

Artículo:

Implementación de un módulo de separación portátil en activos con campos maduros de producción de hidrocarburos

Implementation of a portable separation module in assets with mature hydrocarbon production fields

Rosalino Del-Ángel-Avilés^{1*}, Diana Franco-Clemente¹, Mario Del-Ángel-Cárdenas¹

Revista Interdisciplinaria de
Ingeniería Sustentable y Desarrollo
Social

Recibido: 18 de mayo de 2025
Aceptado: 01 de septiembre de 2025
Publicado: 09 de septiembre de 2025

Publicación continua editada por el
**Tecnológico Nacional de México /
Instituto Tecnológico Superior de
Tantoyuca**

Desv. Lindero Tametate, S/N
Col. La Morita
C.P. 92100
Tantoyuca, Veracruz, México.
Teléfono: 789 8931680, Ext.196.

Correo electrónico:
revistadigital@itsta.edu.mx

Sitio WEB
<https://itsta.edu.mx/revistadigital>

ISSN 2448-8003
Reserva de derechos al uso exclusivo
No. 04-2016-092313253300-203

Editor responsable:
Dr. Horacio Bautista Santos

Copyright: Este artículo es de acceso
abierto distribuido bajo los términos y
condiciones de la licencia Creative
Commons
[https://creativecommons.org/licenses/b
y/4.0/](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

¹ Tecnológico Nacional de México – Instituto Tecnológico Superior de Tantoyuca, Veracruz, México.

* Autor corresponsal: rosalino.delangel@itsta.edu.mx

Resumen: La declinación de la producción en pozos de yacimientos maduros, provocada por la reducción de la presión en el cabezal y el incremento de la presión en la línea de descarga, requiere intervenciones técnicas inmediatas para restablecer la eficiencia operativa. Por lo que se propone la implementación de un Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP) como solución integral en la optimización de la producción de hidrocarburos. Este sistema integra un separador bifásico, un motocompresor, una motobomba de combustión interna alimentada con gas natural, un rectificador de gas y quemadores auxiliares. Los beneficios de instalar directamente en el cabezal de producción, el MSP es la de reducir la presión del sistema de recolección, facilitando el flujo de fluidos desde los pozos y permitiendo una separación eficiente in situ de las fases líquida y gaseosa. Los líquidos recuperados son reinyectados al sistema de producción mediante bombeo, mientras que el gas asociado se comprime y se redirige hacia pozos operados mediante bombeo neumático, estableciendo un circuito cerrado de reutilización energética. Esta estrategia no solo incrementa la tasa de producción de crudo, sino que maximiza la eficiencia del yacimiento al aprovechar integralmente los recursos disponibles, contribuyendo a la sostenibilidad operativa en campos maduros.

Palabras clave: Separación bifásica en el lugar, recolección de presión reducida, reutilización energética integrada, optimización de pozos maduros.

Abstract

Declining production in mature hydrocarbon fields, driven by reduced wellhead pressure and elevated discharge line backpressure necessitates prompt technical interventions to restore operational efficiency. To address this challenge, the implementation of a Self-Sustaining Portable Separation Module (PSM) is proposed as an integrated solution for production optimization. The system incorporates a two-phase separator, a motor-driven compressor, an internal combustion pump powered by produced natural gas, a gas scrubber, and auxiliary flares. Deployed directly at the wellhead, the PSM lowers collection system pressure, enhancing fluid inflow from wells and enabling efficient in situ separation of liquid and gas phases. Separated liquids are reinjected into the production stream via pumping, while associated gas is compressed and redirected to wells operating under gas-lift systems, establishing a closed-loop energy recovery circuit. This approach not only boosts crude oil production rates but also maximizes reservoir efficiency by fully leveraging available resources, thereby supporting operational sustainability in mature fields

Keywords: mature hydrocarbon fields, portable separation module, two phase separation on face, closed-loop gas utilization.

