



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Oportunidad de
cogeneración de electricidad
en pozos petroleros de gas y
condensado**

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

José Alejandro Aguirre Santiago

DIRECTORA DE TESINA

Ing. Lucero Leslie Marcelino Mejía



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado OPORTUNIDAD DE COGENERACION DE ELECTRICIDAD EN POZOS PETROLEROS DE GAS Y CONDENSADO que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

JOSE ALEJANDRO AGUIRRE SANTIAGO
Número de cuenta: 317036644

Contenido

1. Capítulo 1. Yacimientos de gas y condensado	8
1.1. Comportamientos de yacimientos de gas y condensado	8
1.2. Diagrama de fase	9
1.3. Propiedades de los fluidos	10
1.3.1 Propiedades PVT.....	11
1.3.2 Producción de yacimientos.....	17
1.3.3 Equipos superficiales utilizados para su producción.....	20
1.4. Potencial térmico	25
1.4.1 Capacidad de transferencia de calor de los hidrocarburos producidos	26
1.4.2 Comparativa de yacimientos geotérmicos y yacimientos de gas y condensados	28
2. Capítulo 2. Recuperación de calor en yacimientos de gas y condensado.....	30
2.1. Justificación del aprovechamiento de calor residual	30
2.1.1 Comportamiento termodinámico del sistema gas-condensado...	31
2.1.2 Oportunidades de eficiencia.....	31
2.1.3 Yacimientos sin alto contenido térmico.....	33
2.1.4 Potencial geotérmico en yacimientos de gas.....	34
2.2. Desafíos operativos y de control en la producción	35
2.2.1 Limitaciones en operación continua y control de procesos.	35
2.2.2 Impacto en equipos de superficie.....	35
2.2.3 Pérdida de energía útil y aumento de costos por refrigeración	36
2.3. Solución para inconvenientes por alta temperatura en batería de separación y sistema integral de producción	36
2.3.1 Implementación de intercambiadores de calor en etapas clave del proceso de producción	37
2.4. Impacto ambiental	38
2.4.1 Emisiones y huella de carbono.....	38
2.4.2 Aprovechamiento de energía residual.....	42
2.4.3 Ley mexicana de la geotermia.....	44
2.5. Impacto social	45
2.5.1 Mejora en la percepción de responsabilidad ambiental.....	46
2.5.2 Generación de empleo en áreas de eficiencia energética...	46

2.5.3 Beneficios indirectos para comunidades cercanas.....	47
2.5.4 Transferencia tecnológica y formación técnica en nuevos procesos	47
2.5.5 Justicia ambiental y energética.....	49
3. Capítulo 3. Cogeneración de electricidad	51
3.1. Instalación e infraestructura	51
3.2. Parámetros de diseño	54
3.3. Análisis de riesgos	54
3.4. Análisis de resultados	55
3.4.1 Balance energético.....	55
3.5. Aplicaciones de calor obtenido	60
3.5.1 Usos diversos de la geotermia.....	61
3.6. Análisis económico	65
3.6.1 Rentabilidad.....	65
4. Capítulo 4. Conclusiones	72
5. Referencias	74

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. DIAGRAMA DE FASE PARA GAS Y CONDENSADO	9
FIGURA 2. DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DE PRODUCCIÓN PARA YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO	17
FIGURA 3. SEPARADOR VERTICAL	20
FIGURA 4. SEPARADOR HORIZONTAL.....	20
FIGURA 5. DIAGRAMA GENERAL DE AERO-ENFRIADOR / SOLO-AIRE	23
FIGURA 6. DIAGRAMA GENERAL DE INTERCAMBIADOR DE CALOR DE TUBOS Y CORAZA	23
FIGURA 7. DIAGRAMA DE FLUJO PARA TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA.....	48
FIGURA 8. ESQUEMA CICLO RANKINE ORGÁNICO	52
FIGURA 9. DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPÍA	53
FIGURA 10. ESQUEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA EL CAMPO PETROLERO DE ESTUDIO.	57
FIGURA 11. CAMPANA DE SATURACIÓN REFRIGERANTE R1234YF PARA BATERÍA DE PRODUCCIÓN, ENFRIAMIENTO CON AGUA O AIRE.....	58
FIGURA 12. CAMPANA DE SATURACIÓN DE REFRIGERANTE R152A PARA MACROPERA DE PRODUCCIÓN, ENFRIAMIENTO CON AGUA O AIRE.....	59
FIGURA 13. ESQUEMA PARA USOS EN CASCADA DE ENERGÍA GEOTÉRMICO	62
FIGURA 14. CLIMATIZACIÓN EN INVERNADEROS	63
FIGURA 15. GEOTERMIA EN INDUSTRIA DE LA ACUICULTURA	64
FIGURA 16. DESHIDRATACIÓN DE ALIMENTOS	64
FIGURA 17. PROTOTIPO DE DESALADORA MODULAR GEOTÉRMICA	64
FIGURA 18. GRÁFICA DE COSTOS EN EUROS PARA ORC.....	66
FIGURA 19. FLUJO DE EFECTIVO PARA ORC EN MACROPERA	67
FIGURA 20. FLUJO DE EFECTIVO PARA ORC EN BATERÍA DE SEPARACIÓN.....	69

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. COMPARACIÓN ENTRE LOS DISTINTOS TIPOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS .	11
TABLA 2. RANGOS TÍPICOS DE RELACIÓN GAS-CONDENSADO PARA YACIMIENTOS DE GAS.	13
TABLA 3. RANGOS TÍPICOS DE DENSIDADES DE YACIMIENTOS DE GAS.	15
TABLA 4. DENSIDADES COMUNES DE CONDENSADO	15
TABLA 5. COMPARACIÓN ENTRE AERO-ENFRIADORES E INTERCAMBIADORES DE TUBOS Y CORAZA.	24
TABLA 6. POTENCIALES GEOTÉRMICOS DE YACIMIENTOS DE GAS DE ALTA TEMPERATURA MODIFICADO DE	26
TABLA 7. COMPARATIVA DEL POTENCIAL TÉRMICO.	28
TABLA 8. VENTAJAS, LIMITACIONES Y APLICACIONES DE ORC EN CAMPOS DE GAS Y CONDENSADO	32
TABLA 9. VENTAJAS, LIMITACIONES Y APLICACIONES DE LA GENERACIÓN DE VAPOR EN CAMPOS DE GAS Y CONDENSADO	33
TABLA 10. COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN CONVENCIONAL VS PRODUCCIÓN CON COGENERACIÓN.	40
TABLA 11. ESTRUCTURA DE PERMISOS Y MODALIDADES	45
TABLA 12. POSIBLES RIESGOS EN IMPLEMENTACIÓN DE COGENERACIÓN	54
TABLA 13. CASOS DE ANÁLISIS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA	56
TABLA 14. RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS DIFERENTES CASOS	60
TABLA 15. PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO	61
TABLA 16. ANÁLISIS DE ORC PARA MACROPERA.	67
TABLA 17. ANÁLISIS DE ORC PARA BATERÍA DE SEPARACIÓN.	68
TABLA 18. COSTOS NIVELADOS DE ENERGÍA DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS	70
TABLA 19. INDICADORES ECONÓMICOS DE ORC	71

Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental del aprovechamiento del calor remanente de pozos de gas y condensado de alta temperatura y presión para la cogeneración de electricidad y energía térmica mediante sistemas de recuperación de calor.

Objetivos específicos

- Describir de manera general el comportamiento de yacimientos de gas y condensado de alta presión y temperatura
- Evaluar los beneficios técnicos, económicos y ambientales al implementar un sistema de cogeneración en campos de gas y condensados productores.
- Identificar aplicaciones potenciales del calor residual tras la generación eléctrica (calefacción de instalaciones, procesos industriales, deshidratación de alimentos, entre otros).

Resumen

El planeta enfrenta una crisis climática originada, en gran medida, por las actividades humanas, especialmente por los métodos actuales de generación de energía que dependen del uso de carbón, gas natural y otros hidrocarburos. Nos encontramos en un momento crítico que exige una transformación profunda en los sistemas de producción energética para satisfacer la demanda de manera sostenible y responsable.

La creciente demanda energética, junto con la dependencia de los combustibles fósiles y otras fuentes contaminantes para su generación, ha generado la necesidad de desarrollar soluciones sostenibles que puedan atender este desafío. En este contexto, las energías limpias y renovables se presentan como una alternativa viable y cada vez más respaldada, debido a sus beneficios ambientales, especialmente por no generar emisiones de gases de efecto invernadero, a diferencia de las fuentes convencionales. Además, algunas tecnologías permiten aprovechar infraestructuras existentes, como en el caso de pozos petroleros con temperaturas adecuadas para la generación eléctrica, o mediante la implementación de usos directos de la energía geotérmica. (Zhang L. , 2008).

1. Capítulo 1. Yacimientos de gas y condensado

En este capítulo se analizará el comportamiento de los fluidos en un yacimiento típico de gas y condensado, así como una comparación entre demás tipos de yacimientos para así lograr comprender los beneficios que implica aprovechar este tipo de recurso. Se abordarán temas de producción de los fluidos como los son las variables dinámicas que involucra este proceso, además de las relaciones de producción. Por último, los equipos más importantes que se requieren en el proceso de aprovechamiento térmico.

1.1. Comportamientos de yacimientos de gas y condensado

Los yacimientos de gas y condensado son clasificados de esta manera, ya que presentan una condensación retrógrada isotérmica, es decir, en las condiciones de la presión y la temperatura del yacimiento, el fluido va a presentarse monofásico en estado gaseoso, conforme se baja la presión y la temperatura, el fluido se separa en dos fases: Una fase gaseosa y una fase líquida, y como la temperatura de yacimiento no cambia, se considera un proceso isotérmico. Un yacimiento de gas y condensado tiene este comportamiento debido a su variada composición de hidrocarburos tanto ligeros como pesados, esta riqueza de componentes potencia la cantidad de condensables del gas (Castillo, 2016).

El comportamiento de fases de un yacimiento de gas y condensado va a estar regido por la presión y temperatura del yacimiento, cuando la presión se reduce hasta el punto de rocío (presión donde surge la primera gota de líquido condensado) comenzará a formarse una fase líquida, si la presión continúa disminuyendo, se genera una región donde convive la fase líquida y la fase gaseosa. Cuando hay mayor temperatura, la envolvente de fase se desplaza y se puede mantener el fluido en fase gaseosa a mayores presiones. En resumen, para los yacimientos de gas y condensado, la alta temperatura y la alta presión mantienen el fluido en fase gaseosa, la baja temperatura y baja presión propician la condensación de los componentes pesados de la mezcla de hidrocarburos (Mendez, 1985).

El término “retrógrado” se emplea para describir este comportamiento inusual, en el cual la disminución de presión no produce, como se esperaría convencionalmente, una expansión del gas, sino la formación de una fase líquida. Este comportamiento contrasta con el de los yacimientos de gas seco, donde la reducción de presión o temperatura conlleva una expansión del gas sin formación de líquidos (Janette, 2014).

El diagrama de fase permite analizar el comportamiento termodinámico del sistema durante la reducción de presión y temperatura. De manera general, este proceso puede dividirse en tres etapas: (1) condiciones iniciales de yacimiento, (2) ingreso a la zona de condensación retrógrada al cruzar el punto de rocío, y (3) condiciones de superficie o de separación, representadas en la [figura 1](#) por el punto S.

El análisis del diagrama de fase resulta fundamental para el diseño de estrategias de manejo de yacimientos de gas y condensado, ya que permite establecer las condiciones óptimas de presión y temperatura que maximicen la producción de condensados sin comprometer la eficiencia del proceso de extracción de gas.

1.3. Propiedades de los fluidos

El estudio exhaustivo de las propiedades de los fluidos en estos yacimientos es de importancia crítica para la ingeniería de yacimientos. Este conocimiento permite predecir con precisión el comportamiento del yacimiento a lo largo de su vida productiva, realizar cálculos fiables de las reservas de hidrocarburos, diseñar de manera óptima los equipos de producción y establecer las condiciones de separación más eficientes en superficie.

Un gas condensado es de las combinaciones con más riqueza de los fluidos hidrocarburos, ya que incluye una alta proporción de hidrocarburos livianos, principalmente metano (C_1) e hidrocarburos de cadena corta, así como, una proporción significativa de hidrocarburos de cadena larga o pesados ($>C_7$). La variedad de componentes de los yacimientos de gas y condensado es generada principalmente por las condiciones geológicas del yacimiento y por su historia térmica. En cuanto a sus características generales, los condensados son clasificados como petróleos extremadamente ligeros. Su gravedad API, una medida inversa de la densidad, se encuentra típicamente en el rango de 40 a 60°.

La cantidad de hidrocarburos con tendencia a condensarse se incrementa cuando los porcentajes de componentes pesados aumenta, lo que impacta directamente en la producción de líquidos valiosos (condensados) que tienen un valor económico muy alto en el mercado. De igual manera los componentes pesados tendrán una implicación con el color del líquido producido, ya que los colores tienden a ser más oscuros por la presencia de cadenas pesadas de hidrocarburos, lo que comparar colores entre los fluidos producidos es un método confiable para diferenciar entre otro tipo de

fluidos, por ejemplo, una comparación entre el color amarillo oscuro del aceite volátil contra un amarillo claro de los condensados del gas.

A continuación, en la [tabla 1.](#), se pueden identificar algunas características de los tipos de yacimientos de hidrocarburos, como los son el porcentaje de composición, la relación de producción gas-líquido, la densidad en grados API y el color característico, con los que se puede diferenciar a los distintos fluidos hidrocarburos producidos, por ejemplo, si se trata de yacimientos de aceite o de gas.

Tabla 1. Comparación entre los distintos tipos de yacimientos de hidrocarburos. (Rojas, 2003)

COMPONENTE	GAS SECO	GAS HUMEDO	GAS Y CONDENSADO	ACEITE VOLATIL	ACEITE NEGRO
% C ₁	96.0	90.0	75	60	48.83
% C ₂	2.0	3.0	7.0	8.0	2.75
% C ₃	1.0	2.0	4.5	4.0	1.93
% iC ₄ -nC ₄	0.5	2.0	3.0	4.0	1.60
% iC ₅ -nC ₅	0.5	1.0	2.0	3.0	1.15
% C ₆	–	0.5	2.5	4.0	1.59
% C ₇ ⁺	–	1.5	6.0	17.0	42.15
M _{CT} ⁺	–	115	125	180	225
RGL	–	26000	7000	2000	625
Color del líquido	–	Incoloro, Amarillo Claro	Amarillo claro	Amarillo Oscuro	Negro
° API	–	60	55	50	34.3

1.3.1 Propiedades PVT

Para poder caracterizar el comportamiento de los fluidos en un yacimiento de gas y condensado se necesita entender las propiedades de presión, volumen y temperatura (PVT) pues nos permiten predecir el desempeño a condiciones de yacimiento y de superficie.

El conocimiento detallado de las propiedades PVT es fundamental en la ingeniería de yacimientos, ya que permite realizar balances de materia con mayor precisión, estimar la recuperación de gas y condensado, evaluar la formación de zonas de daño por condensados, diseñar estrategias de recuperación mejorada y modelar el comportamiento del sistema mediante simuladores numéricos.

En los sistemas de gas y condensado, los principales índices de composición son el factor volumétrico de gas (Bg), la Relación gas-condensado (RGC), la densidad y la densidad relativa del líquido medida en grados API bajo condiciones superficiales.

(M. Alonso, 2014). Es importante entender el comportamiento volumétrico de gas y condensado ya que permite realizar predicciones futuras, con forme a esto, a continuación, se definen diversas propiedades volumétricas del fluido.

1.3.1.1 Factor de formación volumétrica B_g

El factor de formación volumétrica del gas (B_g) se define como la relación entre el volumen de gas en las condiciones del yacimiento y el volumen de gas en condiciones estándar. Este factor es utilizado para convertir los volúmenes de gas medidos en superficie a las condiciones del yacimiento. Su formulación puede expresarse mediante la relación de volúmenes molares específicos o densidades molares.

$$B_g = \frac{V_g @ \text{condiciones de yacimiento}}{V_g @ \text{condiciones estandar}} = \frac{Z T}{P} \left(\frac{P @ \text{condiciones estandar}}{T @ \text{condiciones estandar}} \right)$$

Donde:

- Z: Factor de compresibilidad del gas
- T: Temperatura del yacimiento
- P: Presión del yacimiento
- V: Volumen de gas

1.3.1.2 Relación gas condensado (RGC)

La relación gas-condensado (RGC), es un parámetro fundamental en la ingeniería de yacimientos que cuantifica el volumen de gas producido por unidad de volumen de líquido (condensado) medido en condiciones de superficie, comúnmente se expresa en barriles de condensado por millón de pies cúbicos de gas ($\frac{MMscf}{bbl}$). Este indicador es crucial para la clasificación de los yacimientos de hidrocarburos, permitiendo distinguir entre yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado (Ahmed, 2010).

La [Tabla 1](#) es útil para poder diferenciar los yacimientos de aceite o gas, sin embargo, es importante hacer una comparación más profunda entre propios yacimientos de gas, para ello, se utiliza la relación gas-condensado la cual se presenta en la [Tabla 2](#), donde los rangos típicos de (RGC) varían significativamente según el tipo de yacimiento.

Tabla 2. Rangos típicos de Relación Gas-Condensado para yacimientos de gas. (McCain, 1994)

Yacimiento de gas condensado	3,200 – 15,000 $\left[\frac{MMscf}{bbl}\right]$
Yacimientos de gas húmedo	15,000 – 100,000 $\left[\frac{MMscf}{bbl}\right]$
Yacimiento de gas seco	> 100,000 $\left[\frac{MMscf}{bbl}\right]$

Existe una relación directa entre la Relación gas-condensado (RGC) y la riqueza del gas en componentes pesados (especialmente C5+ y C7+). Cuanto mayor sea el contenido de estos hidrocarburos intermedios y pesados, menor será la (RGC), ya que estos componentes se condensan fácilmente en superficie. A su vez, un mayor contenido de fracciones pesadas tiende a generar condensados con menor gravedad API y un color más oscuro. Por otro lado, composiciones ricas en metano (C1) y pobres en C7+ se asocian con gases secos y altas (RGC). Estas tendencias permiten utilizar la composición del fluido como herramienta para la clasificación y caracterización de los yacimientos de gas y condensado (McCain, 1990).

La relación gas-condensado (RGC) no debe considerarse solamente como una medida estática de clasificación, sino como un parámetro dinámico que refleja la evolución de la composición del fluido producido a lo largo del tiempo, especialmente en presencia de condensación retrógrada. Cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de rocío, los componentes más pesados del gas se condensan dentro del medio poroso, formando una fase líquida que puede quedar atrapada debido a su baja movilidad. Como resultado, el gas que fluye hacia la superficie contiene menos fracciones pesadas, lo que se traduce en un aumento de la (RGC) medida en superficie, ya que se produce más gas por unidad de líquido. Este aumento indica que parte del condensado queda retenido en el yacimiento, representando una pérdida económica significativa al no poder recuperar los componentes más valiosos.

1.3.1.3 Densidad y viscosidad del gas y condensado

La densidad y la viscosidad son dos propiedades físicas fundamentales que determinan el comportamiento de los fluidos en los yacimientos de gas y condensado, influyendo directamente en su movilidad y en la eficiencia de la producción. Propiedades cruciales que afecta directamente el flujo de fluidos tanto en el yacimiento como en las instalaciones de producción.

Densidad del gas

La densidad del gas en condiciones de yacimiento depende de la presión, la temperatura y la composición del gas, se puede estimar mediante la ecuación de estado del factor Z como

$$\rho_g = \frac{M_g p}{ZRT'}$$

Podemos utilizar la densidad relativa de un gas γ_g ya que es el parámetro más utilizado durante la práctica.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} = \frac{M_g}{M_{aire}}$$

Considerando la masa molar del aire $M=28.97$ lb/lb-mole:

$$\gamma_g = \frac{M_g}{28.97}$$

Pueden combinarse ambas ecuaciones, resultando en:

$$\rho_g = \frac{nM_{aire}\gamma_g}{\frac{ZnRT'}{P}} = 28.97 \frac{\gamma_g P}{ZRT'}$$

$$\rho_g = \frac{28.97 * \gamma_g * P}{Z * R * T'} \quad [lbm/ft^3]$$

Donde:

- ρ_g : Densidad del gas
- γ_g : Densidad relativa del gas
- Z : Factor de compresibilidad
- R : Constante del gas
- T : Temperatura en grados Rankine

Como se puede apreciar en el desarrollo de la fórmula para obtener la densidad de los gases hidrocarburos, se debe de tomar de referencia la densidad relativa, la cual es la densidad comparada con la del agua. En la [Tabla 3](#), se presentan los rangos típicos de densidad relativa para los distintos tipos de yacimientos de gas.

