



# **Activación de pozos de Hidrocarburos asistidos con sistemas de compresión en localización Coralillos**

## **Activation of Hydrocarbon wells assisted with compression systems in Coralillos location**

Rosalino Del-Ángel-Avilés<sup>1</sup>, Neify-Patricia Robles-Hernández<sup>1</sup>, Betsabé-Nataly Escudero-Díaz<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Tecnológico Nacional de México – ITS de Tantoyuca, Veracruz, México.

---

Recibido: 31-10-2023

Aceptado: 12-12-2023

Autor correspondal: [rosalino.delangel@itsta.edu.mx](mailto:rosalino.delangel@itsta.edu.mx)

## Resumen

Actualmente los pozos que se encuentran en producción en nuestro país corresponden a pozos en declinación, que ya alcanzaron su pico máximo de producción, esto debido a que la presión de yacimiento está debajo de su presión de saturación. Es decir, la presión a la cual fue perforada, con el paso del tiempo disminuye gradualmente hasta hacer difícil que el aceite fluya de manera natural hacia la superficie. Los hidrocarburos que están en el subsuelo están sujetos a fuerzas de compresión, en algunos casos solo basta perforar un pozo hasta el yacimiento para que estos fluyan, y se les llama fluyentes, sin embargo, en el momento en el que los pozos ya no son capaces de hacer llegar los fluidos hacia la superficie es momento para instalar un Sistema Artificial (SAP). Pero en algunos casos no existe gas asociado para la y con la implementación de sistema de **compresión** se logra eliminar carga hidrostática al pozo, generando reinyección de algún tipo de SAPs por lo que se recomienda la motocompresión como método de recuperación. La metodología que se utiliza es mediante operación de inducción mecánica, que consiste en levantar una columna de fluidos (Aceite-agua o agua-aceite) a través del interior de la tubería de producción condiciones de movimiento y producción de fluidos del pozo a la superficie.

**Palabras clave:** compresión, activación de pozos, gas Jack, compresor alternativo integrado

## Abstract

Currently, the wells that are in production in our country correspond to wells in decline, that is, they have already reached their maximum production peak, this is because the reservoir pressure is below its saturation pressure. That is, the pressure at which it was drilled gradually decreases over time until it is difficult for the oil to flow naturally to the surface. The hydrocarbons that are in the subsoil are subject to compression forces, in some cases it is enough to drill a well to the reservoir for them to flow, these wells are called flowing. These wells obey the reservoir pressure, flowing well pressure, wellhead pressure, discharge line pressure, separation battery pressure, however, at the time when the wells are no longer capable to get the fluids to the surface, it is time to install an Artificial System (SAP). The main factors for installing them are lowering bottom pressure, increasing water production, where it is necessary to solve each of these problems. The methodology used is through mechanical induction operation, which consists of lifting a column of fluids (Oil-water or water-oil) through the interior of the production pipe and with the implementation of a compression system, load is eliminated. . hydrostatic flow to the well, generating movement conditions and the production of fluids from the well to the surface.

**Keywords:** compression, well activation, gas jack, integrated reciprocating compressor.

## Introducción

Una de las preocupaciones ambientales del mundo es la liberación del venteo de gas no deseadas a la atmósfera (Zolfaghari, 2017). Y una de las alternativas es el uso de motocompresores en la reinyección de gas por sus características técnicas y económicas.

La necesidad de la reactivación de pozos que se encuentran en campos maduros mediante técnicas de compresión es de gran aporte a los ingresos de la nación y de mantener la producción actual estable. La intención del presente artículo es la de enfocarse en la optimización de pozos que se localizan en el complejo Poza Rica – Altamira, en especial en la macropera Coralillo del campo Coralillo, el cual en algún tiempo de su vida fue fluyente, y por sí mismo desplazaba el aceite a la superficie, sin embargo con el paso del tiempo, disminuyó su presión y en consecuencia la producción de aceite, complicando las operaciones de su extracción, que hablando de su rentabilidad era demasiado baja, con gastos de aceite bajos y un alto costo de operación.

(Velázquez Millán, 2014) La explotación de un pozo fluyente se basa en la Ley de Darcy donde se valora el índice de productividad, evaluando la capacidad del flujo, mecanismo de empuje y la geometría de flujo entre otras variables.