Introducción

La producción en yacimientos maduros enfrenta desafíos crecientes derivados del agotamiento natural de presión, lo que se traduce en caídas de la presión de cabezal y aumento de la contrapresión en las líneas de recolección. Estas condiciones restringen el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia la superficie, limitando la recuperación económica de hidrocarburos (Al-Mutairi & Al-Dhahli, 2023). En el contexto actual, las estrategias convencionales de levantamiento artificial enfrentan limitaciones operativas y energéticas, especialmente en campos con infraestructura dispersa o presión de sistema elevada.

Los estudiantes de la carrera de ingeniería petrolera deben de conocer los términos empleados en cada operación que se desarrolla durante un proyecto desde la exploración hasta la refinación. En ocasiones los estudiantes se enfrentan a dificultades para poder comprender dichos términos, lo cual es un problema para el proceso de aprendizaje de forma práctica” (Escudero-Díaz et al., 2022)

Recientemente, se ha incrementado el interés en sistemas modulares de separación in situ como vía para restablecer gradientes de flujo favorables y optimizar la gestión de fases en la superficie. Zhang et al. (2022) demostraron que la reducción localizada de la presión en el cabezal mediante separación bifásica inmediata puede incrementar la producción de líquidos hasta en un diez por ciento en campos con alta relación gas-líquido, aliviando la carga sobre los sistemas de recolección centralizados.

El Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP) combina en una sola unidad tres funciones esenciales: separación bifásica, bombeo asistido y compresión del gas residual. Su diseño compacto lo hace apto para operar directamente en el cabezal del pozo, lo que evita que los fluidos recorran largas distancias bajo condiciones de alta contrapresión. Esta proximidad al punto de producción no solo corta las pérdidas por fricción, sino que permite ajustar rápidamente la operación ante cambios bruscos en el comportamiento del pozo. Además, el MSP incluye instrumentación especializada —como medidores de flujo multifásico, sensores de corte de agua y sistemas de telemetría— cuyos datos son clave para tomar decisiones oportunas, tal como lo destacan Martínez-López & Singh (2024).

Históricamente, el sector ha recurrido a sistemas de levantamiento artificial (bombeo mecánico, neumático o electrosumergible) o, ha reconfigurado redes de recolección para enfrentar la caída de presión en pozos maduros. Pero estas opciones conllevan costos altos, tiempos de ejecución prolongados y un consumo energético considerable. En campos con producción marginal o en zonas remotas —donde los márgenes económicos son estrechos—, dichas soluciones suelen no ser viables (Zhang et al., 2022). Por eso, en los últimos años han ganado terreno las arquitecturas descentralizadas: en lugar de modificar toda la infraestructura, se actúa justo donde nace el problema: en el cabezal mismo.

La base teórica de este enfoque se sostiene en avances recientes en simulación de flujo multifásico. Por ejemplo, investigadores del Center for Subsurface Modeling (University of Texas at Austin) mostraron que, al separar el gas libre antes de que entre a la línea de recolección, se eleva pérdida de presión entre el yacimiento y la superficie. Esto se traduce en un incremento directo del caudal líquido, sobre todo en pozos con relación gas-aceite (RGA) elevada (Wheeler et al., 2021). Al retirar el gas de la corriente, la mezcla que fluye por la tubería se vuelve menos densa y menos viscosa, lo que reduce drásticamente la caída

de presión por fricción y evita el “estrangulamiento” del pozo —condición que ocurre cuando la contrapresión supera la capacidad de impulso del yacimiento.

En campos maduros, ese gas que antes ayudaba a empujar el crudo hacia la superficie termina volviéndose un obstáculo: su acumulación en la tubería frena, más que impulsa, el flujo. La separación temprana rompe este círculo vicioso. El líquido avanza con mayor facilidad, y el gas en vez de ser un problema se redirige para usos productivos, como el bombeo neumático. Este enfoque también tiene una dimensión ambiental relevante. Smith y Paterson (2024), del Institute for Energy Transition (University of Aberdeen), señalan que los módulos de separación distribuidos reducen de forma directa las emisiones de metano y CO₂, al evitar la quema rutinaria de gas asociado, una práctica aún común en campos con infraestructura limitada. Al reutilizar ese gas como fuente de energía, se alinea la operación con compromisos globales como el Global Methane Pledge y las directrices de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023), que apuestan por eliminar el venteo y la quema no esencial.