Tabla 3. Rangos típicos de densidades de yacimientos de gas.
(Nolasco, 1996)

Yacimiento	Densidad Relativa γ_g
<i>Gas y Condensado</i>	0.75 γ_g 0.80
<i>Gas Húmedo</i>	$\gamma_g < 0.75$
<i>Gas Seco</i>	$\gamma_g < 0.75$

Densidad del condensado

Esta propiedad intensiva toma relevancia en el diseño de instalaciones superficiales de producción, incluyendo los recuperadores de calor de los cuales se hablará más adelante en el capítulo de [aeroenfriadores e intercambiadores de calor de tubos y coraza](#). Además, la densidad influye directamente en el valor comercial de los hidrocarburos, ya que aquellos con mayor grado API (asociados a tener densidades más bajas) suelen tener mayor valor comercial debido a su mayor calidad y a que necesitan menos procesos para la refinación.

Tabla 4. Densidades comunes de condensado

<i>Origen</i>	Densidad [gr/cm ³]	Densidad [° API]	Fuente
<i>Rango general de condensado</i>	0.5 - 0.8	45° - 109°	(Speigth, 2020)
<i>Estudios Experimentales</i>	0.74 - 0.86	32° - 59°	(Ph., 2019)
<i>Condensado a 40 ° C</i>	0.771	51.48	(James, 2011)

Para el condensado, los rangos típicos de densidad se expresan comúnmente en grados API o en gramos por centímetro cúbico (g/cm³). Los condensados de gas suelen presentar densidades entre 40 y 60 ° API, lo que equivale a un rango de 0.74 a 0.83 g/cm³. Estudios experimentales han reportado valores de densidad para condensados que oscilan desde 0.74 hasta 0.86 g/cm³. En particular, el 51% de los datos experimentales se concentra entre 0.82 y 0.83 g/cm³. Para yacimientos de gas húmedo, la densidad del condensado puede situarse en un rango de 50 a 65 ° API, estos datos

han sido condensados en la [tabla 4](#). De igual manera, se incluye el valor densidad del condensado a 40° C considerado como referencia por corresponder aproximadamente a la temperatura ambiente en la cual se producirá el fluido ya que servirá de base para el [balance energético](#).

Viscosidad el gas

En general, los gases poseen viscosidades considerablemente menores que los líquidos, debido a las mayores distancias intermoleculares entre sus moléculas. La viscosidad del gas natural en estos sistemas suele ser baja, típicamente entre 0.01 y 0.03 cP a condiciones de yacimiento. Sin embargo, aumenta al incluir componentes pesados. A mayor presión y fracción de C5+, la viscosidad del gas puede incrementarse ligeramente.

Diversos factores influyen en la viscosidad de un gas natural:

- Presión: A cualquier temperatura dada, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de la presión. Esto se debe a la disminución de las distancias intermoleculares, lo que incrementa la frecuencia de las colisiones moleculares.
- Temperatura: El efecto de la temperatura sobre la viscosidad del gas es bifásico. A bajas presiones, la viscosidad del gas aumenta con la temperatura, ya que el incremento de la energía cinética molecular conduce a un mayor número de colisiones. Sin embargo, a altas presiones, la viscosidad del gas disminuye con el aumento de la temperatura debido a la expansión térmica de las moléculas, y el gas tiende a comportarse más como un líquido.
- Peso Molecular: Cuanto más pesado es un gas, mayores son sus moléculas y, por consiguiente, mayor será su viscosidad.

Viscosidad del condensado

La viscosidad del condensado retrógrado es mayor que la del gas, pero mucho menor que la del crudo convencional. Típicamente, varía entre 0.2 y 0.6 cP, dependiendo de su composición. Aunque es baja, su impacto en la movilidad es importante cuando el condensado se acumula en la vecindad del pozo y reduce la permeabilidad efectiva al gas.

1.3.2 Producción de yacimientos

En los yacimientos de gas y condensado, el objetivo de producción puede variar dependiendo de factores técnicos, económicos y comerciales.

El desafío consiste en seleccionar la estrategia de producción más adecuada que permita recuperar de forma eficiente tanto el gas retenido por el condensado líquido como el propio condensado, con el fin de mejorar la productividad de los yacimientos de gas condensado (Izuwa, 2014).

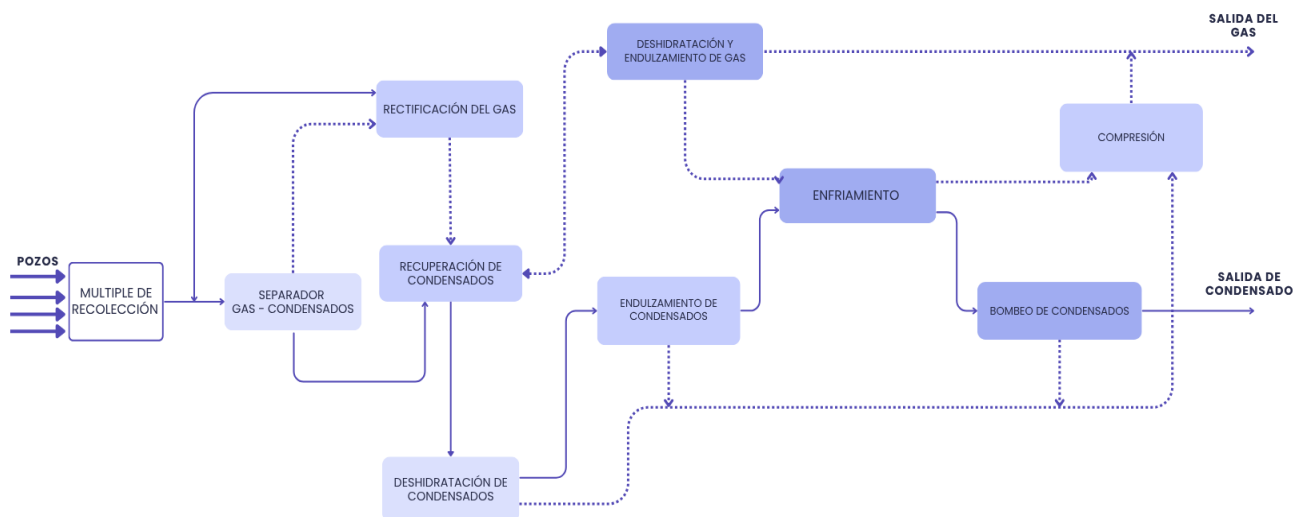


Figura 2. Diagrama de flujo de proceso de producción para yacimientos de gas y condensado

En la figura 2, se muestra un diagrama de flujo de un proceso de producción típico para gas y condensado. La mezcla de hidrocarburos llega a los trenes de separación, donde el gas y líquido toman diferentes caminos para pasar por una estabilización, endulzamiento y enfriamiento para posteriormente almacenarse o bombearse a refinerías.

1.3.2.1 *Maximización de gas seco*

Uno de los enfoques de producción está orientado a maximizar el volumen de gas seco, especialmente cuando los mercados favorecen el precio del gas natural o cuando existen limitaciones en la capacidad de procesamiento y almacenamiento de líquidos. Para lograr este objetivo, es necesario evitar la condensación de líquidos dentro del yacimiento, lo cual se consigue manteniendo la presión del sistema por encima del punto de rocío. Esto permite que los hidrocarburos se mantengan en fase gaseosa desde el yacimiento hasta la superficie, facilitando su manejo y transporte, y reduciendo problemas asociados con la acumulación de líquidos en el medio poroso (Gutierrez, 2014).

Este enfoque tiene ventajas operativas, como una mayor eficiencia de flujo y menores requerimientos de tratamiento superficial. Sin embargo, sacrifica la recuperación de líquidos con alto valor comercial, como los condensados livianos, que pueden venderse como materia prima para refinerías o como diluyentes.

1.3.2.2 *Maximización de recuperación de condensados*

En contraste, cuando los líquidos del yacimiento tienen un valor comercial elevado, o cuando la estrategia del operador prioriza la extracción de condensados, el objetivo se orienta a maximizar su recuperación. Este enfoque generalmente implica producir por debajo del punto de rocío, lo que provoca la formación de fase líquida en el yacimiento y permite su transporte hasta superficie mediante una adecuada estrategia de manejo de presión y diseño de pozos.

La recuperación de condensado requiere un control más estricto del daño por condensado, ya que la acumulación de líquidos en el medio poroso puede reducir la permeabilidad relativa al gas, afectando la productividad del pozo. Para compensar estas pérdidas, pueden implementarse estrategias como la reinyección de gas, enriquecimiento o reducción de presión controlada (Dake, 1988).

El equilibrio entre ambos objetivos depende de múltiples factores como:

- El precio relativo entre gas seco y líquidos.
- La composición del gas del yacimiento.
- La infraestructura disponible.
- Las condiciones del contrato de venta.

1.3.2.3 Perfil de producción de yacimientos de gas y condensado

El perfil de producción en los yacimientos de gas y condensado presenta una dinámica particular que lo distingue de los yacimientos de gas seco o de aceite. Esta diferencia se debe a la condensación retrógrada y a la evolución de las fases conforme disminuye la presión y la temperatura a lo largo de la vida productiva del yacimiento. A medida que ocurre esta disminución, se manifiestan fenómenos tanto en el yacimiento como en el flujo de fluidos desde el medio poroso hacia el pozo. Estos fenómenos están relacionados con los cambios en la composición de los fluidos en función de la distancia radial de influencia de cada pozo dentro del yacimiento (Nolasco, 1996).

Los fenómenos que podrían presentarse son:

- Alteración de la permeabilidad del yacimiento particularmente en una zona radial cercana al pozo.
- Variación de la saturación del gas y del condensado conforme la cercanía a la boca de pozo.
- Caída de presión adicional provocada por el flujo de dos fases.
- Solamente una pequeña fracción del condensado en el yacimiento se re evapora con la reducción de presión, ya que la capilaridad lo mantienen en fase líquida

1.3.2.4 Factor de recuperación de gas y condensado

Al hablar de factor de recuperación, se refiere al porcentaje del volumen real de hidrocarburo que producimos contra la cantidad calculada de volumen de hidrocarburo que producimos si lográramos llevar a superficie todo el hidrocarburo del yacimiento, por lo tanto, se busca tener el porcentaje más alto de este factor.

Uno de los elementos que más influye en el factor de recuperación de los yacimientos de gas y condensado es la presión de abandono, la cual suele estar determinada por las limitaciones operativas de los equipos y sistemas de superficie. Sin embargo, es posible realizar modificaciones en estos equipos para reducir la presión mínima de operación, lo que permite también disminuir la presión de abandono originalmente estimada y, con ello, aumentar el volumen de hidrocarburos recuperables. (Jordán, 2018)

Para fases condensadas y gaseosas en cualquier presión de yacimiento tomando como máximo valor la presión de rocío, el factor de recuperación se rige por la siguiente ecuación.

$$FR_g(p) = FR_c(p) = \left(1 - \frac{p/z_p}{p_i/z_i}\right)$$

Donde:

- FR : Factor de recuperación del gas en función de la presión del yacimiento
- FR : Factor de recuperación del condensado en función de la presión del yacimiento
- P : Presión media del yacimiento
- P_i : Presión inicial del yacimiento
- Z_p : Factor de compresibilidad en condiciones de yacimiento a la presión p .
- Z_i : Factor de compresibilidad en condiciones iniciales del yacimiento

1.3.3 Equipos superficiales utilizados para su producción

Una parte fundamental del proceso de producción de yacimientos de gas y condensados ocurre en la superficie, en donde se lleva a cabo la separación y el acondicionamiento del gas y los líquidos. Esto es necesario para poder cumplir con los requerimientos de transporte, almacenamiento y maximizar la recuperación de hidrocarburos valiosos.

1.3.3.1 Separadores

Los separadores son los primeros equipos que reciben el gas y condensado producido desde el o los pozos. Su función principal es dividir las fases gas, líquido (condensado) y si llega a estar presente, agua congénita. Pueden ser de tipo horizontal-vertical, figura 3, o u verticales-horizontales, figura 4, que dependerá principalmente del gasto recuperado de los pozos productores y del espacio disponible en superficie para su instalación.

Para la separación de gas y condensado se utilizan separadores que están diseñados para manejar y disminuir las incrustaciones que podrían presentarse durante la producción.

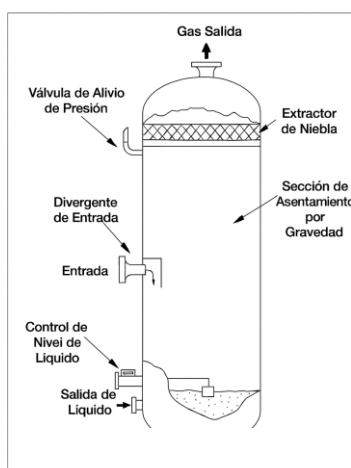


Figura 3. separador vertical

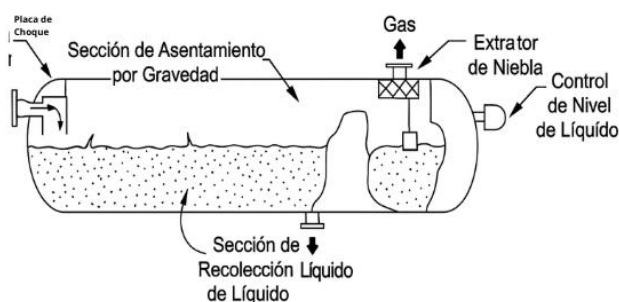


Figura 4. separador horizontal

1.3.3.2 Sistemas de tratamiento

Después de la separación primaria en superficie, el condensado líquido obtenido aún contiene impurezas y componentes volátiles que limitan su manejo seguro y su valor comercial. Por esta razón, es necesario someterlo a un proceso de tratamiento y estabilización, con el fin de obtener un hidrocarburo líquido de características estables que pueda ser almacenado y transportado sin pérdidas significativas por evaporación ni riesgos asociados a la presencia de contaminantes. Los principales sistemas involucrados en este proceso son los siguientes:

- Almacenamiento y estabilización de condensado

La estabilización del condensado se lleva a cabo mediante columnas de estabilización, que operan generalmente a presiones reducidas con el propósito de liberar los gases más volátiles ($C_1 - C_4$) contenidos en el líquido. Al reducir la presión, se logra que estos componentes livianos pasen a fase vapor, disminuyendo la presión de vapor del líquido y evitando pérdidas por evaporación excesiva durante su manejo. El producto resultante es un condensado estabilizado, caracterizado por un menor contenido de compuestos ligeros y una mayor seguridad en el almacenamiento y transporte. Este condensado estabilizado puede ser enviado a tanques atmosféricos sin que existan riesgos de acumulación excesiva de presión o emisiones fugitivas significativas.

- Endulzadoras de gas y condensados

El gas y los condensados provenientes del yacimiento suelen contener compuestos ácidos, principalmente sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). La presencia de estos contaminantes implica diversos riesgos como lo son la corrosión de equipos e instalaciones, especialmente en presencia de agua, lo que compromete la integridad de tuberías, separadores y tanques. También hay que tener en cuenta los riesgos operativos y de seguridad, ya que el H_2S es altamente tóxico incluso en bajas concentraciones, mientras que el CO_2 incrementa la acidez del fluido. De igual manera, los compuestos ácidos tienen impacto en los rubros ambientales y regulatorios, debido a que deben eliminarse para cumplir con normas de calidad de combustibles y emisiones (Dominguez, 2017).

Para resolver estas limitaciones se emplean las unidades endulzadoras, que normalmente operan con absorción química utilizando soluciones de aminas o procesos híbridos con solventes físicos. Estas unidades permiten remover los contaminantes ácidos tanto del gas como del condensado, garantizando un fluido más seguro y con mayor valor comercial.

- Tanques de almacenamiento de condensado

El almacenamiento del condensado depende de si este ha sido estabilizado o no:

Si el condensado ha sido estabilizado, al tener reducida su presión de vapor, puede ser almacenado en tanques atmosféricos con techo fijo o techo flotante. Los tanques de techo flotante son ampliamente utilizados porque minimizan las pérdidas por evaporación y reducen emisiones fugitivas de compuestos orgánicos volátiles. En cambio, si el condensado no ha sido estabilizado, debido a su alta presión de vapor y a la presencia de fracciones ligeras, requiere almacenarse en tanques cerrados y presurizados, lo cual incrementa los costos de diseño, operación y seguridad.

En ambos casos, el diseño de los sistemas de almacenamiento debe considerar aspectos de seguridad industrial, como válvulas de alivio, sistemas contra incendios y control de emisiones, así como la integración con la cadena de transporte hacia refinerías o centros de procesamiento.

1.3.3.3 Aeroenfriadores e intercambiadores de calor de tubos y coraza

En la producción de gas y condensado los intercambiadores de calor juegan un papel esencial en el control térmico de los fluidos, ya que permiten maximizar la eficiencia de separación, previene problemas operativos y asegura las condiciones adecuadas para transporte y procesamiento posterior. En la industria se utilizan dos tipos de intercambiadores: Aeroenfriadores e intercambiadores de tubos y coraza, esto dependiendo del fluido producido, recursos disponibles en la zona, condiciones ambientales y espacio disponible para la instalación.

Los aeroenfriadores/soloaires son intercambiadores de calor que utilizan aire ambiente para enfriar los fluidos de proceso. Son comunes en instalaciones remotas o de alta producción, donde el uso de agua como medio refrigerante es limitado o costoso. Su principio de funcionamiento se basa en un fluido caliente que circula por tubos metálicos, los cuales transfieren el calor al aire impulsado por ventiladores. Es importante mencionar que una gran desventaja de los aeroenfriadores es que la temperatura máxima a la que pueden reducir el gas y condensados es la temperatura ambiente, que en ocasiones no es suficiente para la demanda de los siguientes procesos.

En la [figura 5](#), se puede observar un diagrama de un aeroenfriador en el que se pueden identificar las secciones más comunes que lo componen, por ejemplo, el haz tubular que son un conjunto de tubos por los que circulan los fluidos calientes, en este caso, el gas y condensado. También se encuentran las aletas externas que van acopladas a los tubos y sirven para incrementar el área de transferencia de calor, lo que mejora la eficiencia del enfriamiento por aire. De igual manera se puede identificar los ventiladores que pueden ser axiales o centrífugos y estos generan el flujo de aire que pasará entre los tubos para extraer el calor. Por último, se observa la estructura de soporte que ayuda a dirigir el flujo de aire y protege el equipo.

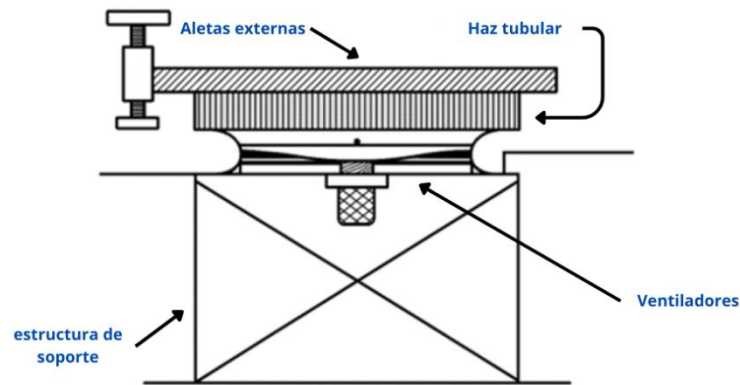


Figura 5. Diagrama general de Aero-enfriador / Solo-aire

Por otro lado, en los intercambiadores de calor tipo tubos y coraza, el fluido con alta temperatura circula por dentro de un haz de tubos que están encerrados dentro de un recipiente cilíndrico al que se le denomina carcasa o coraza (Priscila, 2012). El fluido refrigerante circula en el espacio que se encuentra entre los tubos y la coraza tal cual está ilustrado en la figura 6. Estos equipos, por su diseño permiten operar bajo condiciones extremas de presión y temperatura, además de manejar fluidos altamente corrosivos e inflamables, características que son inherentes en la producción de yacimientos de gas y condensado.