Es por ello que se realiza la intervención de pozos con tecnología como motocompresores que en sí, su finalidad fue la de extraer el petróleo mediante una succión, todo ello con el propósito de aumentar la producción de aceite, y la activación del pozo coralillo pretendiendo darles impulsos de gas al pozo para que los fluidos se desplacen hacia la superficie con el valioso recurso del aceite aumentando su producción.

Un sistema de motocompresión es un sistema de bombeo donde es utilizado gas de la formación, donde se separa, se trata, y se comprime in situ (Pérez Gomez J. A., 2013).

La investigación se hizo en pozos de poca producción, después de realizar un análisis técnico-económico, donde se determina utilizar este sistema artificial de producción, siendo el más adecuado en relación beneficio costo y de la recuperación del costo de la intervención.

Los beneficios que se pretenden obtener son:

- Aumentar la producción del pozo, ya que tenía mucho abatimiento de presión y por ende ya no tenía la suficiente presión para lograr mantener su producción de manera estable.

- Optimizar la vida útil del pozo, mediante la instalación de un motocompresor y lograr extraer el aceite de manera continua, aunque con volúmenes no tan grandes.
- Solución de producción y de problemas que se presentan en el proceso de extracción.
- Aumento de la producción de tres barriles a 60 barriles diarios.

La activación de pozos con poca producción mediante compresores e inyección de gas es relativamente el sistema más económico que se determina en los pozos de la macropera coralillos del activo Poza Rica – Altamira.

### **Materiales y métodos**

La metodología utilizada de este artículo para la recuperación de hidrocarburos en pozos de poca producción es la de implementar motocompresores de gas natural tipo gas Jack.

Para (Nind, 1964) Existen 3 principales trayectorias de flujo dentro de un sistema integral de producción, Flujo de fluidos del yacimiento al pozo, Flujo de fluidos del fondo del pozo a la superficie, Flujo de fluidos Cabeza del pozo a la batería de separación y tanque de almacenamiento.

La función de una motocompresora, es succionar gas natural, comprimirlo, depurarlo y entregarlo a una presión requerida constante para efectuar transporte de líquido y gas, recuperación de vapores y gases de la batería de separación y producción para reinyectarlo en la línea de succión general. En el proceso, se lleva a cabo bajo el un intercambio de energía entre la máquina y el fluido y un cambio en el fluido de densidad y temperatura. Son máquinas de flujo continuo en donde se transforma la energía cinética (velocidad) en Trabajo (presión). (Santos, 2014)



Figura 1 Compresor Jack (fuente Pemex)

Para (Tamado Sitorus, 2018) desde un aspecto económico, y de reactivación de aceite mediante el uso de motocompresores con reinyección de gas de 2015 hasta 2022 en Estados Unidos fueron en reservas brutas de 2.062.917 MMBTU y los ingresos brutos de US \$ 6.026.744, con un costo de operación en un esquema de arrendamiento con opción de compra, fue de US \$ 2.079.696 y el contratista obtuvo ingresos de US \$ 1.386.464 con periodo de recuperación de la inversión en 1,7 años y una tasa interna de retorno de 151,5%.

Para (Kermit, 1984), los criterios de la selección de un sistema artificial de producción de la cuestión técnica, se basa en un estudio de campo para determinar todos los problemas que se presentan como:

- Potencial del pozo (IPR):
- Gasto deseado.
- Presiones de succión permisibles.
- Comportamiento del pozo y yacimientos a futuro.
- Propiedades de los fluidos:
- Densidad del aceite.
- Viscosidad del aceite.
- Temperatura del fondo.
- Estado mecánico:

- Tubería de revestimiento.
- Desviación del pozo.
- Profundidad de colocación.
- Suministro de energía.
- Disponibilidad de red de BN.
- Disponibilidad de la energía eléctrica.