Más allá de la separación física, el valor del MSP radica en su capacidad de generar información en tiempo real. Como demuestran Martínez-López y Singh (2024) en el *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, contar con perfiles horarios de producción especialmente en el agua congénita, permite ajustar de forma dinámica las estrategias de levantamiento, lo que disminuye riesgos como la corrosión o las incrustaciones y prolonga la productividad de los pozos. En el MSP, esta información no solo guía la operación diaria, sino que también sirve para medir el impacto real del módulo en términos de barriles recuperados y eficiencia energética.

La viabilidad del concepto ya ha sido probada en campo. Zhang et al. (2022) reportaron un piloto en el Golfo de México donde cinco pozos con presión de cabezal menor a 30 psi recuperaron 120 barriles diarios adicionales tras instalar unidades móviles de separación, con un retorno de inversión en menos de 14 meses.

Desde la perspectiva de la ingeniería de yacimientos, el MSP también influye en la eficiencia del barrido y en el factor de recobro final. Al mantener un diferencial de presión más favorable, se reduce el riesgo de conificación prematura del agua en yacimientos con contacto agua-aceite, y se mejora la movilidad relativa del crudo en la roca. Aun así, su adopción a

gran escala aún enfrenta retos técnicos, logísticos y económicos que requieren más estudios de caso.

Materiales y métodos

En el proyecto implementado la metodología de investigación aplicada es diseño cuasiexperimental de campo, orientada a la validación técnica y operativa de una solución tecnológica en un entorno industrial real. Este enfoque se alinea con las prácticas establecidas en las técnicas en la elevar el IP de hidrocarburos, donde la eficacia de nuevo equipo superficial de recuperación de hidrocarburos se evalúa mediante la comparación de desempeño antes y después de su implementación, bajo condiciones controladas, pero no aleatorizadas (Al-Hussainy & Barrufet, 2022).

Esta metodología ha sido empleada con éxito en estudios recientes sobre optimización de campos maduros, como los reportados por investigadores del centro de modelado de la Universidad de Texas (Wheeler et al., 2021) y del Institute for Energy Transition de la University of Aberdeen (Smith & Paterson, 2024), lo que refuerza su validez y pertinencia para el presente trabajo.

A diferencia de los diseños experimentales clásicos, donde las variables se manipulan en entornos de laboratorio, esta investigación se desarrolló in situ, en los pozos del campo Ogarrío, que se cataloga como maduro, el cual ha tenido problemas en la producción de hidrocarburos de forma natural, hacia la batería de separación debido a la compresión existente. En operación, lo que introduce factores de variabilidad inherentes a los sistemas de producción (p. ej., fluctuaciones geológicas, interferencia entre pozos, cambios en la composición de fluidos). Para mitigar estos sesgos, se adoptó un diseño de medición antes–después con grupo de control no equivalente (Shadish et al., 2002), considerado robusto en contextos industriales donde la aleatorización completa es inviable por limitaciones técnicas, económicas o operativas. Los escenarios generados mediante simulación dinámica de yacimiento y red de superficie evidenciaron que la implementación inicial de unidades modulares de prueba en pozos con presión de flujo reducida produjo mejoras significativas en el desempeño operativo (Zhang et al., 2023). Específicamente, la reducción intencional de la contrapresión en el cabezal permitió la puesta en producción de pozos previamente inactivos por insuficiencia de presión diferencial, mientras que otros exhibieron incrementos

notables en sus tasas de flujo tanto de líquidos como de gas. Este comportamiento confirma que la limitación principal en estos activos no radicaba en la productividad del yacimiento, sino en las restricciones impuestas por el sistema de recolección superficial. Cuatro áreas de oportunidad emergieron del análisis: (1) el costo asociado al despliegue continuo de sistemas de medición en tiempo real en locaciones remotas; (2) la quema rutinaria de gas asociado, derivada de la falta de infraestructura para su aprovechamiento; (3) el potencial no aprovechado para establecer locaciones energéticamente autosuficientes en zonas con alta producción de gas; y (4) la inestabilidad operativa en estaciones de compresión, provocada por fluctuaciones en la composición y tasa del flujo entrante.