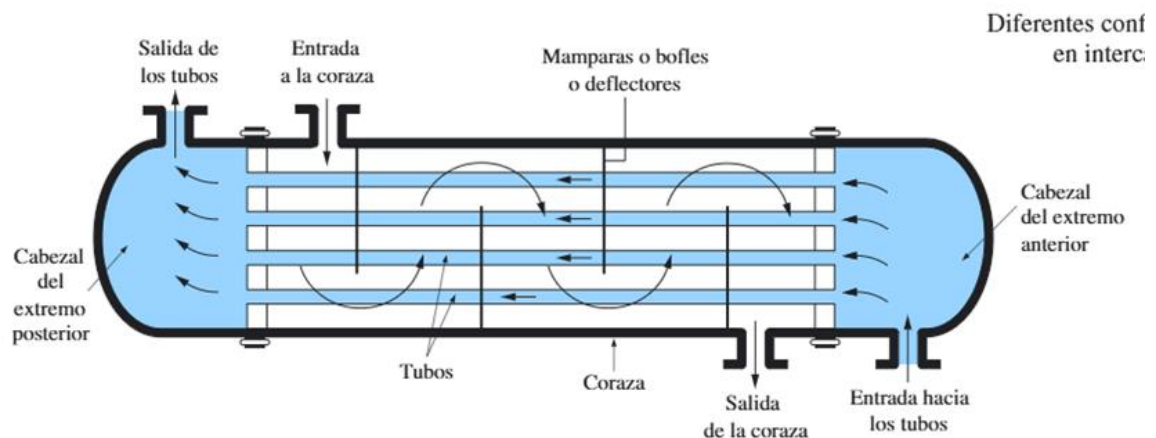


Figura 6. Diagrama general de intercambiador de calor de tubos y coraza (Ghajar, 2011)

Algunas de las aplicaciones de ambos tipos de intercambiadores de calor en los yacimientos de gas y condensado se centran en el reducir la temperatura del gas producido para inducir una condensación adicional de líquidos, también ayudan a los compresores ya que estos tienen mejor eficiencia con menor temperatura y reduce pérdidas por evaporación en los sistemas de estabilización del condensado. La [tabla 5](#), presenta una comparación entre intercambiadores de calor por aire y del tipo tubos y coraza, considerando su eficiencia y aplicaciones típicas. Esta comparación resulta fundamental para seleccionar la tecnología más adecuada según la finalidad del proceso. Cabe destacar que, en muchos casos, es posible combinar ambos tipos de intercambiadores con el fin de optimizar la eficiencia global, como puede ocurrir en los sistemas de ciclo binario.

Tabla 5. Comparación entre Aero-enfriadores e intercambiadores de tubos y coraza.

<i>Parámetro</i>	Aero-enfriadores	Tubos y coraza
<i>Medio de Enfriamiento</i>	Aire	Agua o refrigerantes
<i>Eficiencia Térmica</i>	Media	Alta
<i>Mantenimiento</i>	Bajo	Mayor (corrosión, incrustaciones).
<i>Aplicaciones Típicas</i>	Enfriamiento de gas, condensado	Enfriamiento, calentamiento, recuperación de calor

Tanto los aero-enfriadores como los intercambiadores de calor de tipo tubos y coraza se encuentran sujetos a estrictos estándares internacionales dentro de la industria petrolera y de procesos, con el objetivo de garantizar no solo la seguridad operativa, sino también la fiabilidad y la calidad del equipo a lo largo de su vida útil. En este sentido, los materiales de fabricación, el diseño mecánico y estructural, así como los procedimientos de prueba, están regulados principalmente por normas reconocidas a nivel mundial. Entre ellas destacan la *API 660*, que establece los lineamientos específicos para intercambiadores de calor de tubos y coraza, y la *API 661*, que regula los aero-enfriadores empleados en servicios de la industria del petróleo y del gas. Asimismo, ambos equipos deben cumplir con lo establecido en el ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Sección VIII, que define los requisitos para recipientes a presión en cuanto a diseño, construcción y pruebas de integridad. A estas normas se suman los estándares del Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA), ampliamente utilizados para asegurar uniformidad en criterios de diseño, fabricación y desempeño en intercambiadores de calor. El cumplimiento de estas regulaciones no solo certifica la operación segura y confiable de los equipos, sino que también permite la estandarización de criterios en proyectos

internacionales, facilitando su integración en procesos de refinación, petroquímica y generación de energía.

1.4. Potencial térmico

La temperatura como la presión de un yacimiento son factores que rigen el comportamiento de las propiedades de los fluidos, así como el potencial térmico disponible. En los yacimientos de gas y condensado de alta temperatura, con esta condición extrema han hecho considerarlos no solamente para la producción de hidrocarburos, sino también para una recuperación térmica con potencial para generación eléctrica y usos directos de la geotermia (Abdus Satter, 2016).

Para la producción de energía geotérmica de yacimientos de gas y condensado a alta temperatura, se pueden adaptar los pozos existentes o instalaciones superficiales fácilmente para la recuperación de calor y como se mencionó antes, reduciría significativamente la inversión inicial, así como, extendería la vida productiva de los yacimientos. (Goudong Cui, 2016)

La alta temperatura observada en un yacimiento de gas y condensado y en general de hidrocarburos está estrechamente vinculada con la profundidad a la que se encuentra, ya que el incremento térmico obedece principalmente al gradiente geotérmico, es decir, al aumento natural de la temperatura con respecto a la profundidad vertical. De esta manera, yacimientos más profundos suelen presentar condiciones térmicas más elevadas que aquellos localizados a menor profundidad. No obstante, además de este factor dominante, también influyen características como la conductividad térmica de las rocas que forman al yacimiento, el flujo de calor regional asociado a la dinámica tectónica de la cuenca, la edad y evolución geológica de la misma, así como la posible presencia de fluidos calientes en circulación o de intrusivos ígneos cercanos. Estos elementos, en conjunto, determinan el régimen térmico del yacimiento y podemos reunirlos en la siguiente expresión.

$$T = T_s + \frac{T_{\text{gradiente}} * D}{100}$$

Donde

- T: Temperatura del yacimiento [° F]
- $T_{\text{gradiente}}$: Gradiente de temperatura [° F/100 ft]
- T_s : Temperatura en superficie [° F]
- D: Profundidad [ft]

Tabla 6. Potenciales geotérmicos de yacimientos de gas de alta temperatura modificado de (Zhou, 2005)

Campo	Tipo de litología	Temperatura [°C]	Potencial Geotérmico [$\times 10^{16}$J]	País
<i>Qianmiqiao, Dagang</i>	Carbonato	168	4.01	China
<i>Xushen, Daqing</i>	Basáltica	150	56.4	China
<i>Sulige, Ordos</i>	Arenisca	115	66.7	China
<i>Feixianguan, Puguang</i>	Dolomita	130	40	China
<i>Groningen</i>	Arenisca	110	620	Países Bajos
<i>Lacq</i>	Carbonato	130	700	Francia
<i>Norphlet, Fairway</i>	Arenisca	204	139	E. U. A

A nivel internacional se han desarrollado e implementado diversos métodos y tecnologías orientados a la recuperación de calor a partir de pozos petroleros, bajo esquemas de coproducción en los que ya se ha evaluado y estimado el potencial geotérmico. En este contexto, México puede tomar como referencia los casos presentados en la [tabla 6](#), los cuales muestran condiciones de litología y rangos de temperatura comparables a los que se encuentran en los campos petroleros nacionales.

1.4.1 Capacidad de transferencia de calor de los hidrocarburos producidos

Uno de los factores relevantes para el aprovechamiento térmico de los yacimientos de gas y condesado es la capacidad de transferencia de calor de los fluidos producidos, pues con esto se puede obtener el potencial térmico que a aprovechar. La capacidad de transferencia de calor va a depender de las propiedades termodinámicas del fluido en cada fase y su comportamiento en condiciones de presión y temperatura elevadas. Algunas de esas propiedades termodinámicas son:

1.4.1.1 Calor específico [C]

Esta propiedad se puede definir como la cantidad de energía necesaria para elevar 1° la temperatura de una unidad de masa. Es de suma importancia, ya que indica la capacidad del fluido para almacenar el calor. Es decir, a mayor $[C_p]$ mayor capacidad para almacenar y transportar energía térmica y será fundamental esta propiedad para

el diseño de intercambiadores de calor, así como, unidades de generación eléctrica. A continuación, se muestra una relación entre el calor específico y la energía térmica recuperable que podemos tomar como base para calcular el calor recuperable de los intercambiadores de calor.

$$C_p = \frac{Q}{m * \Delta T}$$

Donde

- C_p : Calor específico
- Q : Energía recuperable [KJ]
- m : Masa del fluido [kg]
- ΔT : Diferencia de temperaturas [K]

1.4.1.2 Conductividad térmica [k]

Esta propiedad térmica mide la capacidad de un material para poder transmitir calor debido a una diferencia de temperatura entre materiales. La eficiencia de la conducción térmica en un fluido depende de varios factores. Por ejemplo:

- Estado del fluido: Las diferentes estructuras moleculares y fuerzas intermoleculares afecta la facilidad con la que sus moléculas transfieren energía. Por ejemplo, los condensados hidrocarburos tendrán mejor conductividad que un gas seco por lo que la recuperación de calor de los gases dependerá también de un caudal mayor.
- Presión: La conductividad térmica de los gases es casi independiente de la presión, sin embargo, a presiones altas por la cercanía de las moléculas, esta propiedad puede incrementar.
- Densidad: Por algunas características de la densidad en los gases anteriormente descritas se puede mencionar que a mayor densidad implica más moléculas en un volumen dado, aumentando las posibilidades de colisiones, por lo tanto, la transferencia de calor mejora.

Se puede resumir que la capacidad de los fluidos del yacimiento para transferir el calor será favorecida por una alta temperatura y presión, una movilidad adecuada de los fluidos y con una baja pérdida de calor en los sistemas en superficie, es decir, con sistemas cerrados.

1.4.2 Comparativa de yacimientos geotérmicos y yacimientos de gas y condensados

Para que se pueda dimensionar correctamente el potencial térmico de los yacimientos de gas y condensado con alta temperatura, es esencial compararlo con otros tipos de yacimientos, por ejemplo, con yacimientos geotérmicos convencionales. Esta comparación permitirá evaluar la viabilidad energética, identificar las oportunidades de aprovechamiento térmico y seleccionar las tecnologías adecuadas para la recuperación de calor.

Tabla 7. Comparativa del potencial térmico

<i>Parámetro</i>	Yacimientos geotérmicos convencionales	Yacimientos de gas y condensado
<i>Temperatura del fluido</i>	90 - 400 ° C	90 -120 ° C (en superficie)
<i>Fluido portador</i>	Agua o vapor	Gas hidrocarburo + salmuera + condensados.
<i>Origen del calor</i>	Actividad geológica (magma, fallas, alto gradiente geotérmico)	Gradiente geotérmico, calor residual de la producción de hidrocarburos.
<i>Volumen del fluido</i>	Depende del volumen y permeabilidad del acuífero.	Grandes volúmenes de gas y salmuera
<i>Uso principal del calor</i>	Generación eléctrica y usos directos	Generación eléctrica, usos directos y eficientar procesos de producción de hidrocarburos
<i>Duración del calor</i>	Sostenida	Decae con la producción de hidrocarburos.

En la [tabla 7](#), se puede observar que los yacimientos de gas y condensado no poseen el mismo potencial térmico que los yacimientos geotérmicos convencionales, pero alcanzan temperaturas comparables. Aunque los yacimientos de gas y condensados no se aprovechan tradicionalmente con enfoque geotérmico, pueden actuar como fuentes híbridas que le da mayor versatilidad al aprovechamiento de recursos energéticos. También, se menciona que los usos principales del calor en los yacimientos de gas y condensado se extienden hacia una aplicación en los procesos propios de la producción

de los hidrocarburos, así como, en el autoabastecimiento energético de las peras y baterías de separación. La duración del potencial térmico está directamente ligada con la declinación en la producción de los yacimientos de gas y condensado, sin embargo, las tecnologías de recuperación de calor son móviles, es decir, pueden reinstalarse en otra *pera* (área donde se ubican pozos de perforación y producción) o *batería* de producción que cumpla con los requisitos energéticos y de infraestructura necesaria.

En conclusión, el estudio del comportamiento de los yacimientos de gas y condensado permitió comprender los fenómenos que determinan la formación y recuperación de condensados, así como las variaciones en las propiedades del fluido dentro del yacimiento. Además, se identificó el potencial térmico remanente como una oportunidad para el aprovechamiento energético, estableciendo la base conceptual para los análisis técnicos y de recuperación de calor desarrollados en los capítulos siguientes.

2. Capítulo 2. Recuperación de calor en yacimientos de gas y condensado

En este nuevo capítulo se abordarán de manera detallada los diferentes rubros que justifican el potencial del aprovechamiento térmico ya sea por procesos propios de producción de hidrocarburos, por temas ambientales, sociales e incluso por nuevas oportunidades en las leyes para la energía emitidas por Secretaría de Energía haciendo una intersección entre estos aspectos teniendo como resultado un proyecto integral.

Durante la etapa de recuperación primaria y secundaria de un yacimiento de gas y condensado con alta temperatura calentado geotérmicamente, se plantea recuperar el calor de los fluidos producidos mediante un intercambiador de calor en la superficie acoplado al sistema integral de producción (SIP) antes de que los fluidos separados sean enviados a plantas de procesamiento o a su almacenamiento. El calor extraído se convertirá en electricidad mediante un sistema de energía indirecta como lo es una planta de ciclo orgánico Rankine (ORC) (Justin Ezekiel, 2020).

2.1. Justificación del aprovechamiento de calor residual

El calor residual presente en los yacimientos de gas y condensado, especialmente en aquellos con temperaturas de fondo de pozo elevadas (superiores a 120 ° C), representa una fuente de energía desaprovechada en la mayoría de las operaciones de producción convencionales. Por lo tanto, se puede justificar energética y económicamente el aprovechamiento del calor.

Energética: La recuperación de calor puede utilizarse para generar electricidad in situ, precalentar corrientes de proceso, o incluso impulsar unidades de bombeo o compresión. En regiones remotas o con limitaciones de infraestructura energética, esta recuperación puede reducir significativamente la dependencia de fuentes externas de energía. Si se gestiona correctamente el sistema combinado, puede generarse un incremento en la energía producida (energía química propia de gas producido y energía geotérmica)

Económica: El comenzar a aprovechar el calor residual se traduce en un menor consumo de combustible (gas natural, diésel o electricidad de red), lo que reduce los costos operativos (OPEX). Adicionalmente, cuando se instala un sistema de recuperación eficiente, puede representar un retorno de inversión (ROI) atractivo, especialmente si se combina con incentivos fiscales o regulatorios por el uso de energías limpias o por la reducción de emisiones. Añadido a esto, después de un análisis satelital de la NASA, se identificó que en México aumentó en un 50% la quema de gas desde el 2022 (Magazine Industry & Energy, 2023) calculado en aproximadamente 690 MMSCF/D. Este incremento de quema o venteo se debe en parte a los problemas generados por la alta temperatura que provocan una quema o venteo excesivo de gas, de lo que se hablará a más detalle

en desafíos operativos y de control en la producción. Considerando que el costo por procesamiento del gas de los mecheros es de ~US\$4/MCF y que se reduzca en un 80% la quema y venteo de gas, es decir, ~US\$550/MCF, el ahorro por año de eliminar este porcentaje de quema se traduciría en ~US\$800 millones. Añadido que Pemex no tendría que gastar en procesar e importar gas del extranjero. Tomando de referencia el costo por procesado de Henry Hub (2022) ~US\$8/MCF, se puede estimar un ahorro de ~US\$1600 millones/año (Bauza, 2022)

Los yacimientos de gas y condensado con alta temperatura pueden competir técnicamente y térmicamente con yacimientos geotérmicos convencionales. Aunque presentan desafíos operativos y no son fuentes renovables, su doble capacidad productiva los convierte en candidatos ideales para estrategias de cogeneración. Se evaluación comparativa demuestra que tienen un valor energético integral que puede superar al de muchos yacimientos petroleros convencionales.

2.1.1 Comportamiento termodinámico del sistema gas-condensado

El comportamiento termodinámico del sistema gas-condensado en yacimientos con alta temperatura presenta un alto contenido energético, ya que la entalpía del fluido suele ser considerable, permitiendo que la energía térmica contenida en los gases producidos exceda ampliamente los requerimientos energéticos de las operaciones superficiales. Durante la producción, este calor se transfiere gradualmente a las instalaciones a través de tuberías, separadores y equipos de proceso, generando un gradiente térmico que puede ser aprovechado mediante sistemas de recuperación directa o intercambiadores de calor. Además, la dinámica de producción influye directamente en este aprovechamiento, ya que un descenso de presión cuidadosamente controlado no solo optimiza la recuperación de condensado líquido, sino que también maximiza el potencial térmico disponible en superficie, lo que exige un diseño integrado del sistema que contemple simultáneamente la eficiencia térmica y productiva del yacimiento.

2.1.2 Oportunidades de eficiencia

Los sistemas de recuperación de calor en campos de gas y condensado pueden adoptar diversas configuraciones, dependiendo de la temperatura del fluido, la infraestructura existente y los objetivos operativos. Entre las oportunidades tecnológicas más relevantes destacan:

Ciclo Rankine Orgánico (ORC): Utiliza un fluido de trabajo con bajo punto de ebullición (como isobutano, pentano o refrigerantes) que se vaporiza con el calor del gas producido, generando energía mecánica que acciona una turbina y esta a su vez genera energía eléctrica. Es ideal para trabajar con temperaturas entre 80 - 180 ° C. El acoplamiento de un ORC en las instalaciones de un sistema de producción

de hidrocarburos implica nuevas ventajas y retos los cuales se presentan en la [tabla 8](#).

Tabla 8. ventajas, limitaciones y aplicaciones de ORC en campos de gas y condensado

Ventajas	Limitaciones	Aplicaciones en campos de gas y condensado
Opera eficientemente con temperaturas relativamente bajas (80 – 180 ° C). (Kılıç, 2019)	Eficiencia neta moderada (10 – 20 %). (José Jimenez Garcia, 2023)	Generación de electricidad para autoconsumo en el campo.
Diseño modular y compacto, adaptable a instalaciones existentes.	Selección cuidadosa del fluido de trabajo (compatibilidad, inflamabilidad, toxicidad).	Reducción del uso de generadores diésel y disminución de emisiones.
Bajo requerimiento de mantenimiento.	Necesidad de sistemas auxiliares de condensación (consumo de agua o aire).	Suministro de energía a bombas, compresores y sistemas de separación.
Posibilidad de instalarse en ubicaciones remotas.	La potencia recuperable depende del volumen y temperatura del fluido.	Integración con esquemas de reinyección de gas, usando la electricidad para compresión.

Generación de vapor de proceso: El calor del fluido producido puede emplearse para calentar agua y generar vapor útil en las plantas de tratamiento de los hidrocarburos, sistemas de reinyección, o incluso en procesos industriales cercanos. También es viable inyectar vapor para mejorar la eficiencia de separación de fases o reducir la viscosidad del condensado. La [tabla 9](#), presenta las aplicaciones, y retos principales en la utilización de vapor en yacimientos de gas y condensado.

Tabla 9. Ventajas, limitaciones y aplicaciones de la generación de vapor en campos de gas y condensado

Ventajas	Limitaciones	Aplicaciones en campos de gas y condensado
Amplia flexibilidad de uso en procesos internos y externos.	Requiere disponibilidad de agua para alimentar el sistema.	Procesos de tratamiento de hidrocarburos (deshidratación, estabilización de condensados).
Tecnología confiable y de bajo riesgo.	Necesidad de control riguroso de corrosión e incrustaciones.	Sistemas de reinyección (precalentamiento de agua).
Puede integrarse en esquemas de cogeneración eléctrica y térmica.	Menor viabilidad en yacimientos de baja temperatura.	Mejora en la eficiencia de separación de fases mediante inyección de vapor.
Aprovechamiento directo del calor disponible, reduciendo pérdidas energéticas.	Requiere infraestructura adicional (turbinas, intercambiadores).	Suministro de vapor a procesos industriales cercanos (cogeneración térmica).

