A (1) F-A (2) F-A (3) F-A (4)						F-A (1) F-A (2) F-A (3)					
AGUA		A-3												
GAS		A-4												
CRUDO														
AGUA														

Figura 12. Análisis FODA por la operación con Bombeo Mecánico del pozo Perdiz 511 (Elaboración Propia)

Tabla 14. Lista de fortalezas (Elaboración propia).

FORTALEZAS	
F-1	Resultados desde el comienzo de la intervención.
F-2	Adaptable en pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
F-3	Efectivo para el tratamiento de invasión de agua.
F-4	Genero incrementos en la producción en comparación con la tecnología TC
F-5	Ideal para el tratamiento del aceite incrustaciones del pozo.
F-6	Ideal para disminuir la carga Hidrostática.

Tabla 15. Lista de Oportunidades (Elaboración propia).

OPORTUNIDADES	
O-1	Incrementa la producción de gas y mantiene constante su aportación.
O-2	Incrementa la producción de aceite considerablemente.
O-3	Reduce favorablemente la carga hidrostática.
O-4	Aportación promedio = producción acumulada/días operando: 16.041 / 333 = 0.048 MMPCD
O-5	Aportación promedio = producción acumulada/días operando: 16,579/ 333 = 49.78 BPD
O-6	Aportación promedio = producción acumulada/días operando: 3,149/ 333 = 9.45 BPD

Tabla 16. Lista de Debilidades (Elaboración propia).

DEBILIDADES	
D-1	No apto a pozos muy profundos.
D-2	No apto para trabajos simultáneos (Ecómetros, embolo viajero, RPTFP)
D-3	No presenta debilidades con pozos con carga de líquidos.
D-4	La fuente de energía demanda combustible para hacer funcionar los motores.
D-5	No apto a pozos con baja producción. Pues el costo sobrepasa a lo que se produce.
D-6	No presenta debilidades, pues la columna de líquidos disminuye favorablemente.

Tabla 17. Lista de Amenazas (Elaboración propia).

AMENAZAS	
A-1	No apto para pozos con demasiada carga de gas.
A-2	La tecnología BM no es apta para pozos demasiado desviados.
A-3	No se presentan amenazas en el pozo por la presencia de líquidos.
A-4	Costo promedio = importe acumulado/días operando: 189,144.00 / 333 = \$568.00 U.S.D por día

Tabla 18. Estrategias F-O (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS F-O	
F-O (1)	Es una solución a pozos con incrustaciones.
F-O (2)	La recuperación del aceite crece considerablemente.
F-O (3)	Amortización rápida de la inversión inicial.
F-O (4)	El diseño es simple y la operación requiere poca atención de operadores.
F-O (5)	Favorece a la eliminación de agua por carga hidrostática.
F-O (6)	Soporta altas temperaturas y a la corrosión.
F-O (7)	Aumenta la recuperación de gas.

Tabla 19. Estrategias D-O (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS D-O	
D-O (1)	Aprovechar trabajar el pozo con ajustes de estranguladores.
D-O (2)	El crecimiento de la producción favorece al impacto económico del pozo.
D-O (3)	Pozos que presentan alta salinidad y presencia de areniscas pueden ser atacados con el sistema de Bombeo Mecánico.

Tabla 20. Estrategias F-A (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS F-A	
F-A (1)	Ayuda al pozo para evitar taponamientos.
F-A (2)	Se pueden realizar trabajos simultáneos para minimizar la columna hidrostática. (Trabajo con estranguladores).
F-A (3)	Al aumentar la producción se ve reflejado el costo beneficio por la intervención a pozo.
F-A (4)	Se pueden atacar pozos que presenten carga de líquidos que estén por encima del ángulo de desviación de la tubería de producción

Tabla 21. Estrategias D-A (Elaboración propia).

ESTRATEGIAS D-A	
D-A (1)	Combinar la tecnología BM con otros trabajos (Trabajo con estranguladores).
D-A (2)	Descartar su aplicación a pozos bastante profundos (Mayores a los 2,400 mts de profundidad).
D-A (3)	Usar el gas natural del pozo para alimentar la fuente de energía del sistema de BM.