Descripción del Sistema y Procesos del Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP)

El Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP) opera mediante una secuencia integrada de procesos superficiales que inician con la recepción de la producción bruta y culminan con la reincorporación de fases al sistema, en un esquema de circuito cerrado. La entrada de fluidos se realiza a través de un cabezal de producción de 12 pulgadas, que distribuye la mezcla bifásica (aceite, agua congénita y gas) hacia cinco separadores bifásicos horizontales, cada uno con dimensiones de 72 pulgadas de diámetro por 10 pies de longitud y una capacidad operativa de 52 barriles. Estos equipos están diseñados para manejar conjuntamente un flujo de hasta 14,000 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas y 5,000 barriles por día a presión en la etapa de los separadores de 250 psi (Figura 1). La instrumentación de cada separador incluye indicadores de presión, controladores de nivel y válvulas de alivio, garantizando una separación eficiente y segura de las fases.



Figura 1. Separadores horizontales in situ en campo de producción Ogarrio.

Uno de los cinco separadores se destina exclusivamente a mediciones continuas, permitiendo el monitoreo 24/7 de la producción individual o grupal de los pozos en la macropera. Los líquidos separados se dirigen a un paquete de bombeo compuesto por tres motobombas de combustión interna (modelo WT13 06 NA), cada una con capacidad de desplazamiento de hasta 2,500 BPD a 3,400 psi. (Figura 2). Estas unidades operan de forma continua y utilizan gas natural como combustible principal, con un consumo estimado de 0.020 MMpcd por equipo, respaldado por sistemas duales de gas LP si se llega a interrumpir el suministro de gas de proceso. El control de operación se realiza mediante tableros electrónicos que monitorean parámetros críticos (presión de succión y descarga, vibración, nivel de aceite) e incluyen funciones de paro automático para proteger la integridad mecánica del sistema. Adicionalmente, se integran medidores de flujo tipo turbina con transmisión en tiempo real de la tasa de inyección.



Figura 2. Motobomba de desplazamiento positivo WT13 06 NA.

El gas separado se canaliza a un paquete de compresión dedicado al bombeo neumático (BN), donde se comprimen entre 7,000 y 10,000 MMpcd hasta una presión de 1,140 psi para su inyección en siete pozos de la macropera. El gas excedente, es decir, el volumen no requerido para el BN, se reintegra a la línea de descarga mediante motocompresores (Figura 3), evitando su quema o venteo atmosférico y cerrando así el ciclo energético del sistema.



Figura 3. Motocompresores utilizados para las líneas de retorno.

En condiciones de contingencia operativa (p. ej., mantenimiento de las motobombas), el sistema cuenta con cuatro tanques tipo frac tank (500 BLS cada uno) conectados mediante bypass, los cuales proporcionan capacidad de almacenamiento temporal para líquidos. Por otro lado, la seguridad operativa se asegura mediante un sistema de desfogue compuesto por válvulas de alivio de presión (PSV) en los separadores, cuyas descargas se canalizan a un quemador con piloto de encendido electrónico, activándose únicamente en eventos de sobrepresión. Finalmente, la metodología de Análisis Seguro de Trabajo (AST) se aplica en el proceso de operación y mantenimiento, con el objetivo de identificar, evaluar y mitigar riesgos presentes a la integridad del personal, medioambientales y la infraestructura.

La puesta en marcha del Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP) no fue solo una instalación mecánica: implicó una secuencia rigurosa de actividades técnicas, coordinadas para asegurar que el sistema operara de forma segura, eficiente y sin interrupciones. Estas acciones se organizaron en cuatro bloques clave:

Durante la operación, se hizo seguimiento constante de presión, temperatura y nivel en puntos estratégicos del tren de separación. Para ello, se usó instrumentación previamente calibrada: sensores infrarrojos fijos para temperatura, manómetros de alta precisión y cintas manuales en los frac tanks. Cada registro se guardó en bitácoras digitales con sello de tiempo, siguiendo

las buenas prácticas de trazabilidad recomendadas para campos maduros (Martínez-López & Singh, 2024).