En los aspectos económicos que demuestren los beneficios en la instalación de un motocompresor, se consideró costos de instalación, costos de mantenimiento, costos operacionales como (Rosellon, 2012):

- Capacidad de producción.
- Flexibilidad operativa para los cambios en las condiciones de producción.
- Tiempo de vida útil.
- Disponibilidad de refaccionamiento y servicio.
- Localización geográfica.
- Estadística de fallas comunes y acondicionamiento del sistema.
- Inversión inicial.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Recuperación de la inversión.
- Proyección a futuro y números de pozos destinados al sistema artificial.

### **Procedimiento y descripción de las actividades realizadas en la Aplicación de sistema de motocompresión.**

Dentro del campo Coralillo existen pozos que se encuentra en la etapa final de explotación, produciendo por debajo de la presión de saturación, debido a la reducción de la presión del yacimiento, se ha afectado drásticamente el comportamiento de afluencia de los pozos, siendo necesario implementar un SAP.

Por otra parte, en este campo no existe infraestructura para el transporte de gas y la inyección a pozos, es decir no existe una red de BN, debido a que el pozo se encuentra en una macropera cuyo sistema es el flujo natural, lo que implementarle dicha red incrementa significativamente los costos de extracción.

(Guerra Abad J., 2014) asegura que en el activo burgos son cerca de 3,122 pozos en producción el cual hay que mantener su producción y este sistema ha obtenido buenas recuperaciones en los campos Nejo donde se ha recuperado gas y condensado.

Por lo que se replica e implementa en los campos del activo Poza Rica-Altamira, donde actualmente siete pozos de uno de los campos Coralillo están fuera de operación debido a la falta de algún SAP por lo que el sistema de motocompresor resulta más factible para su instalación.

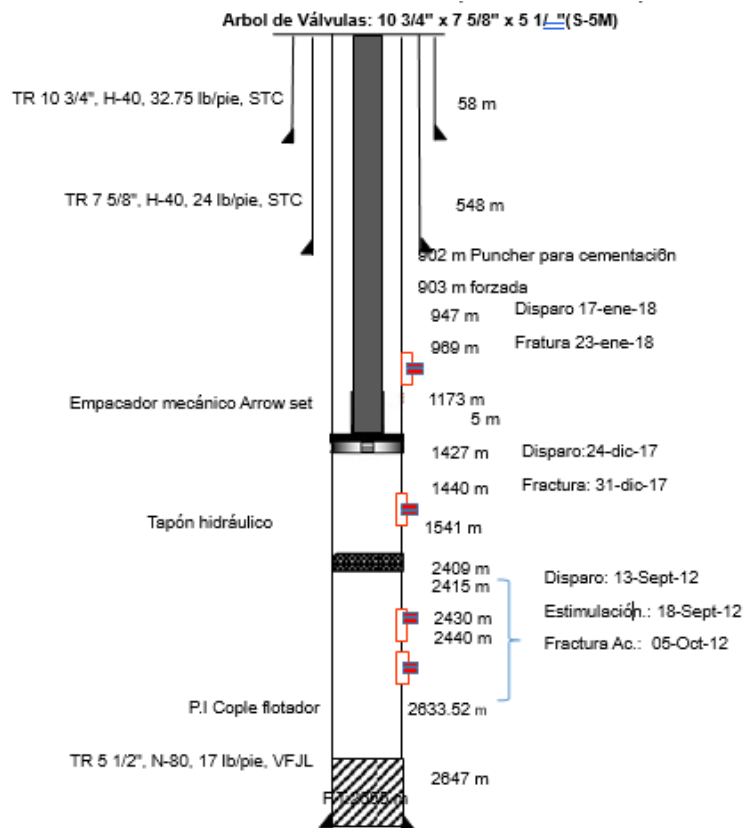


Figura 2 Estado mecánico de un pozo coralillo del campo coralillo (Fuente, Pemex).

