

# PALABRA VERDADERA

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



Fuente:sumarium.es/

## AUMENTO DEL RECOBRO FINAL EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO Y EXTRAPESADO

*Dr. Martín Essinfeld Yahr*

### Introducción

Conocido desde los años 2000, y antes, el enorme volumen de hidrocarburos pesados y extrapesados aun existente en los yacimientos venezolanos, y ante los procesos de incremento de producción iniciados por PDVSA, distintos grupos dentro y fuera del país estaban interesados en el tema entre los años 2000 y 2004.

Había varias opciones para formular planes de producción: impactar el levantamiento a nivel de pozos con diluyente o calor, impactar el flujo a nivel de yacimiento con calor o reductores de viscosidad, postular procesos de desplazamiento a nivel de yacimiento, e inclusive opciones combinadas. En ese momento del tiempo, las opciones eran muchas, al igual que las ideas y opiniones eran variadas y definitivamente, **el análisis completo no era sistemático ni integral.**

VOL 14

*"Palabra Verdadera"*

*Aportes y Realidades de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos*

*Próxima Capsula:*

Otro ejemplo de cómo perder en lugar de acordar y ganar-ganar

egep

Fuente:indiamart.com/

 A photograph showing a glass beaker tilted to the right, pouring a thick, dark liquid (oil) into a glass graduated cylinder below it. The liquid is captured mid-pour, creating a smooth stream. The background is a plain, light color.

Se concluyó que era necesario tratar de sistematizar las opciones, probar los resultados de ese procedimiento sistemático, y de ser posible llegar a un Indicador de Atractivo o Valor de las Opciones. Esa tarea se le encomendó a EGEP a inicios del año 2004 y en poco tiempo se tuvieron los resultados del diagnóstico [1].

## Definición del problema

El objetivo era sistematizar el análisis que permitiera definir la manera más efectiva (costo-beneficio) de mejorar el recobro final, específicamente en yacimientos distintos, cuyo denominador común era que contenían crudos extrapesados. Se planteaban enfoques dirigidos a la roca, a los fluidos, y a la interacción roca-fluidos.

Sin embargo, al final, todo apuntaba a lo mismo: reducir la saturación residual de petróleo al finalizar la explotación económica. Inclusive, se han planteado procesos que, dejando residuales de igual magnitud, cambien su naturaleza – la misma cifra absoluta pero de un residual fisicoquímicamente distinto, con un valor económico bastante menor a su valor inicial.

## La Solución

Se hizo evidente que el problema era “multivariable y no-linear”. Por eso y por experiencias pasadas (Indicador Integrado de Interés [2]) se utilizó un procedimiento de Agrupamiento de Parámetros, para luego desarrollar un Indicador de Expectativas de Éxito.

Esto se planteó no como una “herramienta única y definitiva” sino como “una herramienta más en el arsenal de opciones de análisis”, todo esto antes de comprometer recursos económicos para pruebas de laboratorio y de campo.

En resumen, el amplísimo bagaje de variadísimos resultados reportados en más de 40 años previos a 2004 ofrecía una amplia base de datos para este nuevo desarrollo que vinculase la agrupación de parámetros a un posible Indicador de Expectativas de Éxito.

### Palabra Verdadera

Una publicación de **EGEP Consultores** para dar reconocimiento de los Aportes y Realidades de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos y a sus protagonistas

## Identificando los límites de gravedad API

La consideración de la gravedad API producida versus la profundidad de los yacimientos y el efecto doble-logarítmico de la temperatura sobre la viscosidad efectiva para flujo a nivel de los yacimientos indicó que el límite de  $< 10$  °API para crudos extrapesados, siendo “indicativo”, era insuficiente al estar dramáticamente afectada la producibilidad del hidrocarburo por la profundidad y su temperatura, y a su vez por su efecto sobre factores como la viscosidad, tensión interfacial y otras, tales como composición química y solubilidad del gas.

## Saturaciones iniciales y recobros finales

Lo primero que resultó de la investigación fue que en los diferentes resultados de campo reportados para los múltiples casos-ejemplo **no se tratan explícitamente las diferencias entre la porosidad inicial y la final** (sin compactación), ni la incidencia de las distintas presiones de abandono que necesariamente afectan la solubilidad residual y por lo tanto los factores volumétricos de formación (Boi y Bof).



Debido a estas “observaciones” se llegó a la conclusión de que las opciones conceptuales para mejorar el recobro final **sin alterar la roca y/o los fluidos serían:**

- Reducir la presión de abandono (válida sólo cuando se utiliza agotamiento de la energía natural del yacimiento);
- Reducción de Sor a nivel **microscópico** por procesos de inyección/desplazamiento rebasando las fuerzas capilares que causan su valor absoluto;
- Reduciendo los valores **macroscópicos promedio** de Sor a nivel del yacimiento completo, aumentando el número de pozos y disminuyendo su espaciado.

Adicionalmente, se llegó a la conclusión de que las opciones conceptuales para mejorar el recobro final alterando las propiedades de la roca y/o los fluidos serían:

- Utilizar procesos relacionados con aumento de la temperatura que afecten la tensión interfacial y los factores volumétricos (Bo), así como los efectos asociados al desplazamiento multifásico;
- En algunos casos, el aumento de la temperatura puede afectar la cementación entre los granos y desencadenar el inicio de la compactación.