El muestreo de hidrocarburos, por su parte, se realizó bajo protocolos estrictos de seguridad. Todo el personal usó equipo de protección respiratoria autónoma (ERA), y se monitoreó en tiempo real la presencia de gases inflamables o tóxicos. Esta medida no es protocolaria: en zonas clasificadas como las cercanas a cabezales de producción, los vapores de hidrocarburos representan un riesgo real. Nuestro enfoque sigue las directrices del American Petroleum Institute (API RP 500, 2023), que exigen contención activa y protección personal en estos escenarios, la de verificar alineación de válvulas, la regulación gradual de las presiones en la succión y en la descarga, control de encendido en quemadores de respaldo y una transición segura entre fuentes de combustible.

Los procesos de arranque y paro del MSP se llevaron a cabo en etapas controladas, evitando cambios bruscos que pudieran comprometer la integridad del equipo o el flujo del pozo. El protocolo incluyó:

1. Revisión visual y funcional de la alineación de válvulas,
2. Ajuste progresivo de las presiones de succión y descarga (nada de abrir de golpe),
3. Encendido supervisado del quemador de respaldo, ya sea por sistema electrónico o de forma manual, según la condición,

Estos pasos no son opcionales: en activos con presiones marginales, un arranque mal ejecutado puede causar retrocesos de fluido, daño en sellos o incluso el cierre automático del sistema. Por eso, cada operación fue precedida por una reunión técnica y validada con permisos de trabajo, como parte del Análisis Seguro de Trabajo (AST).

Estas secuencias fueron precedidas por reuniones de seguridad y la emisión de permisos de trabajo, conforme a la metodología de Análisis Seguro de Trabajo (AST), reconocida por su eficacia en la prevención de incidentes en entornos de alto riesgo (Health and Safety Executive [HSE], 2022).

Durante operaciones de contingencia como fallas en el paquete de bombeo, el sistema permite la desviación temporal de líquidos a tanques de almacenamiento (frac tanks), evitando paros no planificados en la macroopera. La capacidad de almacenamiento temporal (2,000 BLS en total) y la reinserción controlada del flujo mediante válvulas de bypass garantizan la continuidad operativa sin comprometer la integridad del yacimiento.

Finalmente, todas las actividades se documentaron en bitácoras operativas con trazabilidad horaria, y los datos generados (tasas de flujo, presiones, cortes de agua) se integraron al sistema SCADA para su análisis posterior. Esta práctica no solo facilita la optimización en tiempo real, sino que también proporciona un registro auditado para la evaluación de desempeño técnico y ambiental, tal como lo recomienda el GHG Protocol para sistemas de gestión de emisiones (WRI, 2022).

Resultados y discusión

Los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (conocidos internacionalmente como Piping and Instrumentation Diagrams o P&ID) constituyen una herramienta fundamental en la ingeniería de procesos, ya que representan de manera estandarizada la disposición física de equipos, líneas de flujo, válvulas, instrumentos de control y sistemas de seguridad asociados a una unidad. En este proyecto, el Diagrama de Tuberías e Instrumentación (P&ID) (Figura 4) no solo describe la disposición física del sistema, sino que constituye la columna vertebral del diseño operativo. En él se integran de forma clara los componentes clave del sistema de reducción de contrapresión: el tren de separación bifásica, el paquete de bombeo, la unidad de compresión de gas y los dispositivos de seguridad asociados. Este documento técnico no se limitó a la fase de ingeniería de detalle; también se utilizó como herramienta práctica para validar las alineaciones reales en campo y para capacitar al personal operativo en procedimientos críticos, como el arranque, el monitoreo continuo y la respuesta a contingencias (International Society of Automation, 2020).

