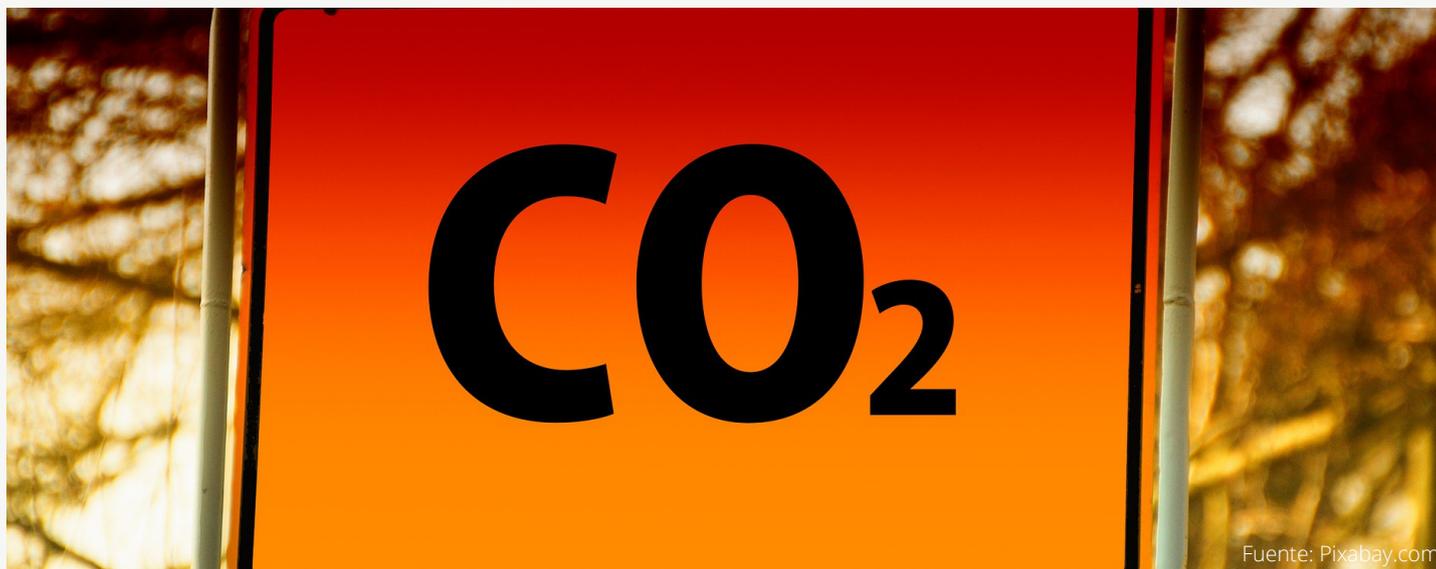


# PALABRA VERDADERA

*Aportes y Realidades de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos*  
*Dr. Martín Essinfeld Yahr - Prof. Miguel Castillejo*



Fuente: Pixabay.com

## CO<sub>2</sub> A FAVOR O EN CONTRA ¿UNO U OTRO O LOS DOS?

*Dr. Martín Essinfeld Yahr*

### Introducción

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es un gas **no-hidrocarburo** a temperatura ambiente y presión atmosférica. Así, el CO<sub>2</sub> es un gas “pesado” con un peso molecular alto (44.01 lb-lbmol) similar al del propano (44.09 lb-lb-mol) que también es gaseoso a condiciones similares de presión y temperatura. El **hidrocarburo propano**, aunque también tiene carbono en su composición, en cada molécula sus tres átomos de carbono de carbono (a diferencia del CO<sub>2</sub>) están acompañados por ocho átomos de hidrógeno (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>).

Visto de una manera bien simple, aunque los dos son gases a temperatura ambiente, y a una presión no muy elevada se mantienen gaseosos, cuando se ponen por separado en contacto con petróleo líquido (“crudo”) esa estructura molecular tan distinta y la distinta proporción de hidrógeno (a pesar del peso molecular similar) llevan a



Fuente: Pixabay.com

un resultado distinto en cuanto a solubilidad en el mismo tipo de petróleo, y a su poder calorífico en estado gaseoso al quemarse.