Mediante una operación de inducción mecánica, que consiste en levantar una columna de fluidos (Aceite, agua o agua - aceite) a través del interior de la tubería de producción, se definen parámetros para definir el potencial del yacimiento, se calculó un bache en la tubería de producción y la estimación de la presión de fondo con las siguientes formulas:

$$V = (3.1416 \cdot d^2 / 4 \cdot 144) \cdot L \cdot Fe$$

$$q = v / t.$$

Obteniendo los resultados de los gastos, la predicción y la presión de la siguiente manera:

Numero de viaje	N (m)	Longitud de bache (m)	Pwh Kg/cm2	Tiempo de recuperación (min)	Volumen de bache(bls)	Gasto (bpd)	Pwf kg/cm2
1	239	411	2-0	30	1.95	46.80	113
2	227	423	2-0	30	2.01	48.24	114
3	265	385	2-0	30	1.83	44.16	110
4	313	387	2-0	30	1.84	44.16	108
Promedio	261	401.5	2-0	30	1.9075	45.84	111.25

Tabla 1 Predicción, presión y gasto. (Fuente compañía Tetra).

### Pruebas de registro ecómetro para el Pozo Coralillo.

Se verifica los niveles tanto estáticos, como dinámicos para determinar a qué profundidad nuestro pozo tiene presión.



Figura 3. Conexión del tanque de nitrógeno para realizar disparos sobre la TP. (Fuente Tetra).

Se hace uso de herramientas como ecómetros y dinamómetros para lograr la mejor toma de decisiones mediante una mayor comprensión e interpretación de información, para optimizar la producción con sistemas de BN como el de motobombas. (Martínez, 2016)

Se realizan disparos por la tubería de revestimiento y en el espacio anular, dos pruebas esenciales para la obtención para determinar nivel estático y dinámico del pozo



Figura 4. Disparos en la TR.

Se determina nivel dinámico a los 2020.2m lo cual asegura la operación de instalación del sistema de activación del pozo mediante motocompresor.