Finalmente, se llegó a la conclusión de que las opciones conceptuales para mejorar el recobro final **alterando las propiedades fisicoquímicas de Sor serían:**

- Utilizar distintos desplazamientos miscibles como aquellos con LPG e inclusive “mejoramiento” in-situ para mejorar la gravedad API utilizando solventes donantes de hidrógeno;
- Utilizar combustión in-situ y/o fraccionamiento in-situ por sobrecalentamiento;
- Utilizar “mejoramiento” in-situ utilizando agentes biológicos.

En estas últimas tres opciones se incluye la degradación deliberada del valor del crudo residual.

**La experiencia como garantía de servicio responsable y eficiente**

**egep**

<http://egepconsultores.com>

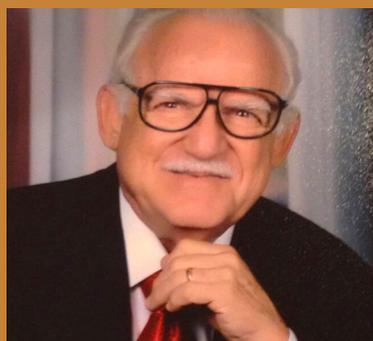
## Que se logró y quien lo logró

Una vez sistematizado el análisis del problema en grupos paramétricos, utilizando el camino arriba propuesto, los Ingenieros de EGEP desarrollaron un Indicador de Expectativas de Éxito, aplicable a las evaluaciones con el fin de preparar Propuestas de Programas de Producción **para cualquier acumulación de petróleo extrapesado.**

Se incluyeron tres módulos, uno técnico con las tres opciones arriba indicadas (agotamiento, inyección de fluidos, y alteraciones fisicoquímicas); uno económico considerando indicadores de rentabilidad; y un último módulo integrador.

Este último incluía la ponderación tanto de los elementos de logística, como los criterios de riesgo (técnico-operacional, financiero de precios, y otros como el entorno regulatorio). Los profesionales involucrados todos pertenecían al staff de EGEP y se destacaron: Martin Essenfeld, Rolando García, Domingo Orta, Alexander Marín, y Juan Luis Expósito.

**Un logro más de la ingeniería de petróleo venezolana de clase-mundial.**



Dr. Martín Essenfeld 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.

## Desde la Escuela de Petróleos UCV

Una vez más, en este 14avo boletín de Palabra Verdadera, se pone de manifiesto el alto nivel de creatividad técnica de la Ingeniería de Petróleo Venezolana.

Por una parte se observa en el proceso de desarrollo de la solución propuesta (entre 10 y 14 años si se incluye la etapa inicial del Indicador Multivariable-1989 [2] y la publicación final – Referencia [1] 2004), el enfoque sistemático de diagnóstico por sector de las variables importantes (afectación de la roca, los fluidos, las características fisicoquímicas de la saturación residual). Finalmente, la integración de las “soluciones parciales, o grupos de parámetros” en un Modulo Integrador que incluye el elemento de optimización operacional-económica de la solución (caso a caso) de cada situación de campo (caso-ejemplo) que se incluyó en la Base de Datos.

Por otra parte, observamos con orgullo para la institución (Universidad Central de Venezuela) que prácticamente todos los nombres involucrados corresponden a Profesores, preparadores y ciertamente egresados de nuestra Escuela de Petróleo. Históricamente todos contribuyeron a la evolución de nuestra Escuela (y el país) no sólo en el área de formación académica, sino también en los trabajos de laboratorio y de campo; luego como Tutores Industriales desde EGEP (pionera en su apoyo a nuestros estudiantes y egresados).

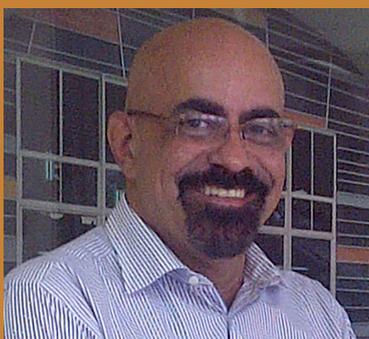
En resumen, lo que hoy se documenta, representa una muestra de la significativa contribución que ha recibido nuestra Industria de los hidrocarburos y nuestro país de nuestra Universidad, la cual hoy reconocemos de manera inequívoca.

Prof. Miguel Castillejo  
Director  
Escuela de Ingeniería de Petróleo UCV  
Marzo-2021

### Referencias

[1] EGEP, «*Ultimate Recovery Factor Improvement in Heavy and Extraheavy Oil Reservoirs,*» 2004, June.

[2] M. Essenfeld y L. Vera, «*EGEP – Desarrollo de Indicadores Cualitativos de Interés para Localizaciones de Pozos de Desarrollo y Trabajos de RA/RC*» de VII Jornadas Técnicas de Petróleo SVIP, Puerto La Cruz, Venezuela, 1989, Junio.



### 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

egep  
CONSULTORES



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