Aunque hay otras diferencias, en la discusión que sigue sobre los resultados en Venezuela del “caso CO2” se limitará la misma sólo a estas dos grandes diferencias, y el impacto que han causado las mismas en el país y en el mundo.

## Identificación de los casos venezolanos y comparación con el mundo

Para reducir la discusión a lo trascendente por su impacto sobre nuestra industria de los hidrocarburos y el impacto de lo aprendido aquí sobre otras operaciones a nivel mundial, la limitaremos a solamente cuatro casos-yacimientos o acumulaciones: Yucal-Placer, Lagunillas Inferior 04, Guarío-Mercuré, y Faja Petrolífera del Orinoco.

Como paso previo a la discusión que sigue, agreguemos a la solubilidad del gas en el crudo y el poder calorífico, dos condiciones adicionales que inciden sobre lo que trataremos. El CO2 en presencia de agua, que en condiciones adecuadas lleva a la formación de ácido carbónico con sus efectos corrosivos, adicionalmente a los otros cambios metalúrgicos que causa el CO2 y el ácido carbónico; finalmente las peculiaridades y propiedades del CO2 que llevan a su miscibilidad y lo hacen tener un “comportamiento quasi-líquido” que los solventes hidrocarburos livianos no muestran.

### Los “casos Venezolanos” donde el CO2 es o será trascendente

Arriba se identificaron los cuatro (4) casos-ejemplo que confirman el título de esta nota: CO2 a favor o en contra. Avancemos a continuación.

### Caso 1 - Campo Yucal-Placer

Descubierto en 1948 y, aunque produjo volúmenes pequeños de hidrocarburos líquidos, es básicamente un campo de gas seco, donde se perforaron hasta 37 pozos desde su descubrimiento. La mayor actividad de perforación ocurrió entre 1981-1986 para cuantificar sus reservas de gas (10 TCF en sitio-no reservas) y proceder más adelante con el otorgamiento de una Licencia de Explotación de Gas.

Con un grupo grande de yacimientos en sitio, con niveles de contenido de CO2 hasta de 25-30 % volumétrico (algunos con

menos), roca en promedio con baja porosidad y bajísima permeabilidad, además de la existencia de microfracturas, pasaron muchos años antes de acometer la explotación de este Campo Yucal-Placer.

**El problema** – Alto contenido de CO2 con su impacto en las inversiones para producción (mitigación de corrosión) y captura del CO2 (y H2S) para elevar el contenido calorífico y permitir la entrega del gas “endulzado” a la red nacional de gas, todo esto a fin de mitigar el déficit de suministro. Por otra parte, se debía enfrentar la realidad de la pobre calidad de las heterogéneas rocas-yacimiento.

**La solución** – Una vez obtenida la Licencia para Explotación de ese gas **con demasiado CO2** (2001-YPERGAS conformado por TOTAL y minoritariamente por INEPETROL, OTEPI y otros), se acometió la perforación de cinco nuevos pozos productores (construidos con aceros especiales para manejar el gas ácido) así como instalaciones de endulzamiento y disposición del CO2, para producir y tratar hasta 120 MMPCND (2006) de ese gas “ácido”. El monitoreo de presión fue excepcional, se probó fracturamiento hidráulico en zonas de bajísima porosidad y permeabilidad, e inclusive se ejecutó un Proyecto Piloto de Producción conjunta, con altísimo control y registro de la distribución del caudal de producción. Luego, se acordó la expansión del Proyecto, lo cual se inició, lográndose elevar la tasa de producción. Sin embargo, factores **no-técnicos** han afectado la continuación normal del proyecto (Figura 1).