2.1.3 Yacimientos sin alto contenido térmico

Los yacimientos de gas y condensado que no presentan un alto gradiente geotérmico o que tienen temperaturas de producción por debajo de los 80 ° C suelen carecer de un potencial térmico aprovechable desde el punto de vista energético. Al comparar ambos casos se observan las siguientes diferencias:

- Recuperación térmica limitada: En campos fríos, el uso de tecnologías de recuperación de calor no resulta viable económicamente, ya que los equipos necesarios (bombas de calor, intercambiadores, ORC) no alcanzan su punto óptimo de eficiencia.
- Mayor dependencia energética: Estos yacimientos suelen depender completamente de fuentes externas para alimentar bombas, compresores y sistemas de calefacción, lo que incrementa el OPEX y la huella de carbono de la operación.
- Menor integración energética: A diferencia de los campos calientes, donde es posible un diseño más compacto e integrado energéticamente, en campos fríos

es necesario incluir calentadores eléctricos o de combustión que aumentan la complejidad operativa y el riesgo de emisiones contaminantes.

Por lo tanto, los yacimientos con alta temperatura representan una oportunidad estratégica no solo para reducir el costo de producción, sino también para integrar soluciones energéticas limpias y autosuficientes, alineadas con las políticas de sostenibilidad y transición energética.

2.1.4 Potencial geotérmico en yacimientos de gas

Lo más común en la mayoría de investigación para la recuperación de calor geotérmico en los yacimientos de hidrocarburos se basa en la utilización de aceite o pozos inundados con salmuera que se toma como fluido de trabajo, sin embargo, el aprovechamiento de yacimientos de gas de alta temperatura en pozos de China y otros países ha demostrado casos de éxito.

El recurso geotérmico para los yacimientos de gas y condensado se puede calcular con la siguiente ecuación (Zhang L. , 2017)

$$Q_{th} = \rho_r * V * (1 - \emptyset) * C_p(T_r - T_0)$$

Donde:

- Q_{th} : Reserva geotérmica [J]
- ρ_r : Densidad de la roca [kg/m³]
- V : Volumen del yacimiento [m³]
- $\emptyset$: Porosidad de la roca
- C_p : Capacidad calorífica de la roca [J/kg ° C]
- T_r : Temperatura del fluido de yacimiento [° C]
- T_0 : Temperatura de referencia [° C]

Es importante precisar que la ecuación antes presentada aplica en escenarios donde la recuperación de calor se realiza instalando los intercambiadores de calor dentro de los pozos. En el caso del presente estudio la propuesta se centrará en el acoplamiento de los intercambiadores en las instalaciones superficiales, por lo que la ecuación se menciona para tener un respaldo conceptual, además, tendrá una modificación que se presentará en el [balance energético](#).

2.2. Desafíos operativos y de control en la producción

La producción en pozos de yacimientos de gas y condensado a altas temperaturas genera diversas implicaciones en los procesos de separación y distribución de los hidrocarburos. Una de las principales consecuencias es la ineficiente recuperación de condensados, ya que las altas temperaturas impiden que estos se separen adecuadamente del gas, lo que provoca la pérdida de líquidos de alto valor comercial. Además, los equipos de superficie, como separadores y aero-enfriadores, pueden estar diseñados para operar a temperaturas más bajas, por lo que su desempeño se reduce bajo estas condiciones. Esta situación también genera un exceso en el volumen de gas producido, el cual puede superar la capacidad de procesamiento y transporte. Como resultado, parte de este gas debe ser ventilado o quemado, lo que no solo representa una pérdida energética y económica, sino que también genera emisiones contaminantes significativas hacia la atmósfera.

2.2.1 Limitaciones en operación continua y control de procesos

Las condiciones térmicas extremas dificultan la estabilidad operativa de los sistemas de separación y manejo de fluidos, dando lugar a:

- Desviaciones en los parámetros de diseño: Muchos equipos estándar están diseñados para operar por debajo de 100 ° C. Al superar estos valores, se presentan variaciones en la eficiencia de separación, pérdida de control sobre presiones internas, cavitación en bombas o válvulas y sobrepresión en líneas.
- Problemas en la automatización: La alta temperatura afecta los controladores automáticos y válvulas motorizadas, obligando a operar manualmente ciertos procesos, lo que reduce la eficiencia y aumenta la probabilidad de errores humanos.
- Mayores tiempos muertos por mantenimiento: La necesidad de enfriar antes de intervenir en campo, el desgaste acelerado de componentes y la sustitución frecuente de elementos electrónicos obligan a parar continuamente las operaciones, afectando la continuidad de producción.

2.2.2 Impacto en equipos de superficie

La presencia de temperaturas elevadas en la cabeza del pozo y en la batería de separación provoca diversos efectos adversos en los equipos de superficie:

Fatiga térmica: Los ciclos de calentamiento y enfriamiento en tuberías, válvulas, separadores y aeroenfriadores pueden generar esfuerzos térmicos repetitivos, causando deformaciones, agrietamientos por fatiga y pérdida de la integridad estructural del material.

Corrosión acelerada: A altas temperaturas, se incrementa la velocidad de reacción entre los componentes del fluido (como CO₂, H₂S, agua y sales disueltas) y los

metales. Esto conduce a corrosión húmeda o incluso sulfatación interna en recipientes a presión y tuberías si no se emplean materiales resistentes o recubrimientos adecuados.

Fallas en la instrumentación: Sensores de presión, temperatura, transmisores y sistemas de control electrónico pueden operar fuera de sus rangos de especificación. Esto reduce la confiabilidad de la medición, incrementa el error en la adquisición de datos y puede provocar paros no programados por mal funcionamiento del sistema de control distribuido (DCS).

2.2.3 Pérdida de energía útil y aumento de costos por refrigeración

La energía térmica presente en los fluidos producidos representa una fuente potencialmente aprovechable, pero en ausencia de sistemas diseñados para su recuperación, esta se pierde principalmente en procesos de enfriamiento forzado:

Pérdida de energía útil: El calor contenido en el gas y el condensado, si no se aprovecha, es disipada en aroenfriadores o torres de enfriamiento, desaprovechando una fuente de energía secundaria valiosa.

Costos adicionales: Para proteger los equipos de superficie y mantener condiciones seguras, se implementan sistemas de enfriamiento de emergencia o se sobredimensionan equipos de disipación, lo que implica consumo eléctrico elevado, mantenimiento frecuente y aumento en el OPEX (gasto operativo).

Diseño subóptimo: Las instalaciones que no contemplan desde su fase de diseño el manejo de calor residual deben operar con soluciones reactivas, como aislamiento térmico adicional, desviación de flujo caliente o paros por alta temperatura, afectando la rentabilidad global del proyecto.

2.3. Solución para inconvenientes por alta temperatura en batería de separación y sistema integral de producción

El manejo de temperaturas elevadas en la batería de separación y el sistema de integral de producción (SIP) representa un desafío operativo significativo, especialmente en yacimientos de gas y condensado con alta temperatura. En los siguientes subtemas, se presentan soluciones técnicas para mitigar estos inconvenientes.

2.3.1 Implementación de intercambiadores de calor en etapas clave del proceso de producción

Los intercambiadores de calor se introducen como una solución crítica para regular las temperaturas del fluido en puntos estratégicos del proceso, minimizando el riesgo de pérdida de componentes valiosos como los son los condensados por evaporación y reduciendo esfuerzos térmicos en los equipos de superficie.

- Ubicación estratégica

Se plantea que la integración de intercambiadores de calor sea en las instalaciones superficiales del sistema integral de producción, con dos opciones consideradas factibles; una, debido a la alta temperatura con la que sale el fluido, es decir, en la línea de descarga de las peras de producción, la otra opción se refiere a la batería de producción, factible por el alto caudal de fluido que llega a estas instalaciones.

- Tipo de intercambiador

Los intercambiadores de calor de tubos y coraza resultan los más adecuados para su integración en instalaciones de producción petrolera, ya que están diseñados para operar de manera segura bajo altas presiones y temperaturas, condiciones típicas de estos procesos. Además, debido a que los hidrocarburos producidos suelen presentar una naturaleza altamente corrosiva, es fundamental seleccionar materiales de construcción con elevada resistencia tanto a la corrosión como a las temperaturas extremas, garantizando así una mayor durabilidad y eficiencia operativa del equipo.

- Beneficios técnicos

La instalación del sistema de recuperación de calor en los procesos de producción de hidrocarburos ofrece importantes beneficios técnicos que fortalecen la eficiencia y la estabilidad operativa. Por un lado, el acondicionamiento térmico mediante intercambiadores permite estabilizar la presión y la temperatura de los fluidos, lo que facilita una separación más eficiente de las fracciones pesadas y mejora la recuperación de condensados, al tiempo que reduce la formación de hidratos e incrustaciones deterioran los equipos. Esta regulación contribuye a prolongar la vida útil de separadores, tuberías y sistemas auxiliares, minimizando paros no programados y mantenimientos correctivos. Por otro lado, la incorporación de un ciclo ORC posibilita el aprovechamiento del calor residual, transformándolo en energía eléctrica o mecánica útil para la propia operación, lo que disminuye pérdidas energéticas y la dependencia de fuentes externas de energía. En conjunto, ambos sistemas elevan la eficiencia térmica de todo el proceso de producción, mejoran la

seguridad operativa al reducir riesgos asociados a condiciones críticas de presión y temperatura, y promueven una operación más sustentable al disminuir la quema o venteo de gas y maximizar el valor energético de los hidrocarburos producidos.

2.4. Impacto ambiental

La gestión ambiental y el cumplimiento normativo son elementos estratégicos para el desarrollo responsable de proyectos de cogeneración en México. Alinear el diseño, operación y cierre de estos sistemas con los requisitos de instituciones reguladoras, la Ley de Energía Geotérmica y estándares internacionales permite garantizar la sostenibilidad del proyecto, prevenir conflictos legales y sociales, y asegurar un aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos disponibles. El cumplimiento oportuno de las licencias y permisos, así como su adecuada integración desde la fase de ingeniería conceptual, no solo protege el entorno, sino que fortalece la viabilidad técnica y financiera del proyecto.

2.4.1 Emisiones y huella de carbono

La industria de los hidrocarburos es una de las principales emisoras de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel global, debido al alto consumo energético de sus procesos y a la quema directa de combustibles fósiles en actividades como compresión, separación, calentamiento y tratamiento de fluidos. Tradicionalmente, estos requerimientos energéticos se satisfacen mediante generadores diésel, calderas de gas natural o sistemas eléctricos con bajo rendimiento térmico, lo que resulta en un uso ineficiente del recurso energético disponible y una elevada generación de emisiones.

2.4.1.1 Comparativa entre emisiones de procesos convencionales vs cogeneración

En el contexto de la industria de hidrocarburos, los procesos de producción convencionales suelen estar asociados a un elevado consumo de energía proveniente de fuentes externas como el diésel, gas natural o electricidad de la red. Estos sistemas, además de operar con una eficiencia térmica limitada, generan emisiones significativas de gases de efecto invernadero (GEI), como dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido de nitrógeno (NO_2). Por otro lado, la cogeneración permite aprovechar el calor residual presente en los fluidos de yacimiento, disminuyendo la dependencia de fuentes externas y reduciendo considerablemente las emisiones asociadas.

Procesos convencionales de producción

En los campos de producción de gas y condensado, las instalaciones tradicionales suelen incluir compresores, calentadores, generadores diésel, separadores y estaciones de bombeo que requieren energía térmica y eléctrica continua. Esta demanda se satisface, por lo general, mediante la quema directa de combustibles fósiles o el uso de electricidad generada por fuentes que no necesariamente son limpias. Esta estructura produce emisiones en dos frentes:

- I. Emisiones directas por combustión in situ (ej. motores de compresión).
- II. Emisiones indirectas por el consumo de electricidad de la red, la cual puede provenir de plantas termoeléctricas alimentadas por combustibles fósiles.

Estas emisiones no solo contribuyen al cambio climático global, sino que también incrementan los costos operativos por consumo energético y cumplimiento normativo ambiental.

Cogeneración aplicada a la producción

La implementación de sistemas de cogeneración en campos de hidrocarburos — particularmente en aquellos con temperaturas de fondo elevadas o con calor residual significativo— permite capturar esta energía térmica para transformarla en electricidad o calor útil mediante ciclos ORC u otros sistemas termodinámicos. Esto presenta varias ventajas:

- I. Reducción de emisiones directas, al evitar o minimizar el uso de combustibles fósiles en calentadores o generadores.
- II. Menor huella de carbono, ya que la energía proviene de fuentes internas que de otra manera serían desaprovechadas.
- III. Aprovechamiento de recursos energéticos internos, reduciendo el transporte y quema adicional de hidrocarburos.
- IV. Cumplimiento más eficiente con regulaciones ambientales, tanto nacionales (SEMARNAT, Ley de Transición Energética) como internacionales (marcos de descarbonización y ODS).

Tabla 10. comparación de producción convencional vs producción con cogeneración.

<i>Parámetro</i>	Sistema Convencional	Cogeneración (ORC + recuperación de calor)
Eficiencia energética global (%)	30 - 45 (Sustainability Directory, 2024)	65 - 85 (EPA, 2005)
Emisiones CO ₂ por MW/h útil (kg)	450 - 600 (IPCC, 2006)	200 - 300 (EPA, 2005)
Consumo de combustible externo (GJ/día)	Alto (calderas, generadores)	Bajo o nulo (reutilización del calor)
Uso de gas en mecheros	Frecuente	Disminuido por reinyección/uso energético

La [tabla 10](#) presenta una comparativa para los procesos de producción convencionales contra un proceso de producción integrando cogeneración eléctrica en la cual por medio de datos cuantitativos se logra apreciar que el aprovechamiento térmico reduce emisiones de GEI, uso de combustible, la quema de gas y aumenta la eficiencia general del proceso.

2.4.1.2 Reducción de gases de efecto invernadero

La implementación de tecnologías de captura y aprovechamiento de gases residuales constituye otra estrategia eficaz para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero, particularmente en instalaciones donde se producen flujos no aprovechados de metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) o compuestos orgánicos volátiles (COVs). Estos gases, si no son gestionados adecuadamente, pueden liberarse a la atmósfera a través de venteos, fugas o quemas en antorchas, contribuyendo significativamente al calentamiento global.

El aprovechamiento de estos flujos gaseosos mediante su integración en sistemas de cogeneración o recuperación térmica permite convertir una fuente de emisión en una fuente energética útil. Por ejemplo, el gas de venteo o el gas natural condensado no comercializable pueden ser canalizados hacia microturbinas, motores de combustión interna o calderas industriales, generando electricidad y/o calor con un valor energético agregado. Además, existen sistemas de recuperación de vapores (VRU, Vapor Recovery Units) que permiten captar hidrocarburos ligeros antes de ser liberados al ambiente, reduciendo así las emisiones de metano, un gas con un potencial de calentamiento global 25 veces superior al del CO₂ en un horizonte de 100 años.

La integración de estas tecnologías no solo reduce las emisiones directas de GEI, sino que también evita emisiones indirectas al sustituir combustibles adicionales que de otro modo serían necesarios para los procesos térmicos o eléctricos. Estudios han demostrado que la implementación de captura y aprovechamiento de gas puede disminuir hasta un 80% de las emisiones fugitivas de metano en plantas de procesamiento de gas natural o en yacimientos de gas y condensado, dependiendo de la eficiencia de los sistemas implementados.

2.4.1.3 Cálculo de huella de carbono asociada al consumo eléctrico

La huella de carbono es un indicador que permite cuantificar la totalidad de emisiones de gases de efecto invernadero generadas directa o indirectamente a lo largo del ciclo de vida de un producto, proceso o sistema. En el caso de los sistemas energéticos, el cálculo de la huella de carbono involucra la evaluación de emisiones desde la extracción del recurso primario hasta la disposición final del sistema, pasando por la fase de operación.

Para obtener una estimación precisa y comparable, se utiliza la metodología de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) bajo normas internacionales como la ISO 14040 y 14044. El ciclo de vida se divide en etapas clave:

Extracción y procesamiento de combustibles: Considera las emisiones derivadas de la exploración, extracción, refinación y transporte del gas natural u otros combustibles utilizados.

Fabricación y construcción de equipos: Incluye la producción de turbinas, generadores, intercambiadores de calor, motores, tuberías y demás componentes del sistema.

Operación y mantenimiento: Comprende las emisiones generadas durante el funcionamiento normal del sistema, tanto las emisiones directas (por combustión) como las indirectas (por consumo eléctrico auxiliar o insumos).

Fin de vida útil: Incluye actividades de desmantelamiento, reciclaje o disposición de materiales y residuos.

Para este caso de estudio se tomará solamente en cuenta el consumo eléctrico de una batería de separación de gas y condensado debido a la información limitada con la que se cuenta, sin embargo, la huella de carbono para industria puede estimarse con la sumatoria de distintos tipos de consumo que involucre emisión directa o indirecta de CO₂ con su respectivo factor de emisión.

El cálculo se realiza integrando los flujos de entrada y los factores de emisión correspondientes mediante la siguiente expresión:

$$\text{Huella de carbono} = \sum(DA * FE)$$

Donde:

- DA: Dato de actividad [kWh, Lts]
- FE: Factor de emisión [kg CO₂/kWh, Kg CO₂/Lts]

El dato de actividad puede referir el consumo de gas, eléctrico, o de gasolina. Para este caso se utilizará el consumo eléctrico promedio de la batería de separación, por lo que las unidades para el dato de actividad serán [kWh]. El factor de emisión depende de cada país y de su matriz energética, para México se toma de referencia 0.444 Kg CO₂/Kwh (SEMARNAT, 2024)

$$\text{Huella de Carbono} = 31964 \text{ [kWh]} * 0.444 \left[\frac{\text{KgCO}_2}{\text{kWh}} \right]$$

Huella de carbono por generación eléctrica $\approx 14192.016 \text{ KgCO}_{2e}$

Resultados de referencia:

Comparando una batería de separación sin cogeneración eléctrica vs una batería con cogeneración eléctrica, se ha observado que la huella de carbono puede reducir hasta un 30% del total de la batería de separación (GOV.UK, 2013) y aumenta la eficiencia a de generación eléctrica de un 50% para tecnologías convencionales comparada con un 60 - 80% de eficiencia con tecnologías de cogeneración (EPA, 2025)

Este análisis permite concluir que los sistemas de cogeneración no solo presentan una ventaja operacional, sino también ambiental, al ofrecer una significativa reducción en la huella de carbono global. Este factor es particularmente importante para cumplir con los compromisos de reducción de emisiones establecidos en acuerdos internacionales como el Acuerdo de París, así como para acceder a incentivos por reducción de emisiones o créditos de carbono en mercados regulados y voluntarios.

2.4.2 Aprovechamiento de energía residual

En los sistemas de producción de hidrocarburos, especialmente aquellos asociados con yacimientos de gas y condensado, existe un fenómeno recurrente de desaprovechamiento energético, particularmente en forma de calor. Este calor puede estar presente en diversas etapas del proceso, como en el gas producido a alta presión y temperatura, los condensados calientes provenientes de los separadores, o

incluso en las líneas de descarga de producción y equipos de superficie que operan bajo condiciones térmicas elevadas. La mayoría de estos flujos térmicos son liberados al ambiente mediante enfriadores o sistemas de disipación sin que se les dé un uso productivo, lo cual representa una pérdida significativa de energía útil.

2.4.2.1 Minimización del desperdicio energético mediante recuperación de calor

La recuperación de calor consiste en la captura y reutilización de esa energía térmica residual, mediante tecnologías y estrategias que permiten integrarla de nuevo al proceso o utilizarla en aplicaciones auxiliares. Por ejemplo, el calor contenido en el gas de alta temperatura puede transferirse a corrientes frías a través de intercambiadores de calor, precalentando el gas de entrada o los fluidos de tratamiento. Esta recuperación térmica también puede utilizarse para generar vapor o fluidos térmicos que alimenten pequeños ciclos de generación eléctrica, como el ciclo Rankine orgánico (ORC), lo que convierte parte de la energía térmica en energía eléctrica útil.