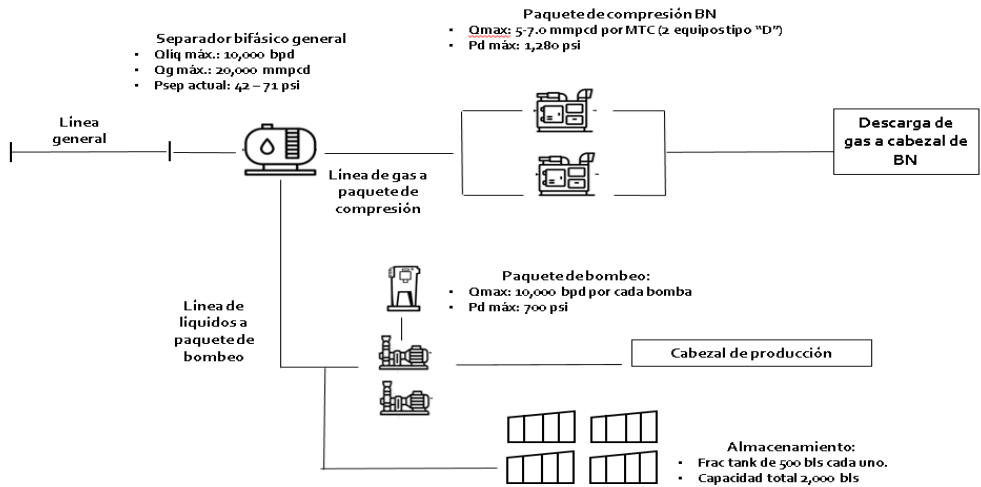


Figura 4. Módulo de separación portátil DTI.

Curvas de declinación

Se presentan posibles producciones para los diez años después del 2020 del campo Bzrp, (POT-II 2024). (Figura 5).

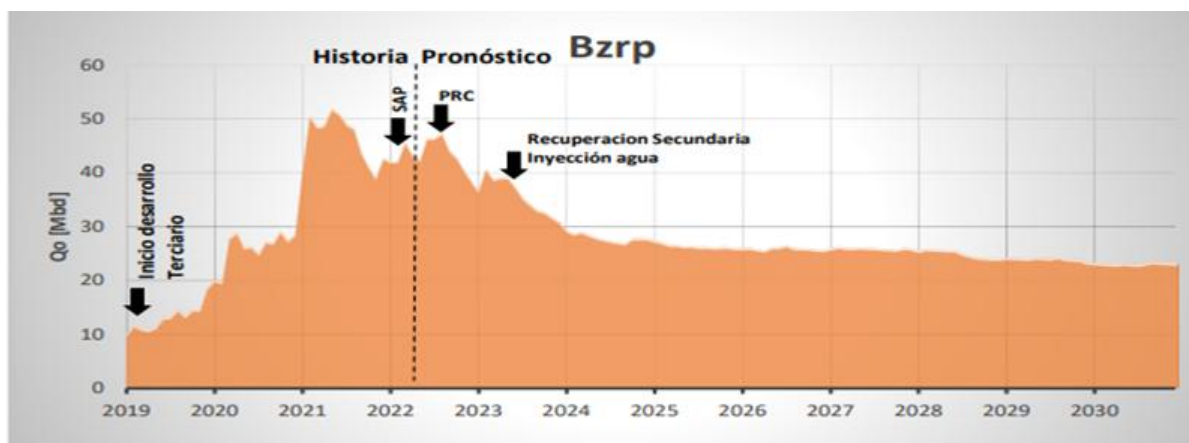


Figura 5. Pronósticos de producción de aceite.

El pronóstico de producción de aceite presenta un pico máximo de producción de 50 MBPD en el año 2024, este incremento de producción se debe principalmente a la conversión de pozos con SAPs y con el sistema PRC como se observa en la tabla 1.

Tabla 1 producción con reducción de contrapresión a condiciones de $15\text{kg}/\text{cm}^2$.