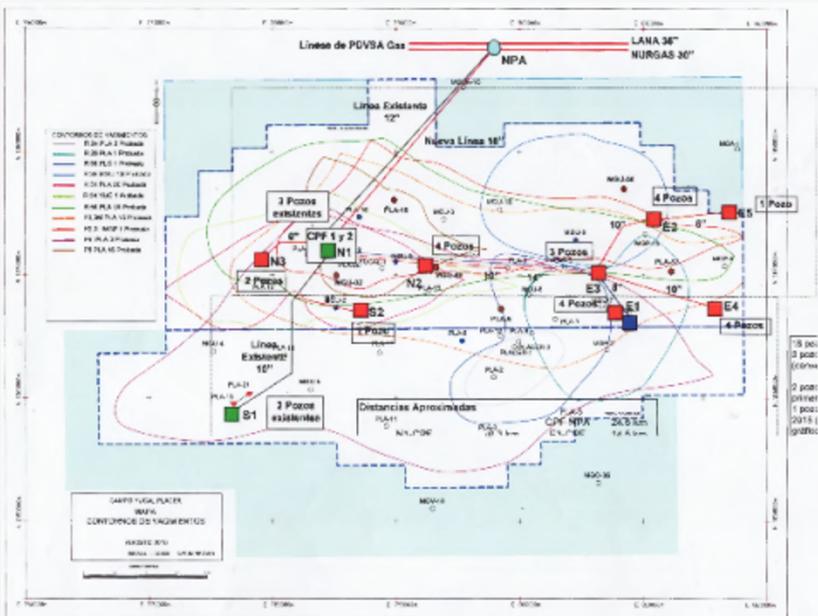


Figura 1 - Campo Yucal Placer - Esquemático con contornos de yacimientos y ubicación de instalaciones mayores

## CO<sub>2</sub> a favor o en contra

En este Campo Yucal Placer, aunque se resaltan los logros técnicos de los profesionales en la ejecución del Proyecto, el CO<sub>2</sub> ha sido claramente un factor **en contra** de la producción. Los factores en contra van desde los incrementos de costos en todas las etapas desde la perforación (aceros especiales para manejar el gas ácido y el ácido carbónico al haber agua condensada y de producción), hasta la necesidad de endulzar el gas (remoción del CO<sub>2</sub>) antes de entregarlo a la red de la Nación por condiciones de entrega, incluyendo alcanzar el nivel de poder calorífico requerido.

Como si fuera poco, el efecto combinado del CO<sub>2</sub> más la pobre calidad de la roca (baja porosidad y bajísima permeabilidad) constituyó un reto formidable.

Además de la “audacia empresarial y técnica” de TOTAL al liderar la obtención de la Licencia, se contó con la creatividad y dedicación de los ingenieros de petróleo y geólogos venezolanos a continuación.

### **Los venezolanos responsables del éxito**

Habiendo ya reconocido la audacia empresarial y técnica de la transnacional TOTAL como líder de la inversión en el proyecto, destacaron por sus decisiones creativas y oportunas los siguientes profesionales:

Fernando García, Wences Acosta, Eudys Prieto, Carla Castillo y Karen Rosales, todos de YPERGAS.

Sus contribuciones técnicas condujeron a un caso-ejemplo de operación bajo condiciones extremas, y la experiencia lograda tuvo amplias repercusiones en el país, mientras que las mejores prácticas de esa operación **las ha replicado TOTAL a nivel mundial.**

## Caso 2 – Lagunillas Inferior 04 Lago de Maracaibo

El yacimiento Lagunillas Inferior (04) en el Lago de Maracaibo, muy cerca de la Costa Este, tuvo una larguísima historia desde su descubrimiento hasta su desarrollo completo. Aquí se cita ya que, por su complejidad, ameritó un análisis detallado en 1981 denominado “Evaluación de Factibilidad para la Explotación Futura del Yacimiento LL-4 Campo Costanero Bolívar, Estado Zulia”. El enorme yacimiento tiene un sector con petróleo extrapesado y LAGOVEN deseaba evaluar la posibilidad de inyectar vapor, de manera continua, es esa zona. Es aquí donde aparece el CO<sub>2</sub> (tema de esta Cápsula) en el análisis.

**El problema y la solución** – Todos los estudios previos de balance de materiales sobre la acumulación indicaban que el yacimiento tenía que tener más energía inicial de la que indicaba la solubilidad “inicial” de gas reportada. **EGEP** indicó que la solubilidad inicial “era mayor que lo reportado desde la década de 1940”.

Los ingenieros de **EGEP** y **LAGOVEN** fueron a los galpones de archivos discontinuados y descubrieron que en la Estación a la que fluían los primeros pozos del yacimiento “el gas tenía hasta 5% de CO<sub>2</sub>”. Se hizo un trabajo de PVT con

INPELUZ en la Universidad del Zulia, se reconstituyó una muestra usando porcentajes variables (2-5%) de CO<sub>2</sub> y se reprodujo exactamente la solubilidad pronosticada que existía inicialmente en el yacimiento.