Adicionalmente, el calor recuperado puede emplearse para evitar el uso de combustibles fósiles en procesos auxiliares como el calentamiento de tanques de almacenamiento, sistemas de bombeo, o el acondicionamiento de gas. En algunos casos, este calor puede incluso ser utilizado para calefacción de instalaciones o aplicado a procesos de baja entalpia como los [usos diversos de la geotermia](#) de los cuales se hablará a fondo más adelante, generando así, una sinergia energética entre distintas operaciones.

Este aprovechamiento térmico también permite reducir la carga en los sistemas de enfriamiento, disminuyendo el consumo de agua en torres de enfriamiento o sistemas de refrigeración mecánica, lo cual no solo representa un ahorro operativo, sino también una mejora ambiental en regiones con escasez hídrica o sensibilidad ecológica.

Desde el punto de vista técnico, para lograr una recuperación de calor efectiva se deben identificar puntos críticos del proceso donde existen gradientes térmicos significativos. Esto requiere de un análisis de integración energética, el cual permite localizar oportunidades óptimas de intercambio de calor con la mínima inversión en equipos. Asimismo, la selección y diseño de intercambiadores de calor eficientes, con materiales resistentes a la corrosión y a las condiciones de operación, es fundamental para garantizar una operación segura y rentable a largo plazo.

Por lo tanto, la minimización del desperdicio energético mediante la recuperación de calor no solo mejora la eficiencia global del sistema, sino que también transforma un pasivo energético (calor residual) en un activo valioso para el proceso, alineándose con los principios de sostenibilidad, economía circular y transición energética.

2.4.2.2 Eficiencia energética como estrategia de mitigación ambiental

La eficiencia energética es reconocida como una de las herramientas más poderosas y costo-efectivas para reducir el impacto ambiental de los procesos industriales, incluyendo la explotación y producción de hidrocarburos. En el contexto de los yacimientos de gas y condensado, donde las operaciones implican grandes volúmenes de fluidos y condiciones termodinámicas variables, una parte sustancial de la energía generada o consumida puede perderse si no se gestionan adecuadamente los recursos térmicos disponibles.

Adoptar un enfoque de eficiencia energética implica una evaluación integral de todos los procesos involucrados, desde la extracción en boca de pozo, el transporte de fluidos, la separación de fases, hasta el tratamiento y almacenamiento de los hidrocarburos producidos. Cada una de estas etapas presenta oportunidades para reducir consumos energéticos innecesarios, optimizar operaciones, y sobre todo, disminuir las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero.

Desde la perspectiva regulatoria y corporativa, muchas empresas del sector energético están adoptando estándares de eficiencia energética como parte de sus compromisos ambientales (ESG), estableciendo metas de reducción de emisiones y consumo de energía por unidad de producción. En este contexto, las medidas que integran recuperación de calor y optimización térmica no solo cumplen un rol ambiental, sino también estratégico, al posicionar a la empresa como un actor responsable y competitivo en un entorno cada vez más exigente en términos de sostenibilidad.

Finalmente, es importante destacar que la eficiencia energética debe ser vista no como una acción aislada, sino como parte de un enfoque sistémico que incluya diseño inteligente de procesos, mantenimiento preventivo, automatización de operaciones, y capacitación del personal en prácticas sostenibles. Esta visión integral permite maximizar el rendimiento del sistema, extender la vida útil de los equipos, reducir los costos operativos y, al mismo tiempo, cumplir con los objetivos ambientales nacionales e internacionales.

2.4.3 Ley mexicana de la geotermia

La nueva Ley de Geotermia en México es un marco legislativo renovado que fue publicada en el *Diario Oficial de la Federación* el 18 de marzo de 2025 e inició su vigencia al día siguiente. Esta ley representa un parteaguas en la política energética nacional ya que establece un marco regulatorio más flexible e inclusivo para las posibilidades de aprovechamiento del recurso geotérmico más allá de la generación eléctrica convencional. Esta ley regulatoria toma relevancia en el contexto de la reconversión o recuperación de yacimientos petroleros asociados a la cogeneración eléctrica y los usos en cascada factibles a la entalpia remanente.

Entre los objetivos y propósitos de la nueva Ley de la Geotermia se encuentra:

Regulación moderna y sostenible, es decir, la legislación regula la exploración y explotación de recursos geotérmicos con fines sustentables ya sea generación eléctrica o sus usos diversos.

Una simplificación administrativa ya que se introduce el *Aprovechamiento Geotérmico Exento* que permite usos de pequeña escala sin necesidad de un permiso formal, solamente con un registro ante la Secretaría de Energía (SENER), así como, agilizar los permisos de exploración.

Reconocimiento de los usos directos de la geotermia, esto es, las aplicaciones no eléctricas, ampliando los beneficios y la accesibilidad de la energía geotérmica.

Tabla 11. Estructura de permisos y modalidades

Modalidad	Detalles
<i>Permiso de exploración</i>	Para evaluar la existencia de recursos geotérmicos. Emitido por la SENER
<i>Concesión de exploración</i>	Para la explotación comercial del recurso, usualmente por plazos largos
<i>Permiso para usos diversos</i>	Permiso de explotación con otros fines distintos a la generación eléctrica
<i>Aprovechamiento geotérmico exento</i>	Pequeña escala, sin permiso formal, solamente requiere registro

En la [tabla 11](#) se puede observar que la nueva ley impulsa la diversificación energética que fortalece la seguridad energética del país y genera oportunidades de desarrollo económico local en comunidades cercanas a los pozos petroleros con potencial térmico, es decir, no solo se abre las puertas a nuevos proyectos de gran escala, sino también a proyectos descentralizados y de pequeña capacidad apoyados por el aprovechamiento exento, lo que reduce las barreras burocráticas y promueve la innovación tecnológica. En conjunto, estos elementos convierten a la ley en una herramienta estratégica para la transición energética mexicana.

2.5. Impacto social

La implementación de tecnologías de recuperación de calor residual y cogeneración en yacimientos de gas y condensado no sólo representa una mejora significativa en la eficiencia energética y la reducción de emisiones, sino que también tiene efectos sociales relevantes en las regiones donde se desarrollan estos proyectos. Este impacto se manifiesta a través de la generación de empleo, la mejora en la imagen corporativa, la contribución al bienestar de comunidades locales, y

el fortalecimiento de capacidades técnicas mediante la transferencia de conocimiento.

2.5.1 Mejora en la percepción de responsabilidad ambiental

La adopción de tecnologías limpias y de bajo impacto ambiental mejora significativamente la percepción que la sociedad tiene sobre las empresas del sector energético. El uso de sistemas de cogeneración, especialmente en regiones con antecedentes de conflicto ambiental o percepción negativa hacia la actividad extractiva, permite mostrar un compromiso tangible con la sostenibilidad y la innovación.

La percepción de responsabilidad ambiental es clave para consolidar la licencia social para operar, es decir, el consentimiento informal de las comunidades para que una empresa desarrolle actividades en su territorio. Este concepto, aunque no tiene un carácter legal, es cada vez más valorado por las empresas debido a su influencia en la estabilidad operativa y reputacional.

Las acciones visibles de mitigación del impacto ambiental —como la reducción del consumo de combustibles fósiles gracias al uso eficiente del calor residual, o la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero— generan confianza entre la población. Asimismo, permiten a la empresa obtener reconocimientos por buenas prácticas, acceder a incentivos fiscales o financieros por parte del gobierno, o posicionarse como referente en sustentabilidad dentro del sector energético.

Esta mejora en la percepción también se traduce en una mayor aceptación por parte de organismos reguladores, ONGs ambientales, instituciones académicas y medios de comunicación, lo que facilita la implementación de nuevos proyectos, la obtención de permisos y la atracción de inversión nacional o extranjera.

2.5.2 Generación de empleo en áreas de eficiencia energética

Uno de los beneficios sociales más tangibles de los proyectos de cogeneración asociados a yacimientos de gas y condensado es la dinamización del empleo local y regional. La instalación, operación y mantenimiento de estos sistemas implica una demanda significativa de recursos humanos, no sólo en áreas técnicas especializadas, sino también en servicios auxiliares. Este fenómeno va acompañado de la necesidad de programas de formación técnica, especialmente si se busca la integración de mano de obra local. Además, en línea con los principios del desarrollo sostenible y la equidad, estos proyectos pueden servir como plataforma para promover la inclusión de grupos vulnerables en el mercado laboral, mejorando sus condiciones de vida y participación económica.

2.5.3 Beneficios indirectos para comunidades cercanas

La recuperación de calor y la cogeneración no solo generan beneficios dentro del ámbito industrial, sino que también pueden repercutir positivamente en las comunidades aledañas al yacimiento. En proyectos bien diseñados, parte de la energía térmica o eléctrica generada puede ser redirigida para uso comunitario, reduciendo la dependencia de fuentes externas de energía y mejorando las condiciones de vida.

Por ejemplo, el calor residual puede ser utilizado en sistemas de calefacción comunitaria, en procesos productivos locales como el secado de productos agrícolas, el calentamiento de agua para instalaciones escolares o clínicas rurales, o incluso para invernaderos que impulsen la seguridad alimentaria. Por su parte, el excedente eléctrico producido mediante cogeneración puede utilizarse para iluminar espacios públicos, alimentar sistemas de bombeo de agua potable o impulsar microindustrias locales. A esto se le conoce como *economía circular*.

Estos beneficios energéticos, al estar basados en una fuente secundaria que de otro modo se perdería como calor no aprovechado, representan una solución eficiente, económica y ambientalmente responsable. Además, refuerzan el vínculo entre la operación industrial y la comunidad, generando un sentido de corresponsabilidad y cooperación.

2.5.3.1 Cambio en la economía regional (economía circular)

La incorporación de tecnologías de recuperación de calor y cogeneración en el contexto de yacimientos de gas y condensado no sólo implica una transformación tecnológica, sino también una reconfiguración profunda de la dinámica económica a nivel local y regional. Estos proyectos, por su naturaleza intensiva en infraestructura, energía y servicios, tienen la capacidad de impulsar actividades económicas periféricas, modificar patrones de consumo, empleo e inversión, e influir sobre la distribución del ingreso y el acceso a infraestructura básica en las comunidades aledañas.

Una de las primeras manifestaciones del impacto económico de estos proyectos es el estímulo a la economía local a través de la contratación de proveedores regionales. Desde la fase de construcción hasta la operación continua del sistema de cogeneración, se requieren servicios de ingeniería, soldadura, electricidad, aislamiento térmico, mantenimiento industrial, transporte especializado, alimentación y seguridad, entre otros. Esto crea oportunidades directas para micro, pequeñas y medianas empresas (PyMEs) que operan en el entorno inmediato del proyecto.

2.5.4 Transferencia tecnológica y formación técnica en nuevos procesos

La implementación de proyectos de cogeneración en pozos de gas y condensado con alta temperatura no solo debe evaluarse desde una perspectiva técnica y económica, sino también como una oportunidad para fortalecer el desarrollo comunitario a través de

la educación, la transferencia de conocimiento y la integración de saberes locales. En este sentido, resulta fundamental diseñar programas educativos que promuevan la comprensión de las tecnologías de cogeneración y su contribución a la sustentabilidad energética. Estos programas deberían incluir capacitaciones técnicas dirigidas tanto a trabajadores locales como a estudiantes, con el fin de generar competencias especializadas que permitan su participación activa en la operación y mantenimiento de los sistemas. Asimismo, la colaboración con instituciones académicas mediante la incorporación de módulos especializados en energías limpias dentro de los planes de estudio facilitaría la formación de futuros profesionales en el área, asegurando la sostenibilidad del conocimiento a largo plazo.

Paralelamente, el fomento del conocimiento técnico en escuelas cercanas a los yacimientos representa una estrategia clave para incentivar el interés por la geotermia y alternativas energéticas desde edades tempranas. Esto podría materializarse mediante la adaptación de contenidos curriculares que introduzcan conceptos básicos sobre eficiencia energética y energías renovables, complementados con actividades prácticas como talleres interactivos o visitas guiadas a instalaciones controladas.

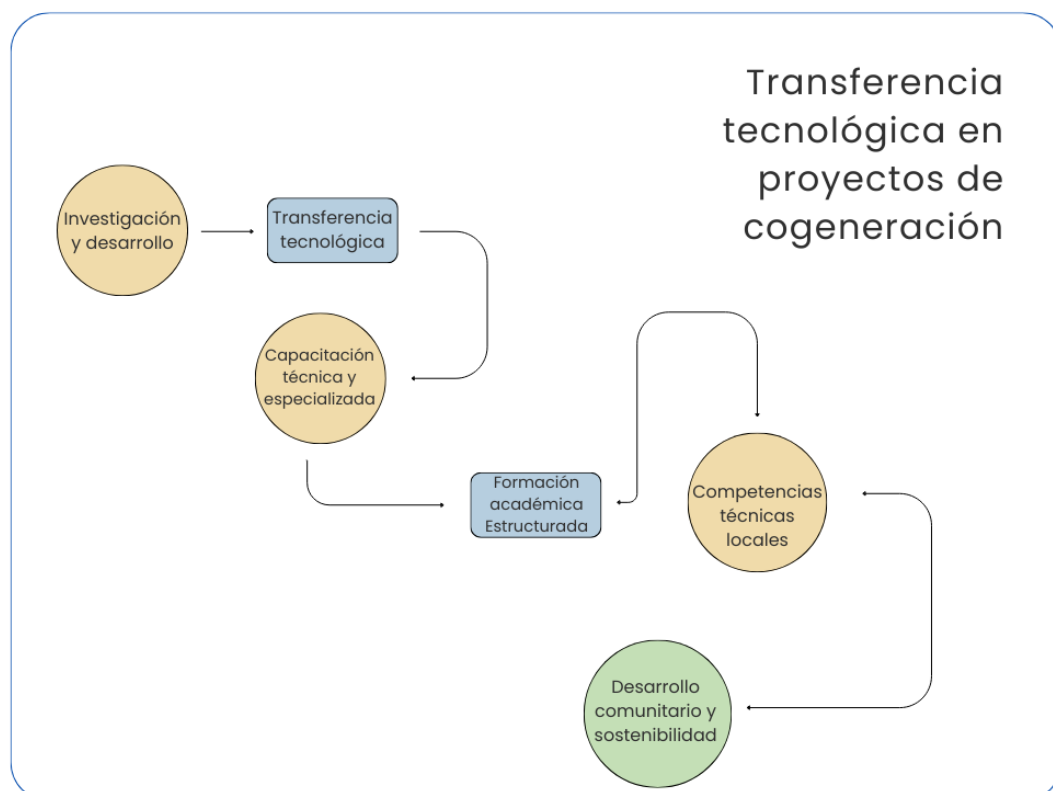


Figura 7. Diagrama de flujo para transferencia tecnológica

Con el impulso de proyectos de cogeneración geotérmica en yacimientos petroleros, se puede crear una cadena de transferencia de conocimientos por ser tecnologías nuevas. Como se muestra en la [figura 7](#), se comienza con el área de investigación y desarrollo dentro de universidades, institutos o centros de investigación, los cuales comparten el conocimiento con la industria o programas de innovación energética y así poder continuar con una capacitación técnica por medio de cursos para trabajadores de la zona que den seguimiento de actividades para los usos diversos de la geotermia, lo que a su vez resulta en una mano de obra calificada dando como resultado empleos locales, diversificación económica, fomento de energías limpias y apropiación social de la tecnología.

2.5.5 Justicia ambiental y energética

La implementación de sistemas de cogeneración en pozos de gas y condensado debe garantizar una distribución justa de los beneficios energéticos generados, particularmente en favor de las comunidades locales históricamente excluidas de los frutos del desarrollo energético. Esto implica diseñar mecanismos concretos para que la electricidad y el calor residual producidos por la planta sean aprovechados prioritariamente por las poblaciones aledañas, ya sea mediante conexiones directas a redes comunitarias o a través de sistemas descentralizados en zonas no interconectadas. Es fundamental establecer acuerdos vinculantes que especifiquen porcentajes mínimos de energía destinada al consumo local, así como tarifas preferenciales que reconozcan el derecho de estas comunidades a beneficiarse de los recursos extraídos en sus territorios. Adicionalmente, el proyecto podría incorporar infraestructura complementaria como centros comunitarios con climatización mediante calor residual o talleres productivos que utilicen la energía generada, transformando así el recurso energético en un catalizador de desarrollo local.

La implementación de diagnósticos participativos mediante metodologías como los sistemas socio-ecológicos permite identificar puntos críticos de cambio y diseñar estrategias preventivas, así como, el monitoreo comunitario de indicadores ambientales sensibles (calidad de aguas, regeneración vegetal) que sirvan como sistema de alerta temprana ante posibles afectaciones.

En conclusión, el análisis de la recuperación de calor en yacimientos de gas y condensado permitió evidenciar el alto potencial térmico que poseen estos sistemas y las oportunidades de eficiencia que surgen al aprovechar su energía residual. Se identificaron las principales limitaciones operativas asociadas a la temperatura y su impacto en los equipos de superficie, así como las soluciones viables mediante la integración de intercambiadores de calor en etapas estratégicas del proceso productivo.

Además, se destacó la relevancia ambiental y social de la implementación de estas tecnologías, al reducir emisiones, optimizar el uso energético y promover el

desarrollo local mediante innovación y transferencia tecnológica, fortaleciendo las capacidades técnicas y operativas del sector. En conjunto, los puntos desarrollados en este capítulo establecen la base necesaria para el análisis de alternativas de recuperación de energía y su integración en los sistemas de producción de gas y condensado.

3. Capítulo 3. Cogeneración de electricidad

Para este último capítulo de desarrollo, se analizan de manera cualitativa y cuantitativa los aspectos técnicos del proyecto, es decir, detalles de instalación y operación y el respaldo del análisis termodinámico del ciclo Rankine orgánico para cada de las propuestas de acoplamiento. Por último, se realiza el análisis económico para verificar si las propuestas son rentables y viables.

3.1. Instalación e infraestructura

Se plantea que la instalación de los equipos para la recuperación de calor como el intercambiador de calor y el sistema para el ciclo Rankine orgánico sea dentro de la infraestructura de las baterías de separación, esto para poder aprovechar el alto gasto másico producto de la acumulación de producción de los distintos pozos que llegan a los trenes de separación. Las estructuras pueden instalarse antes de los separadores primarios si se requiere utilizar el fluido multifásico (tendrá un mayor flujo másico), o después de los separadores primarios si se requiere un fluido de una sola fase. Esto dependerá de la capacidad y viabilidad técnica del intercambiador de calor.

Existe otra opción factible para el acoplamiento del ORC e intercambiador de calor que es en la línea de descarga de producción ubicada en las macroperas. En esta zona podemos obtener temperaturas más elevadas que en la batería de separación debido a la cercanía del pozo, pero una desventaja es un gasto másico menor. La comparativa de instalación contra la batería de separación se resalta por las necesidades de los equipos de recuperación de calor, el espacio disponible, la factibilidad de integración a la red eléctrica u objetivos específicos del proyecto, considerando accesibilidad, seguridad y mantenibilidad.

A continuación, se detallan los equipos y sistemas principales para la recuperación de calor en los yacimientos de gas y condensado

I. Sistema de ciclo Rankine orgánico para cogeneración

El principio de funcionamiento del ciclo Rankine orgánico se deriva de un ciclo Rankine convencional, las cuales son tecnologías de generación eléctrica de las más utilizadas. En estas tecnologías se aprovecha el calor para convertirlo en energía mecánica por medio de una turbina y posteriormente en electricidad con un generador. Para el ciclo Rankine convencional, el agua es convertida en vapor por medio de una caldera la cual es alimentada por un combustible fósil, posteriormente la expansión del vapor mueve una turbina que está conectada con un generador eléctrico. El vapor al salir de la turbina se manda a un condensador para volver a obtener el agua en fase líquida y finalmente bombearla a la caldera, cerrando así el ciclo.