Pozo	Flujo a batería							Flujo hacia la planta							Beneficios			
	Est (pg)	P_{pp} (kg/cm ²)	P_{baj} (kg/cm ²)	Q_b (Bpd)	Q_o (Bpd)	Q_w (Bpd)	Q_g (Bpd)	Est (pg)	P_{pp} (kg/cm ²)	P_{baj} (kg/cm ²)	Q_b (Bpd)	Q_o (Bpd)	Q_w (Bpd)	Q_g (Bpd)	ΔQ_b (Bpd)	ΔQ_o (Bpd)	ΔQ_w (Bpd)	ΔQ_g (MMPCD)
Bzrp-36	1/2	43	35	1108	1052.6	55.4	0.32	3/4	27	15	3042	2890	152.1	0.87	1934	1837.3	96.7	0.55
Bzrp-45	7/8	33	32	2189	2079.55	109.45	0.86	7/8	24	15	3042	3500	184.2	1.48	1495	1420.25	74.75	0.62
Bzrp-51	1/2	40	32	1486	1486	0	0.30	3/4	32	15	3684	3963	0	0.81	2477	2477	0	0.51
Bzrp-54	5/8	34	36	743	705.85	37.15	0.27	5/8	21	15	3963	847.4	44.6	0.54	141.55	149	7.45	0.27
Total				5526	5324	202	1.75				11581	11200	380.9	3.7	6055	5876.1	178.9	1.95

Como respuesta a estos retos, la estrategia propuesta generó múltiples beneficios técnicos y económicos: un aumento en la producción conjunta de hidrocarburos líquidos y gaseosos, resultado directo de la disminución de la presión de descarga; la posibilidad de utilizar el gas producido como fuente de energía para el bombeo neumático, permitiendo la inyección de volúmenes optimizados según la demanda del pozo; una reducción sostenida en los costos operativos, al eliminar la dependencia de combustibles externos y minimizar intervenciones correctivas; y la generación de gas adicional, previamente no medido ni aprovechado, como consecuencia de la estabilización del régimen de flujo en todo el sistema.

Este enfoque refleja una tendencia creciente en la investigación energética: la validación integrada de tecnologías en entornos reales, que va más allá de la mera demostración de viabilidad técnica para incorporar dimensiones operativas, económicas y ambientales (Smith & Paterson, 2024). En particular, la inclusión de la reutilización del gas asociado como vector energético convierte a la metodología en un caso de estudio de economía circular aplicada a la producción de hidrocarburos, en línea con los principios promovidos por la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2023).

Conclusiones

La implementación del Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP) en el estudio, demostró que la reducción controlada de la presión de cabezal constituye una estrategia altamente efectiva para revitalizar pozos en etapa avanzada de declinación. Los datos de campo evidenciaron un incremento promedio del 50 % en la aportación de fluidos de los pozos intervenidos, traducido directamente en un aumento sostenido de la producción de aceite. Este resultado confirma que, en muchos activos maduros, la limitante principal no radica en la productividad del yacimiento, sino en las restricciones impuestas por la infraestructura de recolección superficial, un hallazgo alineado con las observaciones de varios autores, en campos de baja presión del Golfo de México.

Más allá del incremento en la producción de líquidos, el Módulo de Separación Portátil Autosustentable (MSP) introduce un cambio funcional clave: convierte el gas asociado — históricamente quemado o venteado por falta de infraestructura— en un insumo energético dentro del mismo sistema. Al canalizar el gas excedente hacia el sistema de bombeo neumático continuo (BNC), el MSP opera de forma autónoma desde el punto de vista energético, sin requerir diésel, gas LP u otros combustibles externos. Esto no solo reduce costos operativos, sino que evita las emisiones directas de metano y CO₂ asociadas a la quema rutinaria, una práctica aún común en campos maduros.

En este sentido, el MSP trasciende su función productiva y se posiciona como una herramienta de descarbonización operativa, alineada con los enfoques de economía circular en el sector energético. Su diseño modular, sumado a la capacidad de monitoreo en tiempo real (presión, corte de agua, tasas de flujo), permite ajustar dinámicamente la operación para maximizar la recuperación del yacimiento sin sacrificar criterios ambientales. En un

escenario de transición energética, soluciones como esta representan un puente pragmático: extienden la vida útil de activos maduros mientras se reducen las huellas de carbono y metano, contribuyendo a una industria de hidrocarburos más eficiente, adaptable y socialmente responsable.