Ese pequeño porcentaje de CO<sub>2</sub> en el gas inicial (distorsionado en el tiempo por la inyección de gas seco) fue responsable de buena parte de la energía natural inicial del yacimiento durante su larga historia de producción. Este hallazgo cambió la visión que se tenía del yacimiento por más de 40 años y además revitalizó el entusiasmo ante la posibilidad de usar pequeños porcentajes de CO<sub>2</sub> como facilitador del incremento porcentual de solubilidad del gas de inyección, tratando de lograr mayores incrementos de transferencia de energía a las acumulaciones, con la cautela asociada a los efectos corrosivos conocidos.

### **CO<sub>2</sub> a favor o en contra**

En este yacimiento LL-04 (Lagunillas Inferior 04) el pequeño porcentaje de CO<sub>2</sub> en el gas inicial en solución resultó “a favor”, ya que permitió una solubilidad mayor del gas inicial en el crudo extrapesado, constituyéndose en un incremento importante en la energía natural inicial en la acumulación.

#### ***Los venezolanos responsables del éxito***

Martin Essefeld, Cesar Pieve, Domingo Orta, Alberto Rincón Medina por EGEP.

Juan Roger, Juana Albornoz, Antonio Díaz-Miranda, Alvaro Fuentes por LAGOVEN.



Se debe mencionar a Carl Putman, norteamericano, quien tuvo la gallardía de reconocer al grupo de Ingenieros Venezolanos, a nombre de los que descubrieron el yacimiento, que “el hallazgo y conclusiones de EGEP en lo referente al CO2 en este enorme yacimiento “habían cambiado su visión del mismo”. El mismo Ing Putman apoyó todos los trabajos en el Laboratorio de INPELUZ.

### Caso 3 – Guario – Merecure Explotación de Gas ácido por Mobil

Sin llegar a los extremos del contenido de CO2 en Yucal-Placer (Caso 1 arriba) el gas de las arenas Merecure en el Campo de Guario permitió a Mobil producir, después de muchos años cerradas, las reservas de gas que contenían las arenas Merecure de ese campo.

Una vez probadas inicialmente las reservas de gas relativamente ácido, Mobil cerró esos pozos, tomando todas las previsiones para proteger el revestidor de los mismos, llenándolos con fluidos anticorrosivos y colocando en el fondo “testigos” que sirvieran a futuro de registros de corrosión.

**El problema y la solución** - El tiempo llegó, después de 1966, cuando los requerimientos de gas que debían proveer los Campos de Oriente operados por Mobil a los fines de satisfacer tanto los programas de inyección de gas para mantenimiento de presión como las entregas de gas para la red de transmisión, **llevaron a la decisión de explotar las reservas ya cuantificadas de gas en Merecure en el Campo Guario.**

En ese momento histórico, a pesar de la inversión requerida, a cada millón de pies cúbicos de gas disponible para inyección y relleno para levantamiento artificial, **se le podía acreditar un valor equivalente en barriles adicionales de petróleo o condensado recuperado.** Así cambió la visión y parámetros económicos de la decisión. La Planta Guario-Merecure se construyó para la remoción del inconveniente CO2 “contaminante” utilizando el proceso de Ethylene-Glycol de la época (Yucal-Placer mucho más tarde ya usó las membranas moleculares).

### CO2 a favor o en contra

Evidentemente, en este caso, el CO2 representó un **“factor en contra”**, ya que manejar el costo de su remoción fue requisito para producir las reservas de gas de Merecure en el

Campo Guario. Sin embargo, para ese momento, la situación permitió que un grupo de ingenieros venezolanos destacara en el camino hacia la solución.

### **Los venezolanos responsables del éxito**

Habiendo ya reconocido el emprendimiento empresarial y técnico de la transnacional Mobil, cuando en ese momento no había otro proyecto similar en Venezuela, allí destacaron por sus decisiones los siguientes ingenieros venezolanos: Por Mobil Luis F. Silva, Jesús Díaz, Cesar Delgado, Rafael Mena y otros. Por el MEM Pedro Bolívar y los profesionales de la Inspección Técnica de Barcelona (Enrique Daboín y otros).