El Ciclo Orgánico de Rankine (ORC, por sus siglas en inglés), en vez de utilizar el agua como fluido de trabajo utiliza un fluido orgánico con bajo punto de ebullición (como isobutano, pentano o refrigerantes industriales) el cual es cambiado de fase en un evaporador. A diferencia del ciclo Rankine convencional, el ORC permite operar eficientemente con fuentes térmicas de baja entalpía, como las encontradas en yacimientos de gas y condensado por lo que ya no se requiere la quema de combustibles fósiles para generar calor.

En la [Figura 8](#), se muestra la distribución de los elementos que comúnmente componen a un sistema Rankine orgánico simple. El diagrama, además de los componentes ya mencionados anteriormente, contempla una torre de enfriamiento en la cual el agua caliente proveniente del proceso se distribuye en la parte superior de la torre y entra en contacto directo con una corriente de aire, lo que genera la evaporación de una fracción del agua. Durante este proceso, el calor es extraído del resto del fluido, reduciendo su temperatura. El agua enfriada se recolecta en la parte inferior de la torre y se recircula nuevamente al sistema.

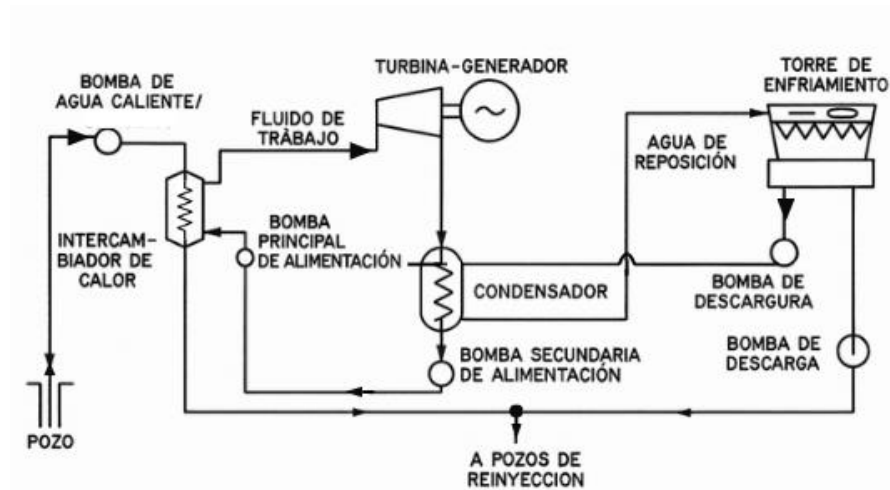


Figura 8. Esquema ciclo Rankine orgánico modificado de (EDIBON, 2025)

Este proceso puede ser explicado de manera esquemática en un diagrama $T - S$ presentado en la figura 9 el cual representa un ciclo ideal de vapor y que se puede desglosar en los siguientes procesos: 1-2 que se refiere a la compresión isoentrópica que realiza la bomba al fluido de trabajo para estar a las condiciones que requiere el evaporador; el proceso 2 - 3, es donde se realiza el intercambio de calor entre el hidrocarburo y el fluido de trabajo en el evaporador en el cual el refrigerante sale como vapor sobrecalentado. En el proceso 3 - 4, el vapor generado tiene una expansión isoentrópica la cual origina el movimiento mecánico en la turbina que a su vez produce electricidad en el generador al cual está conectad. Por último, el proceso 4 - 1 ocurre cuando el vapor entra en el condensador para reducir su temperatura y presión donde sale como líquido saturado entrando nuevamente a la bomba, completando así el ciclo.

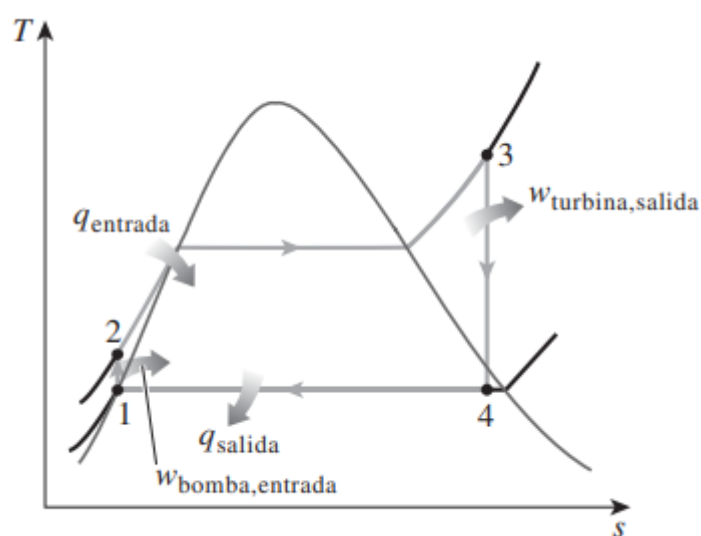


Figura 9. Diagrama temperatura – entropía (Cengel, 2015)

El área bajo la curva del diagrama $T - S$ representa la transferencia de calor entre el fluido de trabajo y el hidrocarburo.

II. Infraestructura complementaria

La instalación del sistema ORC y los intercambiadores requiere infraestructura adicional que incluye bases estructurales para turbinas y bombas, líneas de conexión térmica, válvulas de control, trampas de vapor, y sistemas de drenaje. También se consideran unidades de pretratamiento de fluidos, tanques de expansión, y sistemas de protección contra sobrepresión (PSV). Todo esto debe integrarse en plataformas existentes o nuevas áreas habilitadas, considerando accesibilidad, seguridad y mantenibilidad.

III. Aislamiento térmico en tuberías y equipos

El aislamiento térmico es esencial para evitar pérdidas de energía, proteger al personal y mejorar la eficiencia global del sistema. El espesor del aislamiento se

selecciona con base en simulaciones térmicas y normativas de seguridad. Equipos como intercambiadores, tuberías de alta temperatura y separadores cuentan con aislamiento integral y sistemas de protección mecánica (revestimientos exteriores).

3.2. Parámetros de diseño

El diseño del intercambiador tipo tubos y coraza se basa en las condiciones térmicas y de flujo del sistema. Se determina un número de pasos adecuado para asegurar una transferencia de calor eficiente sin generar caída de presión excesiva - la cual será definida por las operaciones de producción de los hidrocarburos-. Los tubos se organizan en arreglo triangular o cuadrado, según el balance requerido entre transferencia térmica y facilidad de limpieza. La coraza puede ser de paso sencillo o doble, con deflectores internos para inducir turbulencia y mejorar el coeficiente de transferencia de calor. Se consideran además juntas de expansión para absorber la dilatación térmica.

3.3. Análisis de riesgos

El éxito para un proyecto de cogeneración eléctrica en yacimientos productores petroleros, en específico en yacimientos de gas y condensado depende de la superación de diversos riesgos técnicos, políticos, ambientales, sociales y financieros como se muestran en la [tabla 12](#)

Tabla 12. Posibles riesgos en implementación de cogeneración

Categoría	Riesgo	Descripción	Medida de Mitigación
Técnico	Falla en equipos ORC	Riesgo de daños por operación a alta temperatura o mal mantenimiento.	Programas de mantenimiento predictivo y uso de materiales resistentes a alta temperatura.
Técnico	Ineficiencia térmica del sistema	Pérdidas de calor en intercambiadores, aislamiento deficiente.	Optimización del diseño térmico y uso de aislamiento avanzado.
Técnico	Inestabilidad del suministro térmico	Variaciones en la producción del yacimiento pueden afectar la cogeneración.	Incorporación de sistemas de regulación térmica y almacenamiento de energía.

Ambiental	Emisión de gases residuales	Aunque se reduce en cogeneración, pueden liberarse compuestos no quemados.	Implementación de sistemas de tratamiento de gases y monitoreo continuo.
Ambiental	Contaminación térmica	Descarga de calor al ambiente o cuerpos de agua.	Uso de sistemas de enfriamiento cerrados y disipadores térmicos.
Ambiental	Manejo inadecuado de condensados	Riesgo de derrames de líquidos con hidrocarburos.	Sistemas de contención y tratamiento de condensados, protocolos de emergencia.
Social	Falta de empleo local	Proyecto no integra mano de obra de la región.	Capacitación y contratación de trabajadores locales, acuerdos comunitarios.
Social	Conflictos por uso de recursos	Competencia por agua o energía con otros usuarios.	Evaluación de impacto social y acuerdos de uso equitativo de recursos.
Político / Legal	Cambios en regulaciones energéticas	Riesgo por reformas que afecten incentivos o permisos. (Reglamento de la ley de geotermia)	Seguimiento normativo continuo y diseño adaptable a nuevos marcos legales.
Político / Legal	Dificultad en obtención de licencias	Retrasos o restricciones por normativas ambientales o energéticas.	Asesoría legal especializada y cumplimiento anticipado de requisitos normativos.

3.4. Análisis de resultados

3.4.1 Balance energético

El balance energético del sistema de cogeneración acoplado a un yacimiento de gas y condensado de alta temperatura permitió evaluar la eficiencia del aprovechamiento térmico. Este análisis considera el flujo de energía desde el fluido con alto gradiente térmico producido que llega a la batería de separación, pasando por los equipos de intercambio de calor y generación eléctrica (ORC), hasta su conversión en carga eléctrica útil.

Para poder obtener la energía térmica disponible se analizó el flujo de energía transferida desde el hidrocarburo hasta el refrigerante intercambiador. (Zhang L. , 2017) modificado.

$$Q_{disponible} = m_f * C_p * (T_e - T_s)$$

Donde

- $Q_{disponible}$: Energía térmica disponible en yacimiento [KW_{térmicos}]
- m_f : Flujo másico (gas + condensado) [kg/s]
- C_p : Calor específico [KJ/ kg ° C]
- T_e : Temperatura de entrada al intercambiador [° C]
- T_s : Temperatura de salida al intercambiador [° C]

Se plantean cuatro casos de análisis para la recuperación de calor con potencial de conversión a energía eléctrica, los cuales se resumen en la [tabla 13](#). Dichos casos consideran el acoplamiento de sistemas de aprovechamiento térmico en dos zonas principales del proceso: La batería de separación y las macroperas de producción. A su vez, en cada zona se evalúa el uso de agua y aire como fluidos de enfriamiento, con el propósito de reducir la temperatura del fluido de trabajo (fluido orgánico) y analizar su desempeño en distintas condiciones de operación.

Tabla 13. Casos de análisis para generación eléctrica

Caso	Instalación	Fluido refrigerante
1	Acoplamiento de ORC en batería de separación	Agua
2	Acoplamiento de ORC en batería de separación	Aire
3	Acoplamiento de ORC en macropera de producción	Agua
4	Acoplamiento de ORC en macropera de producción	Aire

El campo petrolero analizado, se encuentra vinculado con un yacimiento de gas y condensado [figura 10](#) el cual contiene 10 macroperas las cuales llegan a la batería de separación divididas en dos corredores principales, los cuales acumulan un gasto másico de **900.8** [kg/s] y una temperatura promedio de 100 [° C]. Para el caso de estudio en la macropera seleccionada, se tiene un gasto másico de **483** [kg/s] y una temperatura promedio en la línea de descarga de **115** [° C].

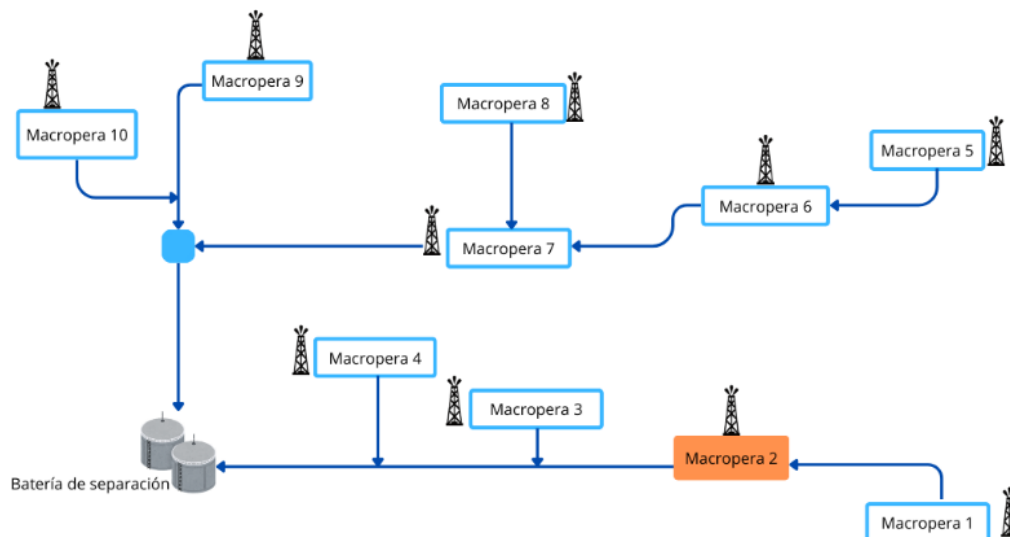


Figura 10. Esquema de distribución para el campo petrolero de estudio.

En el **caso 1**, se analiza la cogeneración de electricidad para el yacimiento de gas y condensado acoplando el sistema de recuperación de calor y de generación eléctrica ORC en la batería de separación que es alimentada por dos corredores con un gasto másico de 900.8 [Kg/s] , una temperatura de los fluidos producidos de $\sim 100 \text{ [}^\circ \text{C]}$ y una presión de 8.1013 [Mpa] . Aprovechando a que los procesos de producción y separación del gas y condensado producido necesita bajar a una temperatura de $45 \text{ [}^\circ \text{C]}$ será ese valor la temperatura objetivo después de pasar por el intercambiador de calor de tubos y coraza (evaporador de ORC). El ciclo ORC se diseña para operar con un fluido de trabajo cuyas propiedades críticas se ajustan a las condiciones de los hidrocarburos presentes en el sistema. Para este análisis se selecciona el refrigerante **R1234yf** (figura 11), el cual circula en un sistema cerrado con un caudal de 2311.2668 [kg/s] .

Se considera un caudal de **agua** de $0.6568 \text{ [m}^3\text{/s]}$ con el fin de mantener el fluido refrigerante en condiciones óptimas de operación. El agua de enfriamiento ingresa al sistema con una temperatura ambiente inicial de $30 \text{ [}^\circ \text{C]}$ y un ΔT de $5 \text{ [}^\circ \text{C]}$, lo cual permite asegurar una transferencia de calor adecuada en el condensador del ciclo ORC. Adicionalmente se desarrolla de manera comparativa el **Caso 2**, donde se evalúa la utilización de aire como medio de enfriamiento ante la posible limitación de disponibilidad de agua en la zona de operación. En este escenario, el caudal de aire requerido para lograr el enfriamiento del fluido de trabajo asciende a $1179.2812 \text{ m}^3\text{/s}$.

Con base en el comportamiento de los yacimientos y en la composición típica descrita en el apartado [propiedades de los fluidos en yacimientos de gas y condensado](#), donde el metano representa más del 85 % en fracción molar, se asume este gas como el fluido producido del yacimiento encargado de transferir calor al fluido de trabajo del ciclo ORC.

Bajo estas condiciones, la cantidad de calor recuperable del hidrocarburo se estima en 135.07224 [MW_{térmicos}], de los cuales 22.12375 [MW] pueden transformarse en electricidad a través del ciclo ORC previamente definido. El desempeño del sistema permite alcanzar una eficiencia del 16.379 % sin considerar los usos propios de ORC.

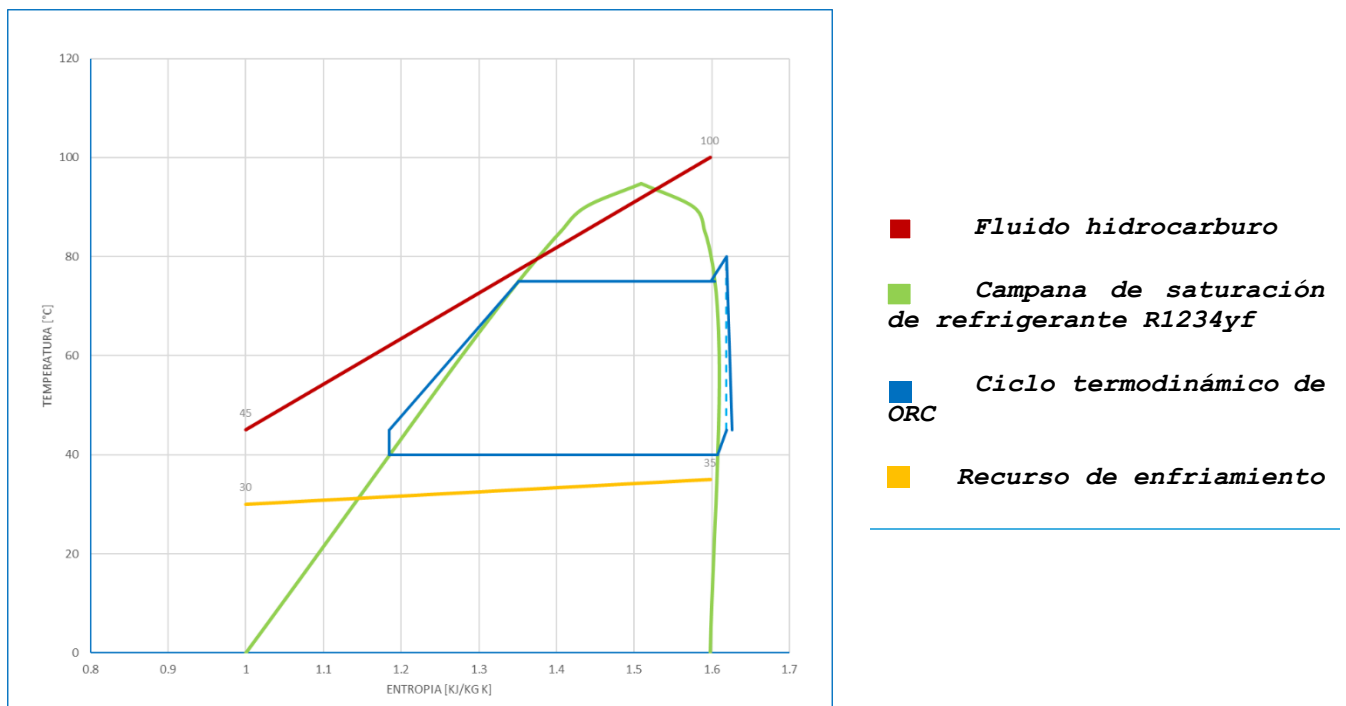
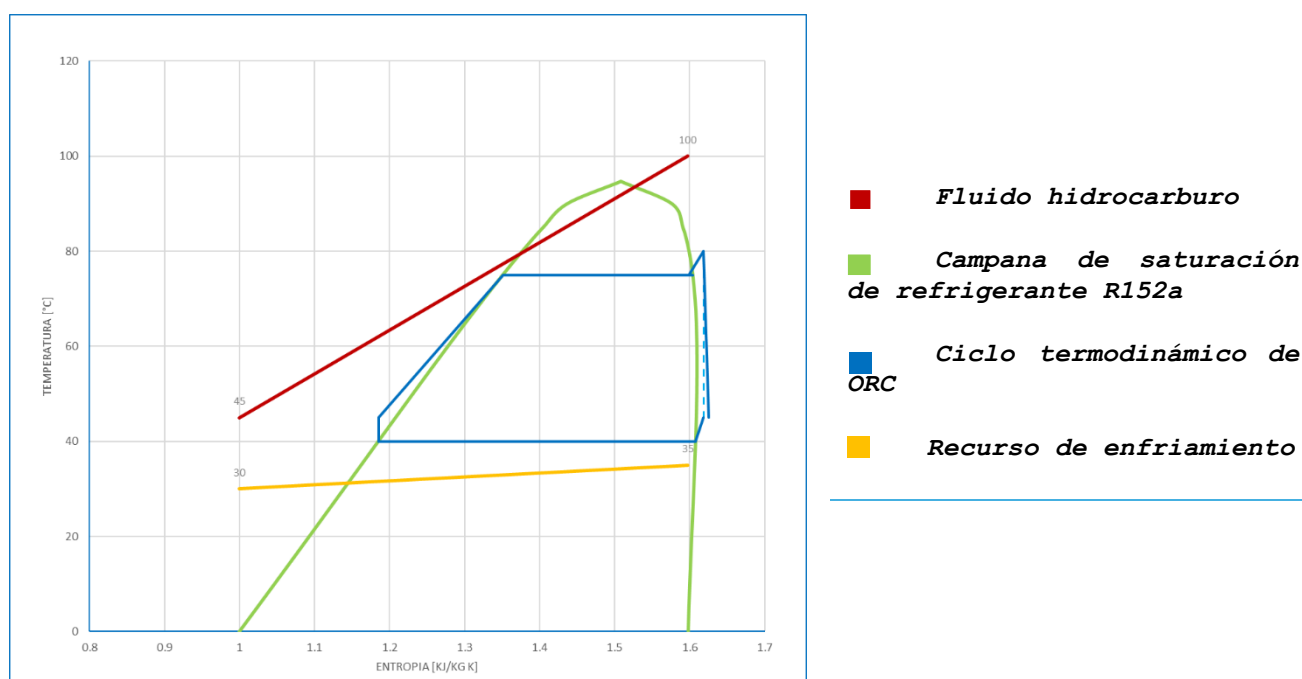


Figura 11. Campana de saturación refrigerante R1234yf para batería de producción, enfriamiento con agua o aire

El **caso 3** corresponde al análisis de cogeneración eléctrica a partir del aprovechamiento térmico en la línea de descarga de la macropera 2, identificada en la [figura 10](#). En este punto del sistema se registra un gasto másico de 483.91 [kg/s], con una temperatura de ~ 115 [° C] y una presión de 9.29 [MPa]. Considerando la necesidad operativa de reducir la temperatura del hidrocarburo hasta 45 [° C], se plantea el acoplamiento de un ciclo Rankine Orgánico (ORC) para recuperar parte de la energía disponible. En esta configuración, se selecciona como fluido de trabajo el refrigerante **R152a** ([figura 12](#)), cuyas propiedades críticas resultan adecuadas para trabajar con las condiciones del hidrocarburo producido. El ciclo opera en un sistema cerrado, requiriendo un caudal de 2123.6448 [kg/s] del refrigerante para garantizar el intercambio térmico necesario.