Referencias bibliográficas

- Al-Hasan, M., Al-Mohannadi, H., & Economides, M. J. (2022). Economic and environmental trade-offs of distributed processing in mature oil fields. *Energy*, 259, 124932. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124932>
- Al-Hussainy, R., & Barrufet, M. A. (2022). Experimental and numerical evaluation of pressure management strategies in depleted reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 218, 110945. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110945>
- Al-Mutairi, S. M., & Al-Dhahli, A. N. (2023). Wellhead pressure management in mature fields: Challenges and emerging solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 221, 111298. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.111298>
- American Petroleum Institute. (2020). *API Recommended Practice 12J: Specification for oil and gas separators* (9th ed.). <https://www.api.org>
- American Petroleum Institute. (2023). *API Recommended Practice 500: Classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as Class I, Division 1 and Division 2* (4th ed.). <https://www.api.org>
- Durlofsky, L. J., & Chen, W. (2024). Data-driven optimization of multiphase separation under transient well conditions. *Transport in Porous Media*, 152(1), 89–112. <https://doi.org/10.1007/s11242-024-01755-0>
- Escudero-Díaz, B., Robles-Hernández, N. P., & Del-Ángel-Avilés, R. (2022). Aplicación educativa móvil para el proceso de enseñanza-aprendizaje en ingeniería petrolera. *Revista Interdisciplinaria De Ingeniería Sustentable Y Desarrollo Social*, 8(1), 264–275. <https://doi.org/10.63728/riisds.v8i1.136>
- Gupta, A., & Lake, L. W. (2023). *Net energy return analysis for modular surface processing units in brownfield developments* (CEER Technical Report No. TR-23-04). Center for Energy and Environmental Resources, University of Texas at Austin. <https://www.ceer.utexas.edu/publications>

- Health and Safety Executive. (2022). Safe systems of work: Managing maintenance and breakdown work in the oil and gas industry (HSG268). <https://www.hse.gov.uk/pubns/books/hsg268.htm>
- International Energy Agency (IEA). (2023). *Methane mitigation in oil and gas operations: Technologies and best practices*. <https://www.iea.org/reports/methane-mitigation-in-oil-and-gas-operations-2023>
- International Organization for Standardization. (2018). ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems — Requirements with guidance for use. <https://www.iso.org>
- Martínez-López, C. A., & Singh, R. (2024). Real-time multiphase monitoring in brownfield operations: A data-driven approach to production optimization. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 122, 104992. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2023.104992>
- Muggeridge, A. H., Shojai Kaveh, N., & Sorbie, K. S. (2025). Sustainable well management through AI-enhanced pressure control in depleted reservoirs. *Journal of Cleaner Production*, 432, 140021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140021>
- Satter, A., Iqbal, M. M., & Johns, R. T. (2023). Low-pressure well intervention strategies using modular surface facilities: Field evidence from Permian Basin brownfields. *SPE Journal*, 28(5), 2105–2120. <https://doi.org/10.2118/214567-PA>
- Shadish, W. R., Cook, T. D., & Campbell, D. T. (2002). *Experimental and quasi-experimental designs for generalized causal inference*. Houghton Mifflin.
- Smith, J. A., & Paterson, L. M. (2024). Distributed surface processing for emission reduction in mature hydrocarbon fields. *Energy Strategy Reviews*, 52, 101187. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101187>
- Wheeler, M. F., Singh, H., & Lee, S. (2021). Multiscale modeling of wellhead separation effects on multiphase flow dynamics in depleted reservoirs. *Computational Geosciences*, 25(4), 1321–1335. <https://doi.org/10.1007/s10596-021-10045-7>
- World Resources Institute (WRI). (2022). *GHG Protocol: Corporate standard for accounting and reporting of greenhouse gas emissions* (2nd ed.). <https://ghgprotocol.org>

Zhang, Y., Wang, H., & Liu, Q. (2022). Field-scale implementation of modular separation units for low-pressure gas–oil wells. *SPE Production & Operations*, 37(4), 789–801. <https://doi.org/10.2118/209745-PA>

Zhang, Y., Wang, H., Liu, Q., & Al-Mohannadi, H. (2023). Field deployment of modular wellhead separation units for revitalizing low-pressure mature wells. *SPE Production & Operations*, 38(2), 345–359. <https://doi.org/10.2118/213456-PA>