### Caso 4 - Faja Petrolífera del Orinoco

Aunque desde hace muchos años ha habido pruebas de laboratorio (INTEVEP) y pruebas limitadas de Campo en el Occidente de Venezuela, tratando de mejorar el recobro de petróleo extrapesado mediante la inyección de CO2, no ha habido un proyecto importante de Campo en el país que incluya la inyección masiva de CO2 (a cualquier presión).

Esta observación sobre “la presión” obedece a que, aún a baja presión, se genera un aumento en la solubilidad en el crudo extrapesado de la Faja del Orinoco del gas hidrocarburo que acompañe al CO2.

Adicionalmente, la baja temperatura crítica del CO2 (88 grados F) lo hace que esté en estado supercrítico si la temperatura de yacimiento excede ese valor; y si la presión excede 1500

lpc se tiene miscibilidad (líquido-líquido) y sabemos lo que eso implica en factor de recobro final.

## CO2 a favor o en contra

Para la Faja Petrolífera del Orinoco, reconociendo los problemas de corrosión etc causados por el agua, el efecto del CO2 sería a favor.

### *Los venezolanos responsables del éxito*

El venezolano que más ha estudiado estos procesos es el Dr. José Chiquinquirá Ferrer. Desafortunadamente, no se han dado las condiciones económicas de un proyecto que permita llevarlo al campo.

En el programa de Yucal-Placer y su expansión a 300 MMPCD (que no se completó), se planteó la posibilidad de llevar el CO2 de Yucal-Placer a los yacimientos más al Norte de la Faja. Pero no se llegó tan lejos.

A futuro, por el volumen de petróleo remanente en la Faja Petrolífera del Orinoco, queda poca duda de que veremos uso de CO2 a favor, manejando con ingeniería venezolana de primer mundo los factores en contra.

Así finaliza esta Capsula 5. Después de estos cuatro ejemplos queda más claro el título dado: **CO2 A FAVOR O CO2 EN CONTRA EN VENEZUELA – UNO U OTRO, O LOS DOS?**

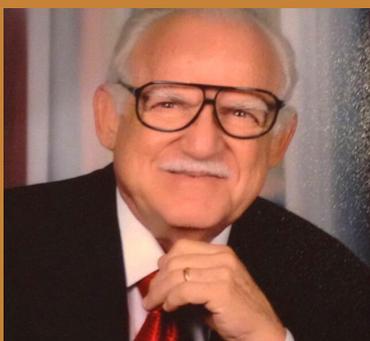
## Desde la Escuela de Petróleo UCV

En Palabra Verdadera 5, de manera clara (con cuatro casos específicos de Venezuela) se demuestra como impactó y se resolvió el problema del CO2 asociado al gas presente o a ser inyectado en los yacimientos discutidos. Soluciones aportadas por ingenieros venezolanos, labor que fue reconocida, en su momento, por un especialista de la trayectoria de Carl Putman (Creole/LAGOVEN).

Aunque en estos casos el CO2 era un “problema”, la industria petrolera tiene ahora una nueva oportunidad para ser un actor clave y utilizar su experiencia en los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) basados en la inyección de CO2 para reducir las emisiones de gases con efecto invernadero a nivel mundial a través de proyectos simultáneos de CO2-EOR y de almacenamiento a escala en yacimientos de petróleo y gas ya agotados y en proyectos de almacenamiento dedicado en formaciones salinas profundas.

La industria petrolera tiene una larga historia, experiencia y conocimientos en el transporte e inyección de fluidos, ahora CO2, para recuperar eficazmente el petróleo adicional “remanente” de los campos petrolíferos ahora considerados agotados. Gran parte de la tecnología comercial de EOR basada en la inyección de CO2 ya ha sido desarrollada, y faltaría ahora un cambio de escala o magnitud, bajo la premisa de que los nuevos indicadores económicos lo justifiquen.

La mayoría de los proyectos CO2-EOR han sido desarrollados en USA y muy pocos proyectos en otros países incluyendo a Canadá, Turquía, Abu Dhabi, China, Malasia, y Brasil. El CO2-EOR miscible, en el que el CO2 inyectado y el petróleo del



### Dr. Martín Essfeld Yahr, CEO de EGEP Consultores

Graduado Summa Cum Laude en 1966 de la Universidad Estatal de Pennsylvania, EE. UU.  
Con un B.S. en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural y un Doctorado en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural en 1970.