Para este caso, se necesita un caudal de $0.702 \text{ [m}^3/\text{s]}$ de **agua** para poder asegurar que nuestro fluido de refrigerante conserve temperaturas optimas de operación. Se considera que el agua mantiene una temperatura ambiente de $30 \text{ [}^\circ \text{C]}$ y con un ΔT de $5 \text{ [}^\circ \text{C]}$ lo que permite garantizar una transferencia de calor adecuada en el condensador del ciclo ORC. De manera comparativa se evalúa un **caso 4** utilizando **aire** para enfriar ante una posible limitación en la disponibilidad de agua en la zona de operación, el caudal del aire necesario para el enfriamiento de nuestro fluido de trabajo es de $1260.3638 \text{ [m}^3/\text{s]}$.

De la misma forma que en los casos anteriores se asume al metano como el principal componente del gas producido en el yacimiento, siendo este el hidrocarburo encargado de transferir calor al fluido de trabajo del ORC. Para este caso, la cantidad de calor recuperable del hidrocarburo es de $94.2583 \text{ [MW}_{\text{térmicos}}]$, de los cuales, 23.2580 [MW] pueden convertirse en electricidad, con las condiciones del ORC antes presentadas, obteniendo así una eficiencia de 24.67% del ciclo.



A continuación, se presenta una comparativa entre los diferentes casos de estudio, tabla 14.

Tabla 14. Resumen de resultados para los diferentes casos

Parámetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
<i>Ubicación</i>	Batería de separación	Batería de separación	Macropera de producción	Macropera de producción
<i>Potencial térmico de hidrocarburo</i> [MW _{térmicos}]	135.07224	135.07224	94.2583	94.2583
<i>Potencial eléctrico</i> [MW _{eléctricos}]	22.12375	22.12375	23.2580	23.2580
<i>Fluido de Trabajo</i>	R1234yf	R1234yf	R152a	R152a
<i>Fluido de refrigeración</i>	Agua	Aire	Agua	Aire

3.5. Aplicaciones de calor obtenido

El aprovechamiento térmico de los pozos puede extenderse a aplicaciones de uso directo en rangos de mediana y baja entalpía, ya que, aun después del proceso de generación eléctrica, el fluido geotérmico conserva un nivel de energía térmica significativo. Este calor remanente, que de otro modo se disiparía a la atmósfera, puede ser utilizado de manera eficiente en diversos procesos.

En México, existe un gran potencial geotérmico, y una trayectoria consolidada en el aprovechamiento de los recursos geotérmicos, principalmente para la generación eléctrica en campos como Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Las Tres Vírgenes [tabla 15](#). Aunque la explotación eléctrica ha sido la prioridad en este análisis de potencial geotérmico, existe un creciente interés por desarrollar usos directos del calor especialmente de baja y media entalpía para aplicaciones productivas y sociales.

Tabla 15. Plantas de generación eléctrica en México

Campo	Capacidad Instalada [MW]	Detalles
Cerro Prieto	570	Campo de uso geo- termoeléctrico con mayor capacidad instalada del país y emblemática por su manejo de salmueras.
Los Azufres	252.36	Campo con unidades de flasheo sencillo y contrapresión caracterizado por su ubicación en zona altamente sísmica.
Los Humeros	108	Campo caracterizado por fluidos altamente ácidos y corrosivos con unidades de contrapresión y condensación.
Domo de San Pedro	52	Única planta geotérmica desarrollada por una empresa privada y con desarrollo de usos directos.
Tres Vírgenes	10	Campo desarrollado con unidades de condensación

3.5.1 Usos diversos de la geotermia

Para poder dar un uso adecuado de la temperatura remanente de nuestro proceso de cogeneración eléctrica, es necesario definir los usos diversos o directos de la geotermia que consisten en utilizar el calor obtenido de la cogeneración sin convertirlo a electricidad. Entre las aplicaciones típicas se encuentra la calefacción, invernaderos, acuicultura, secado de productos, procesos industriales de baja temperatura, balnearios y desalinización térmica a pequeña escala. En México, estos usos pueden aportar a la diversificación energética, sustitución de combustibles fósiles en sectores agroindustrial y servicios, y al desarrollo regional donde existan recursos accesibles.

Una forma de clasificar los recursos geotérmicos y los criterios de uso directo puede ser en alta, mediana y baja entalpía. Para los usos diversos y en cascada de la cogeneración eléctrica nos centraremos en la mediana y baja entalpía.

La baja entalpía ($>30^{\circ} - 90^{\circ} \text{ C}$) es ideal para bombas de calor geotérmicas, calefacción de invernaderos, acuicultura y calefacción de edificios. La media entalpía ($\sim 90 - 150^{\circ} \text{ C}$) es apta para procesos industriales de mayor exigencia térmica, secado y algunas desalinizaciones térmicas por etapas. (Pérez, 2023)

El principio del uso en cascada se basa en que el mismo fluido térmico puede aprovecharse en secuencia, por ejemplo, (calefacción de invernadero → secado → balneario) para maximizar eficiencia. En la figura 13, se presenta un diagrama de flujo para representar el uso en cascada desde la generación eléctrica, así como, los usos diversos de la geotermia. La figura registra los rangos de temperatura ideales para el desarrollo de las actividades.

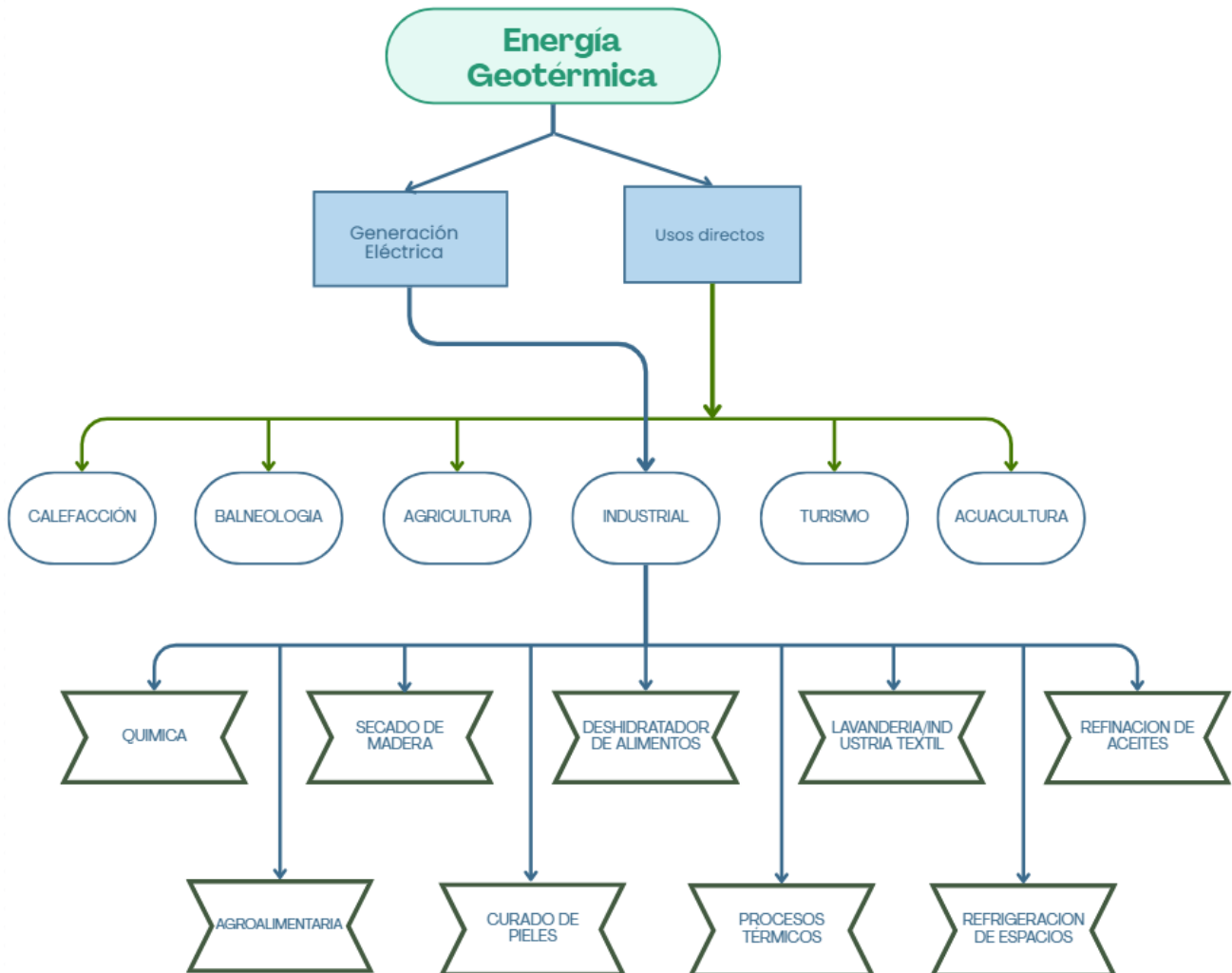


Figura 13. esquema para usos en cascada de energía geotérmica

Entre las principales aplicaciones directas mundiales se encuentran:

- Balnearios y uso recreativo

Uno de los usos más antiguos de la geotermia es el aprovechamiento de aguas termales con fines medicinales y recreativos. Las aguas mineralizadas y calientes se utilizan en balnearios, spas y centros de rehabilitación, aprovechando tanto su calor como sus propiedades químicas.

- Calefacción y climatización

La geotermia puede alimentar sistemas de calefacción distrital, calefacción de edificios individuales, invernaderos y establos. En climas fríos, esta aplicación ofrece un suministro continuo de calor, con menores costos de operación y menores emisiones de gases de efecto invernadero que los sistemas basados en combustibles fósiles.

- Acuicultura y agricultura

El calor geotérmico se emplea para mantener temperaturas óptimas en criaderos de peces, camarones y otras especies, así como para controlar el clima en invernaderos. Esto favorece un crecimiento más rápido, reduce la mortalidad y amplía las temporadas de cultivo.

- Procesos industriales

Ciertos procesos industriales, como el secado de productos agrícolas (granos, frutas, tabaco), el procesamiento de madera, la pasteurización de leche o la extracción de minerales, pueden aprovechar calor geotérmico para reducir el consumo de combustibles convencionales.

3.5.1.1 Aplicaciones de usos directos con mayor potencial en México

Con el amplio abanico de aplicaciones de en México se presentan diversas aplicaciones con gran potencial que resultan con el aprovechamiento más eficiente del recurso geotérmico de los pozos de gas y condensado después de la generación eléctrica

- **Invernaderos y agricultura protegida:** En este sector, el aprovechamiento geotérmico ofrece mejores rendimientos, mayor control de plagas/estacionalidad y ahorro en combustibles. [figura 14](#) con una temperatura requerida de 38 - 66 ° C. (Katarzyna, 2015)



Figura 14. Climatización en invernaderos (Greenhouse, 2015)

- **Acuicultura:** Cultivos de tilapia, camarón y otras especies en sistemas controlados que requieren temperaturas constantes. Con una temperatura requerida de $21 - 66^{\circ}\text{C}$, [figura 15.](#) (Jorquera, 2022)

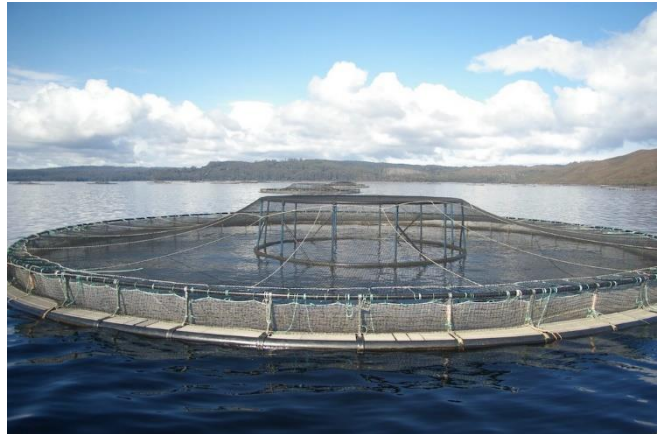


Figura 15. Geotermia en industria de la acuicultura (Jorquera, 2022)

- **Procesos agroindustriales:** Existe un gran abanico de aplicaciones como lo son el secado de alimentos (frutas, granos), pasteurización y deshidratación con calor directo. Con requerimiento de temperatura de $60 - 90^{\circ}\text{C}$, [figura 16.](#) (Grupo iiDEA, 2025)



Figura 16. Deshidratación de alimentos (Grupo iiDEA, 2025)

- **Desalinización térmica de pequeña escala:** El uso de calor geotérmico para procesos de desalinización por adsorción. Con requerimiento térmico de 45 a 85°C , [figura 17.](#) (Mehmood, 2021)



Figura 17. Prototipo de desaladora modular geotérmica (Grupo iiDEA, 2025)

3.6. Análisis económico

Este apartado se centrará en un estudio ligado a los ciclos Rankine orgánicos definidos en el apartado de **balance energético**, es decir, el desglose de gastos de la inversión contra las ganancias por la venta de electricidad generada por el mismo ORC, logrando así, determinar si tenemos una propuesta rentable.

De igual manera se analiza el costo nivelado de energía lo que involucra implícitamente los gastos de mantenimiento y operación para así hacer una comparativa contra otro tipo de energías.

3.6.1 Rentabilidad

Para comenzar con el análisis económico debemos tomar en cuenta los costos de mantenimiento y operación los cuales son gastos fijos que tiene una planta en operación durante un año y de acuerdo a (McVeigh, 2003) podemos utilizar una relación para calcular estos costos, la cual nos dará resultados en centavos de dólar por kWh [¢USD/kWh].

$$C_{OM} = 2_e^{-0.0025(PN-5)}$$

Donde

- PN: Capacidad de la planta instalada [MW]

Siguiendo con el análisis económico se debe de obtener el costo nivelado de energía [LCOE] por sus siglas en inglés, lo que se refiere al costo por producir un kWh a lo largo de la vida útil del sistema de generación. Haciendo una simplificación de la formula general para obtener el costo nivelado de energía, se obtiene la siguiente relación.

$$LCOE = \frac{C_{cap} * CRF + C_{OM}}{E_{anual}}$$

Donde

- C_{cap} : Costo total de inversión
- CRF: Factor de recuperación de capital
- C_{OM} : Costo anual de mantenimiento y operación
- E_{anual} : Energía generada anualmente

Tomando de referencia de (Jian Song, 2017) se determina mediante una extrapolación de la [figura 18](#), que el ciclo ORC de 23.2580 [MW] de potencia tiene un costo aproximado de 990 €/kw, lo que se traduce en un costo de total de inversión de 25.55 millones de dólares.

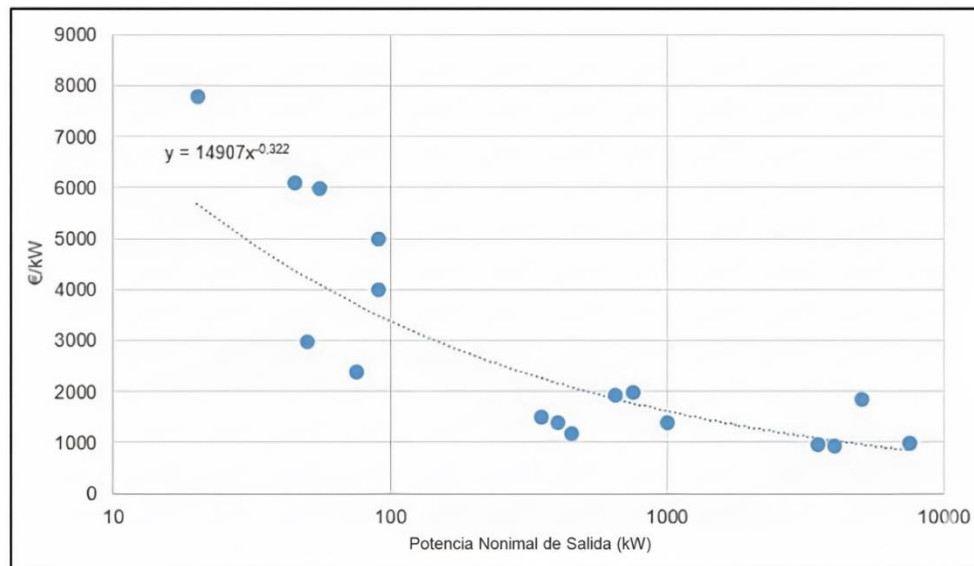


Figura 18. Gráfica de costos en euros para ORC (Jian Song, 2017)

Se hicieron ciertas consideraciones para el desarrollo del análisis económico como lo es un precio de venta de energía eléctrica de 33.47 USD/MWh (Secretaría de Energía, 2016), con la información más actualizada disponible. De la misma manera una tasa de interés del 5% (Tapia, 2023) con un ciclo de vida del proyecto de 25 años, lo cual está relacionado con el decaimiento de producción del campo petrolero analizado.

Se utilizó un modelo de evaluación económico para evaluar las ganancias adicionales por la venta de la energía eléctrica generada en el cual, el escenario con mejores resultados se definió con el cálculo del valor presente neto (VPN) de la ecuación (modificado de (Kai Zhang, 2022)). Se presentan dos casos definidos para obtener el VPN, esto dependiendo de las propuestas de instalación presentadas en la [sección 3.1](#).

Para obtener las ganancias totales por la venta de electricidad se toma en cuenta el monto ya estipulado antes por las 8760 horas del año y el factor de planta del ciclo del 85%. A continuación, se presenta un balance económico [tabla 16](#), donde se resume el análisis realizado cuando el sistema ORC es instalado en la macropera de producción.

Tabla 16. Análisis de ORC para macropera.