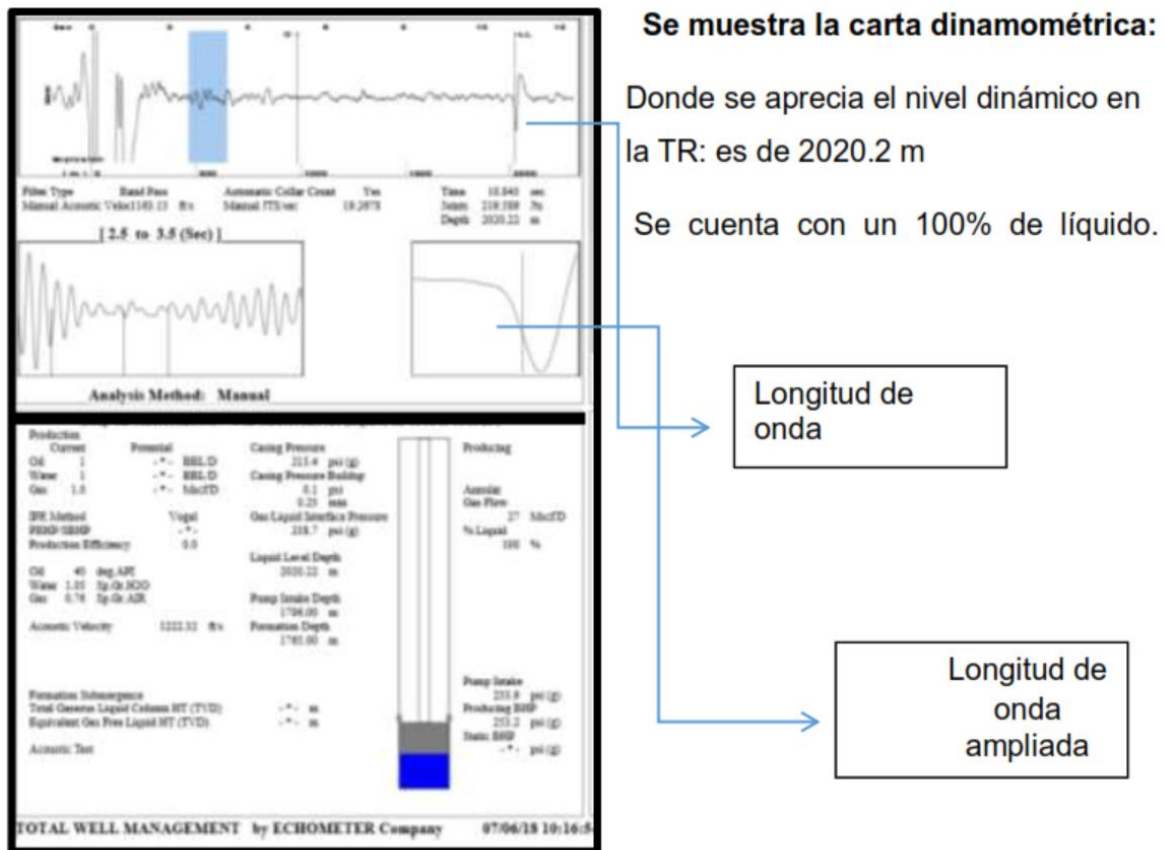


Figura 5 Resultado del registro ecómetro del Pozo Coralillo, (fuente Propia)

La implementación de la herramienta del ecómetro es esencial para determinar el nivel dinámico, en caso de que la herramienta de un resultado nulo en el nivel dinámico se debe replantear instalar algún tipo de SAP, ya que económicamente puede ser no factible.

### Resultados y discusiones.

Dentro de la macropera coralillo, se encuentra el pozo a intervenir, donde los estudios de los registros del ecómetro, junto con la evaluación técnico-económico, se toma la decisión de la instalación del sistema de motocompresor, siendo el SAP, más rentable y efectivo para la localización.



Figura 6 Macropera en estudio, (Fuente propia).

Al ser el pozo fluyente se prepara para incrementar la producción, instalando el motocompresor Jack Gas Lift y la presa metálica de medición, para el almacenaje del hidrocarburo.



Figura 7 Motocompresor Gas Jack Lift (propiedad compañía de outsourcing).

La función del motocompresor es de recibir el hidrocarburo en la superficie, una vez dentro del motocompresor el hidrocarburo entra al separador vertical del motocompresor. Mediante éste proceso el hidrocarburo es enviado a la presa metálica y el gas recuperado se suministra al motor de combustión interna para su funcionamiento y el excedente se manda a las baterías de separación instaladas en las macroperas cercanas del activo coralillo.



Figura 8 Presa metálica de medición para almacenado de hidrocarburo (Fuente propia, propiedad compañía outsourcing).



Figura 9 Descarga de hidrocarburo en la presa de medición 30 m<sup>3</sup> (Fuente propia).

El hidrocarburo en la presa de medición es llevado a las estaciones de separación mediante pipas para realizar el correcto proceso de separación por etapas, obteniendo los resultados esperados al aplicar éste método de reactivación de pozos en el campo coralillo. Un esquema del sistema aplicado en el pozo se muestra en la figura 10 donde se ve el equipo superficial del SAP de motobomba de gas Jack Lift.