Luego de trabajar en Mobil, en 1972 funda Egep Consultores y hasta la fecha ha sido un referente internacional en el área de la producción de petróleo y gas, realizando miles de proyectos para operadoras como Shell, Exxon, PDVSA y compañías en todas partes del mundo.

yacimiento se mezclan en todas las proporciones para formar una sola fase, domina los proyectos de EOR basados en la inyección de gas. La mayoría de los aspectos relevantes ahora para la inyección masiva de CO<sub>2</sub> en los yacimientos para EOR se han utilizado en la práctica de la ingeniería durante más de 40 años, pero, la inyección de CO<sub>2</sub> para el almacenamiento “geológico” de CO<sub>2</sub> es relativamente nueva. Además, la inyección de CO<sub>2</sub> para EOR y para el almacenamiento geológico se lleva a cabo para lograr diferentes objetivos. En EOR, se desea una máxima recuperación de petróleo con un mínimo consumo de CO<sub>2</sub> inyectado, mientras que los proyectos de almacenamiento buscan lograr un máximo y seguro almacenamiento del CO<sub>2</sub> inyectado.

No obstante, la sinergia entre CO<sub>2</sub>-EOR y el almacenamiento que ya ha sido demostrada por los sectores público y privado (organismos gubernamentales, organizaciones académicas y de investigación, y la industria petrolera) mediante el diseño, el funcionamiento y la gestión de los proyectos integrados de captura y almacenamiento de dióxido de carbono a gran escala (LSIP) actualmente en funcionamiento y otros proyectos simultáneos a gran escala de CO<sub>2</sub>-EOR y de almacenamiento, puede ser la clave de la aplicación comercial a gran escala de los proyectos de almacenamiento geológico.

Para concluir, esta tecnología es una buena oportunidad para recuperar crudo de yacimientos que tienen poca productividad y contribuir al secuestro de CO<sub>2</sub> de la atmósfera, ya que el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> para la industria del petróleo bien puede ser una industria de servicios del futuro, con un precio por tonelada para todo el carbono almacenado de manera segura.

### ¿Por qué debería la industria del petróleo desaprovechar estas oportunidades?

Prof. Miguel Castillejo  
Director  
Escuela de Ingeniería de Petróleo UCV  
Nov-2020



### Prof. Miguel Castillejo, Director, Escuela de Petróleo UCV

Graduado en la Universidad Central de Venezuela de Ingeniero de Minas en 1981. Ha ocupado varios cargos Directivos dentro de la Institución. En la actualidad se desempeña como Profesor Titular y Director de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, dedicado principalmente a la Geomecánica Minera, Petrolera y Civil. También es Coordinador del Laboratorio de Mecánica de Rocas de la Escuela de Geología Minas y Geofísica, es asesor de estudiantes en Tesis de grado y Postgrado, así como en el desarrollo de proyectos de Geomecánica en Obras Civiles de gran importancia para el país.

miguel.castillejo@ucv.ve

### Referencias

Reich E. (2002). Rapid Field Evaluation using an IOR Screening and Pre-simulation Tool. 23rd Annual Workshop and Collaborative Project on Enhanced Oil Recovery. Caracas: International Energy Agency.

EGEP. (1981). Evaluación de Factibilidad para la Explotación Futura del Yacimiento LL-4 Campo Costanero Bolívar, Estado Zulia”, incluyendo Opciones para inc de la producción del yac. LL-04 mediante la Inyección Continua de Vapor con transporte sublacustre del vapor.

Essenfeld, M. (2010). Apoyo a YPERGAS en el Programa de Incremento de la Producción del Campo Yucal Placer.

Essenfeld, M., Silva, L. F., & Greenwell, M. D. (1964-1966). Asignación en Mobil Venezuela y trabajo interno.

Lake, L. (1989). Enhanced Oil Recovery.



**Desarrollando Soluciones  
No Convencionales para sus  
Problemas de Yacimiento**

<http://egepconsultores.com>



**Palabra Verdadera**

Encuentra todos los volúmenes de  
Palabra Verdadera **aquí**