Parámetros	Datos	Unidades
Capital invertido	25.55	MMUSD
Costo nivelado de energía (LCOE)	0.0293	USD/kWh
Potencia generada por ORC	23.2580	MW _{eléctricos}
Precio de venta de electricidad (Secretaría de Energía, 2016)	33.47	\$USD/MWh
Mantenimiento y operación	1.91568	¢USD/kWh
Energía anual generada	173,037	MWh/año

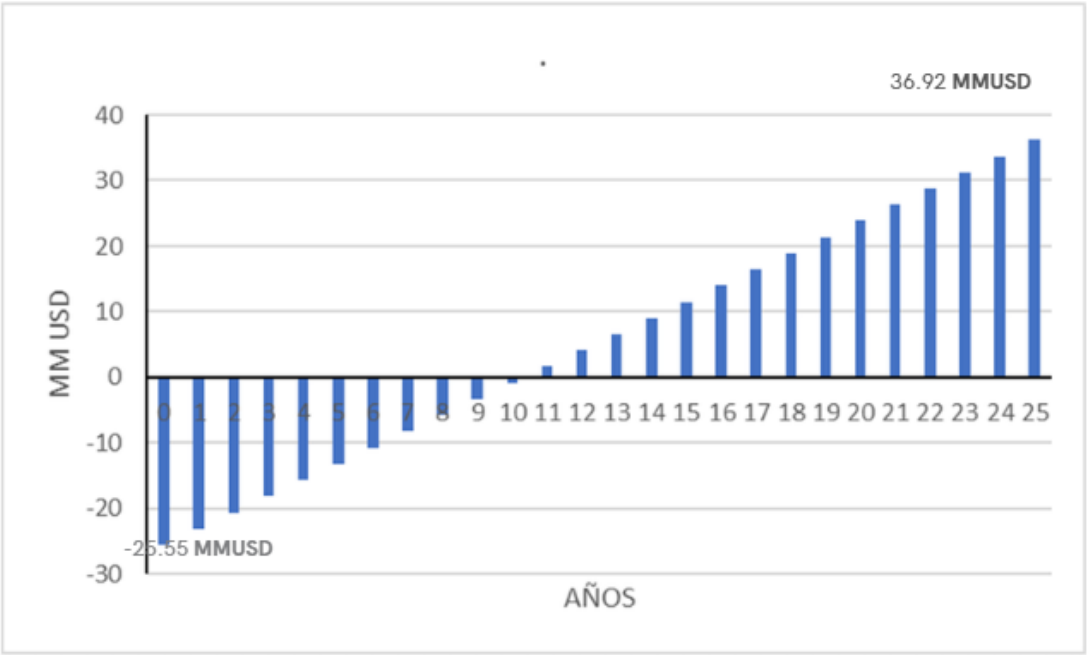


Figura 19. Flujo de efectivo para ORC en macropera

El flujo de efectivo se calculó a 2.47 MMUSD/año y en la gráfica, [figura 19](#) se logra observar que al término de la vida del proyecto estipulada a 25 años se obtuvieron 36.92 MMUSD, obteniendo así, una ganancia neta de 11.37 MMUSD. Con esta información podemos estimar un valor presente neto (VPN) de 9.3 MMUSD, así como una tasa interna de retorno (TIR) del 8.13% indicando sólidamente un proyecto rentable.

Para el caso de la implementación del sistema ORC en la batería de separación se vuelve a tomar en cuenta la extrapolación de la [figura 18](#), es decir, para nuestro ciclo de 22.12375 [MW] se toma en cuenta un costo aproximado de 990 €/kw, teniendo un costo total de inversión de 24.09 millones de dólares.

Como en el análisis anterior, se consideró un costo de venta de la energía eléctrica de 33.47 USD/MWh (Secretaría de Energía, 2016), una tasa de interés de 5% y un ciclo de vida de 25 años.

Tabla 17. Análisis de ORC para batería de separación.

<i>Parámetros</i>	Datos	Unidades
<i>Capital invertido</i>	24.09	MMUSD
<i>Costo nivelado de energía (LCOE)</i>	0.029539	USD/kWh
<i>Potencia generada por ORC</i>	22.12375	MW _{eléctricos}
<i>Precio de venta de electricidad (Secretaría de Energía, 2016)</i>	33.47	USD/MWh
<i>Mantenimiento y operación</i>	1.9162	¢USD/kWh
<i>Energía anual generada</i>	164,733	MWh/año

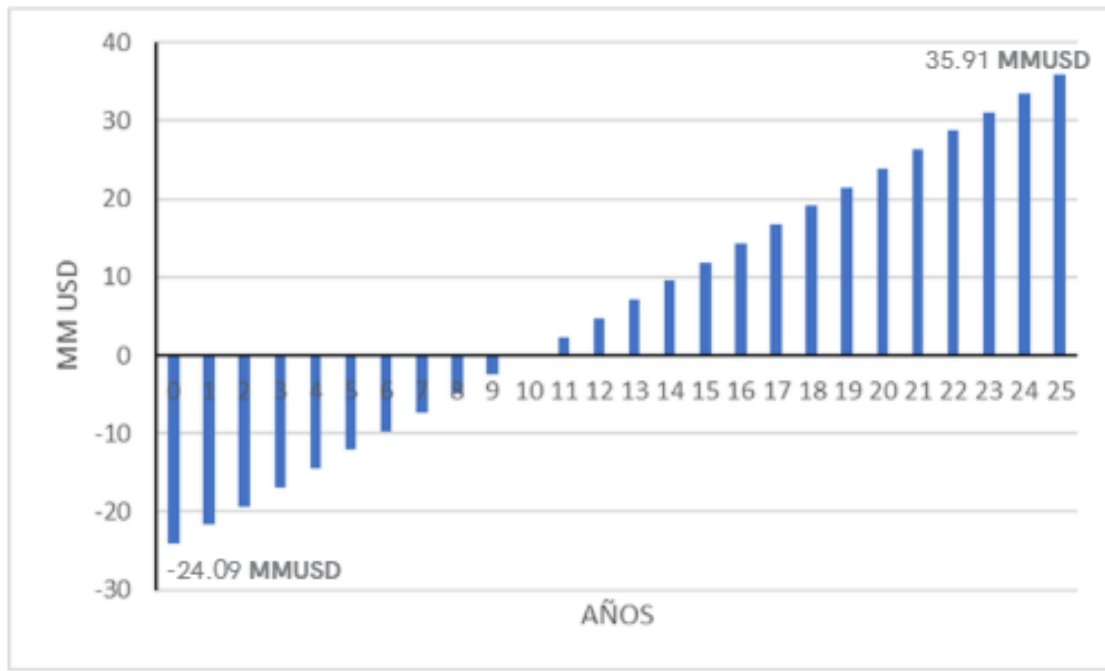


Figura 20. Flujo de efectivo para ORC en batería de separación

El flujo de efectivo calculado para este escenario se calcula en 2.359 MMUSD/año, presentado en la [figura 20](#), donde también se aprecia que al final de la vida del proyecto se obtuvo una ganancia de 35.91 [MMUSD], teniendo así una ganancia neta de 11.82 MMUSD. Del mismo modo que en el análisis anterior, se obtiene un VPN de 9.14 [MMUSD] y una TIR del 8.45, demostrando la rentabilidad de esta opción.

El costo nivelado de energía (LCOE), nos ayuda a hacer una comparación contra otras tecnologías para generación eléctrica y así poder tener una referencia de viabilidad y competencia (IRENA, 2024).

Al comparar el LCOE del sistema ORC acoplado, calculado en este análisis en torno a 0.029 – 0.030 USD/kWh, se observa que es altamente competitivo frente a otras tecnologías de generación eléctrica. Este valor se encuentra en el rango bajo de la solar fotovoltaica a gran escala y es parecido con los costos más eficientes de ciclos combinados a gas, superando a configuraciones de solar con almacenamiento, eólica offshore y nuclear, que presentan LCOE más altos, consolidándose como una alternativa atractiva para la generación de electricidad.

Tabla 18. Costos nivelados de energía de diferentes tecnologías (LAZARD, 2024)

<i>Tecnología</i>	Rango típico LCOE (USD/kWh)	Detalles
<i>Solar fotovoltaica (sin almacenamiento)</i>	~0.029 - 0.092	Rangos amplios por recurso solar, CAPEX, financiamiento y subsidios.
<i>Onshore aire (terrestre)</i>	~0.027 - 0.073	Depende mucho del recurso eólico y de costos de conexión.
<i>Solar PV + almacenamiento</i>	~0.060 - 0.210	Añadir baterías aumenta LCOE significativamente; gran variación según duración y costo de baterías.
<i>Gas ciclo combinado (CCGT, nuevo)</i>	~0.024 - 0.039	Sensible al precio del gas y factor de planta; plantas eficientes pueden lograr los valores bajos.
<i>Offshore aire (marina)</i>	~0.069 - 0.140+	CAPEX y transmisión elevan costos; en proyectos grandes puede caer hacia el extremo bajo.
<i>Nuclear (nuevo, coste de capital alto)</i>	variable, frecuentemente > 0.090	Muy sensible a CAPEX y riesgos de construcción.
<i>Acoplamiento de ORC</i>	~0.029 - 0.030	Favorecido por el factor de planta

A continuación, se presenta la [Tabla 19](#) una donde se comparan los resultados del análisis económico de la implementación del ORC en la batería de separación, como en la macropera.

Tabla 19. Indicadores económicos de ORC

<i>Parámetros</i>	Macropera	Batería de separación
<i>Capital invertido [MMUSD]</i>	25.55	24.09
<i>Costo nivelado de energía (LCOE) [USD/kWh]</i>	0.0293	0.029539
<i>Potencia generada por ORC [MW_{eléctricos}]</i>	23.2580	22.12375
<i>Mantenimiento y operación [¢USD/kWh]</i>	1.91568	1.9162
<i>Energía anual generada [MWh/año]</i>	173,037	164,733
<i>Flujo de efectivo [MMUSD/año]</i>	2.47	2.359
<i>Valor presente neto</i>	9.3	9.14
<i>Tasa interna de retorno [%]</i>	8.13	8.45
<i>Ganancia neta [MMUSD]</i>	11.37	11.82

Concluyendo este capítulo, se puede afirmar que ambas propuestas de instalación del ciclo Rankine orgánico, tanto en la macropera de producción como en la batería de separación, resultan técnica y económicamente viables. Si bien la inversión inicial es considerable, la potencia generada por los ciclos puede ajustarse a niveles inferiores, lo que permitiría reducir el monto de inversión requerido. Esta decisión dependerá, en última instancia, de las disponibilidades financieras del proyecto.

4. Capítulo 4. Conclusiones

El análisis del comportamiento de los yacimientos de gas y condensado permitió comprender los procesos físicos y termodinámicos que determinan la coexistencia y evolución de las fases gas y líquido en el yacimiento. A través del estudio de diagramas de fase, propiedades PVT y la caracterización de los fluidos, se identificaron los mecanismos responsables de la formación de condensado retrógrado y su impacto en la productividad. Asimismo, la evaluación del potencial térmico del yacimiento evidenció la existencia de energía residual aprovechable para procesos de generación eléctrica o aplicaciones térmicas.

Asimismo, el estudio permitió evidenciar el alto potencial térmico de estos sistemas y las oportunidades de eficiencia que surgen al aprovechar su energía residual. Se identificaron las principales limitaciones operativas relacionadas con la temperatura y su efecto sobre los equipos de superficie, así como soluciones viables mediante la integración de intercambiadores de calor en etapas estratégicas del proceso de producción de hidrocarburos. Entre sus principales ventajas destacan la disminución de temperatura de los gases para mejor eficiencia de la producción, la operación continua de la generación eléctrica, la flexibilidad ante variaciones de carga térmica y la posibilidad de integración con instalaciones existentes; no obstante, se identifican desventajas asociadas a la inversión inicial y la dependencia de condiciones térmicas estables.

El análisis de las propuestas de instalación del ciclo Rankine orgánico, tanto en la macropera de producción como en la batería de separación, demostró que ambas alternativas son técnica y económicamente viables. Aunque la inversión inicial es significativa (25.55 MMUSD para acoplamiento en la macropera y 24.09 MMUSD en batería de separación), la potencia generada por los ciclos puede ajustarse a niveles menores, lo que permitiría reducir el costo total del proyecto. La decisión final dependerá de las restricciones de capital y estrategias financieras implementadas. En conjunto, los resultados muestran que el aprovechamiento del calor residual en yacimientos de gas y condensado constituye una alternativa eficaz para incrementar la eficiencia energética, reducir el impacto ambiental y promover modelos de producción más sostenibles.

Los resultados de la generación eléctrica obtenida (22.123 MW_{eléctricos} en la batería de separación y 23.258 MW_{eléctricos} en la macropera de producción) demuestran que es posible transformar energía térmica en electricidad útil, con valores de costo nivelado de energía competitivos frente a otras tecnologías renovables, especialmente porque la fuente térmica y las instalaciones ya están disponibles. Estos resultados refuerzan el potencial del sistema como complemento energético, más que como sustituto total de fuentes primarias.

Adicionalmente, se identificó una alta posibilidad de implementación de usos directos del calor, tales como procesos de calentamiento, acuicultura, secado de productos o climatización, lo cual incrementa la eficiencia total del sistema energético y maximiza el aprovechamiento del recurso térmico disponible.

Finalmente, el desarrollo de este tipo de proyectos puede generar impactos positivos a nivel social, ambiental y económico, al reducir emisiones de gases de efecto invernadero, promover el uso eficiente de la energía y fomentar el desarrollo tecnológico local. Asimismo, la implementación de estas soluciones puede contribuir a la diversificación de la matriz energética, la creación de empleos especializados y el fortalecimiento de economías regionales mediante modelos de energía sostenible.

5. Referencias

- Abdus Satter, G. M. (2016). Reservoir Fluid Properties. *Science Direct*, 81-105. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128002193000048>
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir engineering handbook* (4^o ta ed.). Burlington.
- Bauza, J. L. (octubre de 2022). Relevancia del gas para optimizar los factores de recuperación de yacimientos, su rentabilidad y producción de HC livianos. *Ingeniería Petrolera*, 62, 386-400.
- Castillo, M. P. (2016). *Ingeniería de yacimientos de gas seco, gas humedo y gas condensado*. Ciudad de México.
- Cengel, Y. (2015). *Termodinámica* (8 ed.). Ciudad de México: McGraw-Hill.
- Dake, L. (1988). *Fundamentals of reservoir engineering*. Amsterdam.
- DiPippo, R. (2012). *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. (tercera edición ed.). Elsevier. Recuperado el agosto de 2025
- Dominguez, J. A. (2017). *Simulación de endulzamiento de gas amargo utilizando DEA*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autonoma de México.
- EDIBON. (08 de 2025). *Equipo del ciclo orgánico Rankine, controlado desde computador (pc)*. Obtenido de <https://www.edibon.com/es/equipo-del-ciclo-organico-de-rankine-controlado-desde-computador-pc>
- EPA. (2005). *National Service Center for Environmental Publications (NSCEP)*. (U. S. Agency, Editor) Obtenido de Catalog of CHP Technologies: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyNET.exe/P1010ZR1.txt?ZyActionD=ZyDocument&Client=EPA&Index=2000%20Thru%202005&Docs=&Query=&Time=&EndTime=&SearchMethod=l&TocRestrict=n&Toc=&TocEntry=&QField=&QFieldYear=&QFieldMonth=&QFieldDay=&UseQField=&IntQFieldOp=0&ExtQFiel>
- EPA. (2025). *CHP Benefits*. United States Environmental Protection Agency, Ciudad de México. Recuperado el 2025, de <https://www.epa.gov/chp/chp-benefits?>
- Ghajar, Y. C. (2011). *Transferencia de calor y masa*. Ciudad de México: McGraw Hill.
- Goudong Cui, L. Z. (1 de 12 de 2016). Geothermal exploitation from depleted high temperature gas reservoirs via recycling supercritical CO₂: heat minig rate and salt precipitation effects. *APPLIED ENERGY*, 183, 837-852. Obtenido de <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.029>
- GOV.UK. (2013). *combined heat and power*. European Union Directive, Ciudad de México. Obtenido de <https://www.gov.uk/guidance/combined-heat-and-power>

- Gutierrez, V. J. (2014). *Reducción de daño en pozo en yacimientos de gas y condensado por inyección de químicos*. Ciudad de México.
- Ikoku, C. U. (1980). *Natural gas engineering*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- IPCC. (2006). *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. Obtenido de : <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html>
- IRENA. (2024). Renewable Power Generation Costs in 2023.
- James. (2011). Production of hydrocarbons from natural gas. *Handbook of industrial hydrocarbons from natural gas*, 127–162.
- Janette, F. M. (2014). *Evaluación del volumen original de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado*. Ciudad de México.
- Jian Song, Y. S. (2017). Thermodynamic analysis and performance optimization of an Organic Rankine Cycle (ORC) waste heat recovery system for marine diesel engines. *Energy*, 976 – 985.
- Jordán, Y. J. (2018). Estimación de perfiles de producción de yacimientos de gas ricos en condensado en condiciones de alta presión y temperatura del medio poroso mediante técnicas analíticas. Madrid, España: Universidad Politécnica de Madrid.
- José Jimenez Garcia, A. G. (2023). A Comprehensive Review of Organic Rankine Cycles. *Processes*.
- Justin Ezekiel, A. E. (1 de julio de 2020). Combining natural gas and CO₂ based geothermal energy extraction for electric power generation. *Applied Energy*, 269. Obtenido de https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920305249?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=9665f8ea9a384799
- Kai Zhang, H. C. (2022). Utilization of a high-temperature depleted gas condensate reservoir for CO₂ storage and geothermal heat mining: a case study of the Arun gas reservoir in Indonesia. *Journal of Cleaner Production*, 343. Recuperado el 2025
- Kılıç, B. (2019). Thermodynamic Analysis of the Organic Rankine Cycle For Diesel Engine Waste Heat Recovery. *European Journal of Science and Technologies*.
- LAZARD. (junio de 2024). Levelized Cost of Energy Analysis. *Roland Berger*.
- Magazine Industry & Energy. (29 de marzo de 2023). *Crece en 50% quema de gas en México*. Obtenido de <https://energymagazine.mx/2022/02/crece-en-50-quema-de-gas-en-mexico/>
- McCain, W. (1990). *The properties of petroleum fluids* (2° edition ed.). Oklahoma.

- McVeigh, D. J. (2003). Historical Improvements in geothermal power systems costs. *Geothermal Resources Council Transactions*, 27.
- Mendez, J. C. (1985). *Explotación de yacimientos de gas y condensado*. Ciudad de México.
- Nolasco, S. V. (1996). *Optimización de la producción de pozos de gas y condensado (tesis de licenciatura)*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de <https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ppt1997/0244686/Index.html>
- PEMEX. (2025). *Precios Gas Natural mensual*.
- Pérez, L. G. (06 de junio de 2023). Resiliencia de la geotermia en México para el aprovechamiento de yacimientos de media a baja entalpia. *Energías Renovables*.
- Ph., J. G. (2019). Natural gas. *Natural Gas*, 3-24.
- Priscila, L. L. (2012). *Diseño térmico e hidráulico de un intercambiador de coraza y tubos*. Riobamba, Ecuador.
- Rojas, G. (2003). *Ingeniería de yacimientos de gas y condensado*. Puerto de la Cruz.
- Secretaría de Energía. (2016). *Precios de subasta eléctrica*. Ciudad de México. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/prensa/con-precios-altamente-competitivos-se-anuncian-los-resultados-preliminares-de-la-2-subasta-electrica-de-largo-plazo>
- SEMARNAT. (2024). *Factor de emisión del sistema eléctrico nacional 2024*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Ciudad de México. Obtenido de chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/981194/aviso_fesen_2024.pdf
- Speight, J. G. (2020). Hydrocarbons from natural gas and natural gas hydrates. *Handbook of industrial hydrocarbon processes*, 143 - 192.
- Sustainability Directory. (2024). *How Does the Efficiency of CHP Compare to a Conventional Power Plant?* Obtenido de <https://energy.sustainability-directory.com/learn/how-does-the-efficiency-of-chp-compare-to-a-conventional-power-plant/>
- Tapia, V. L. (2023). *Desarrollo de ingeniería básica, de detalle y análisis técnico-económico de una planta de ciclo binario de 100 kW de capacidad operada con geotermia*. Ciudad de México.
- Zhang, L. (2008). Energy from Abandoned Oil and Gas Reservoirs. *SPE*.
- Zhang, L. (2017). CO₂ injection for geothermal development associated with EGR and. *Energy*(123), 139-148.

Zhou, N. (2005). Practical manual of development and utilization of geothermal energy resources. *Prensa de Ciencias Geológicas de China*.