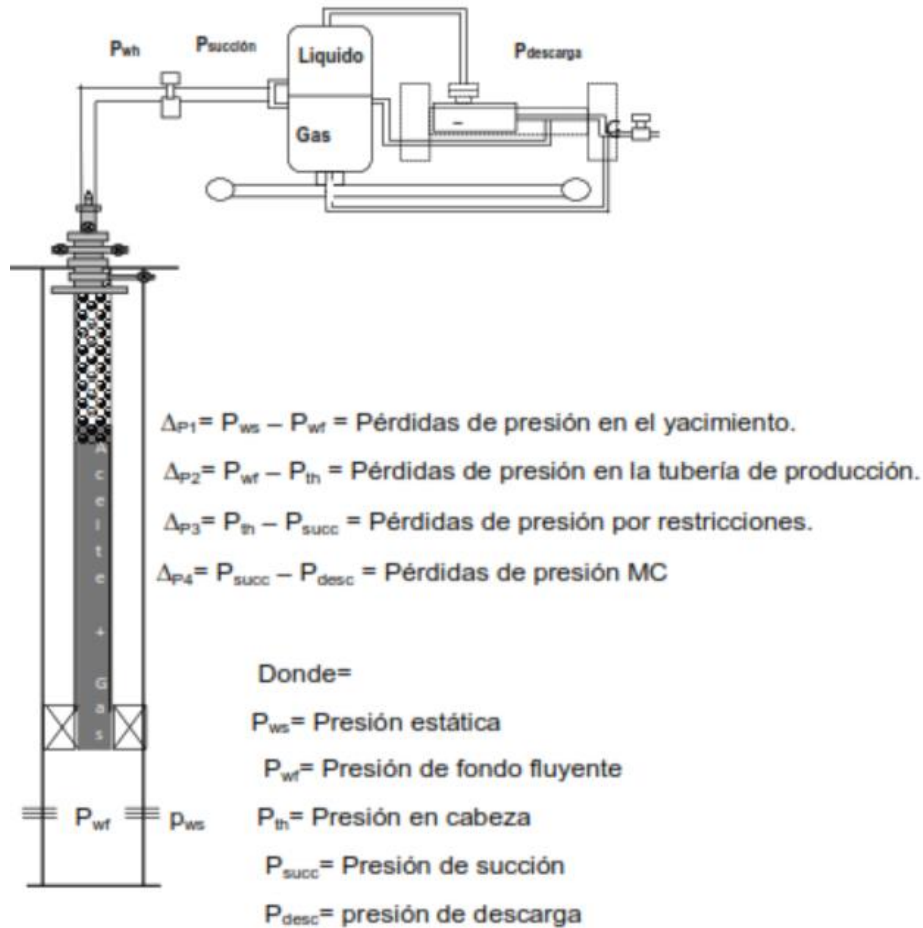


Figura 10 Sistema de motocompresor como equipo superficial y pérdidas de presión del pozo.

**Conclusiones.**

La implementación del sistema de compresión logró ayudar a la carga hidrostática del pozo, el cual se generaron resultados positivos, donde se generó mejores condiciones de niveles dinámicos en la producción de hidrocarburos. Se realizaron pruebas de presión mediante sistema nodal. La producción de hidrocarburos después de la aplicación del sistema de motocompresor de gas Jack Lift fue de 60 STB y una efectividad cerca del 80% recuperando la inversión en un tiempo razonable.

## Referencias Bibliografía

- Banzer, S. C. (1996). *Correlaciones numéricas PVT*. Zulia: Instituto de Investigaciones Petroleras, Universidad del Zulia.
- Beggs, H. D. (Second edition 2003). *Production optimization using nodal TM Analysis*. Tulsa Oklahoma: OGCI, Inc., Petroskills, LLC.
- Guerra Abad J., T. M. (2014). Bombeo neumático, una ventana tecnológica para incrementar la producción. *Bibliografía Latinoamericana.*, 617-633.
- INTEQ, B. H. (1995). *Drilling Engineering Workbook*. Houston TX.: Baker Hughes INTEQ.
- James, W. A. (1984). *Petroleum Reservoir Engineering*.
- Kermit, E. B. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 4: Production Optimization of Oil and Gas Wells by Nodal Systems Analysis*. EEUU: PennWell Books .
- Martínez, H. R. (2016). Metodología de operación y mantenimiento (O&M) de pozos, para optimizar la explotación de campos maduros. *BiBlat UNAM VOL. 56 No. 4, ISSN 0185-3899*, 209-221.
- Nind. (1964). *Principles of Oil Well Production by T. E. W. Nind*. Wallingford, United Kingdom: Published by McGraw-Hill.
- Pérez Gomez J. A., R. R. (2013). *Metodología Para Determinar La Eficiencia del BMN*. México: Tesis UNAM.
- Raya, R. A. (2008). *Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de pozos*. México: BiBlat UNAM.
- Rosellon, J. Z. (2012). El sector de Hidrocarburos en México: Aspectos Económicos Legales y Políticos . *Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), División de Economía*.
- Santos, M. L. (2014). Criterios de diseño Equipo para manejo de fluidos Compresores. *PEMEX*.
- Tamado Sitorus, R. S. (2018). Flare Gas Recovery System Using Integrated Reciprocating Compressor in Gathering Station C. *Journal of Earth Energy Science, Engineering and Technology*, Pages 77-88.

Velázquez Millán, I. (2014). Explotación petrolera en pozos fluyentes y utilizando sistemas artificiales de producción : producción de pozos petroleros. *BiBlat UNAM* .  
doi:<https://hdl.handle.net/20.500.14330/TES01000709688>

Zolfaghari, M. (2017). Technical characterization and economic evaluation of recovery of flare gas in various gas-processing plants. *Editorial Energy*.