CONCLUSIONES

El diagnóstico con la herramienta FODA, permite aclarar la situación del pozo después de ser intervenido por los sistemas de BM y TC.

Con las estrategias FO, DO, FA, DA. Se permitió tener un mejor panorama de las operaciones y facilita a la toma de decisiones.

En el análisis de la producción se observa que la producción de gas y crudo aumento en menor tiempo con el sistema de BM en comparación con el sistema de TC.

La invasión de agua en los pozos es un problema que se presenta en la rama petrolera, con este análisis se observa que con el sistema de BM disminuye esta problemática en comparación con el sistema de TC.

El análisis demostró que en el pozo el costo al día por BM es \$568.00 U.S.D. y el costo promedio al día por Tubería Capilar es de \$406.07 U.S.D. más \$308.81 M.N.

Se determina que el gasto por operación por BM es menor en un 22.38% aprox. En comparación con los gastos por TC.

La aportación promedio de gas al día con BM es 0.048 MMPCD, mientras que la aportación promedio al día por TC es de 0.029 MMPCD.

La aportación promedio de crudo al día con BM es 49.79 BPD, mientras que la aportación promedio al día por TC es de 42.25 BPD.

La aportación promedio de agua al día con BM es 9.46 BPD, mientras que la aportación promedio al día por TC es de 29.09 BPD.

Se recomienda continuar con el sistema de BM pues es de menor inversión y con mejores resultados de explotación de hidrocarburos.

Se recomienda aplicar el mismo método de diagnóstico a los pozos restantes incluso si no cuentan con la aplicación de los sistemas de BM y TC.

Con los resultados obtenidos del diagnóstico FODA al pozo de hidrocarburos descrito, se define que el sistema de BM es más viable en comparación con la TC.

BIBLIOGRAFÍA

[1] G. A. O. Gallardo, «Análisis DOFA al quehacer ecuménico en Colombia: una aproximación en perspectiva teológica y estratégica,» Universidad

Santo Tomás, Facultad de Teología, pp. 313-346, 2014.

[2] D. Otero y F. L. Gache, «EVOLUCIONES DINÁMICAS EN EL DIAGRAMA FODA,» *Revista Científica "Visión de Futuro"*, 2006.

[3] A. L. Moral, J. M. G. Arrabal y I. L. González, «Nuevas experiencias de evaluación estratégica en los centros educativos. La aplicación de una matriz DAFO en el centro de educación infantil y primaria "mediterráneo" de Córdoba.,» *Estudios sobre educación*, p. https://dadun.unav.edu/bitstream/10171/9825/2/ESE_18_8.pdf, 2010.

[4] A. Chapman, «Análisis DOFA y análisis PEST,» 2004. [En línea]. Available: <http://empresascreciendobien.com/wp/wp-content/uploads/2016/03/Manual-DOFA.pdf>.

[5] A. I. Mariño, F. A. A. Cortés y G. L. A. Ruiz, «Herramienta de software para la enseñanza y entrenamiento en la construcción de la matriz DOFA,» *REVISTA INGENIERÍA E INVESTIGACIÓN*, pp. 159-164, 2008.

[6] R. G. Dyson, «Strategic development and SWOT analysis at the University of Warwick,» *European Journal of Operational Research*, vol. 152, pp. 631-640, 2004.

[7] D. Fred, *Conceptos de administración estratégica*, México: Prentice-Hall Hispanoamericana, 1997.

[8] H. Weihrich, «The TOWS matrix—A tool for situational analysis,» *Long Range Planning*, vol. 15, pp. 54-66, 1982.

[9] A. M. Foschiati y J. A. Alberto, «Análisis e impacto de la expansión urbana sobre,» *Párrafos Geográficos*, vol. 11, nº 1, pp. 26-63, 2012.

[10] E. M. Arriola y C. S. De Gorordo, «Optimización de la producción en Pozos con Crudo Pesado y Extra Pesado Utilizando Mejoradores de Flujo,» *PetroQuiMex*, pp. 26-32, 2016.