

PALABRA VERDADERA

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



Fuente: Pixabay.com

YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS: ENERGIA NATURAL INDESEADA

Dr. Martín Essenfeld Yahr

Introducción

Desde el inicio de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos quedó clara una “regla de oro”: Mientras mayor fuera la energía natural de un yacimiento, mayores esfuerzos se deberían hacer para aprovecharla en el proceso de maximizar el recobro de los volúmenes originales de hidrocarburos en sitio; todo ello retrasando lo más posible el inicio de la etapa que requiriera incurrir en los costos asociados a “agregar artificialmente energía al yacimiento en sí, más la energía utilizada para el levantamiento artificial en los pozos”.

Así, **desde siempre** se identificaron como fuentes importantes de energía natural las siguientes: **presión inicial y su agotamiento; la presencia del mayor volumen de gas en solución que aceptara el líquido a la presión inicial; la energía acumulada en una capa de gas a presión asociada a una zona**



VOL 22

“Palabra Verdadera”

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

Próxima Capsula:

*Levantamiento
artificial con gas
en
pozos de gas*

egep

Fuente: Pinteres.com

de hidrocarburos líquidos; la presencia de un cuerpo conexo de agua (acuífero) limitado o infinito, con relleno, capaz de aportar entrada de agua por expansión o relleno a la zona de hidrocarburos.

Otras fuentes de “energía de producción” menos obvias son la segregación gravitacional inducida por la combinación de la diferencia en densidades (gas-petróleo) y el buzamiento que conducen a diferencias de presión de fondo por posición estructural (energía potencial afectada por la profundidad); al igual que condiciones especiales como alta compresibilidad de la roca, llegando al extremo de tener condiciones que conduzcan a la compactación de la formación productora.

La Naturaleza del problema

Dentro del marco general indicado de qué convenía y cómo se debía aprovechar al máximo la energía natural disponible, desde el inicio de la explotación de los yacimientos, al pasar del tiempo comenzaron a presentarse en el ejercicio de la profesión de Ingenieros de Petróleo **cada vez con mayor frecuencia** casos donde las “sanas máximas de explotación” simplemente **no aplicaban**.

A continuación un listado muy parcial de los casos que aparecían cada vez con más frecuencia en Venezuela y en el exterior, durante los trabajos de EGEP desde 1972 en adelante: yacimientos de gas seco o de gas condensado no-retrógrado, asociados a acuíferos activos; yacimientos con capas de gas (seco o condensado no-retrógrado) asociados a pequeñas zonas de hidrocarburos líquidos con un contacto petróleo-agua inicial, asociado a un acuífero activo; yacimientos con y sin capa de gas con un “tar-mat” o “alfombra” de crudo pesado u oxidado separándolo de un acuífero activo; y otro conjunto de combinaciones que no describiremos explícitamente.

Ingeniería Venezolana para la solución

A lo largo del tiempo, los Ingenieros de Petróleo de EGEP fueron construyendo una Base de Datos que se fue ampliando año a año, con **cada uno de estos casos-reales de estudio** (situaciones de campo) donde específicamente el **influjo de agua existente o potencial**, a pesar de ser **energía natural “no era deseable”, no debía ser “utilizada”, y por el contrario debía ser “neutralizada”**.

A continuación, brevemente los tipos de casos que se presentaron y las soluciones que se implementaron para cada grupo de casos:

Yacimientos de gas, gas condensado no retrógrado y yacimientos de ambos tipos con zonas muy limitadas de “pierna” de petróleo; todos asociados a acuíferos activos o potencialmente activos – Para estos casos, el máximo recobro se logra **reduciendo la presión de abandono al nivel más bajo que se pueda lograr**.

Como se muestra en la Figura 1 esquemáticamente, en este tipo de yacimientos los más altos recobros se pueden lograr si el mismo es volumétrico (**o hacemos que se comporte como volumétrico**), es decir si **no tiene influjo efectivo de agua**.

En uno de los primeros casos que EGEP evaluó en el Brasil, se demostró que las grandes reservas de gas y líquido condensado presente en la acumulación sólo se podrían producir de manera rentable, perforando una hilera de pozos en el acuífero y desechando en el mar (yacimiento costa-afuera) el agua producida, a fin de que el **comportamiento neto de la capa de gas fuese esencialmente volumétrico**, llevando progresivamente la caída de presión hasta su nivel máximo, **hasta una presión de abandono mínima**.

La Figura 2, también esquemática, muestra cómo **no se podría haber alcanzado la producción acumulada máxima**, si se hubiese permitido la entrada de agua de influjo a través de la superficie imaginaria del contacto inicial gas-agua.

Es decir, en virtud de las operaciones de perforación y producción realizadas, se convirtió un yacimiento con acceso a un acuífero de gran capacidad a una situación, equivalente dinámicamente, a la de un “yacimiento volumétrico”

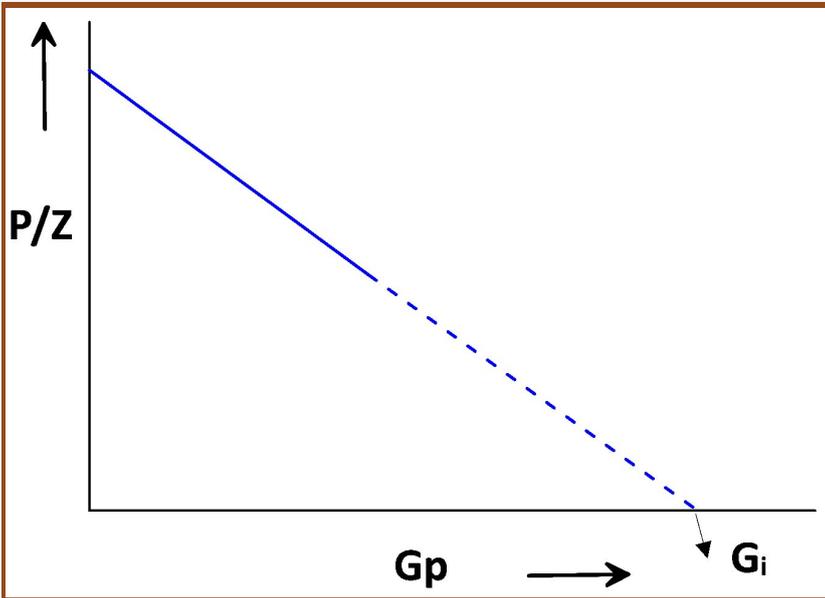


Figura 1 - Esquemático de Comportamiento Yacimiento Volumétrico de Gas

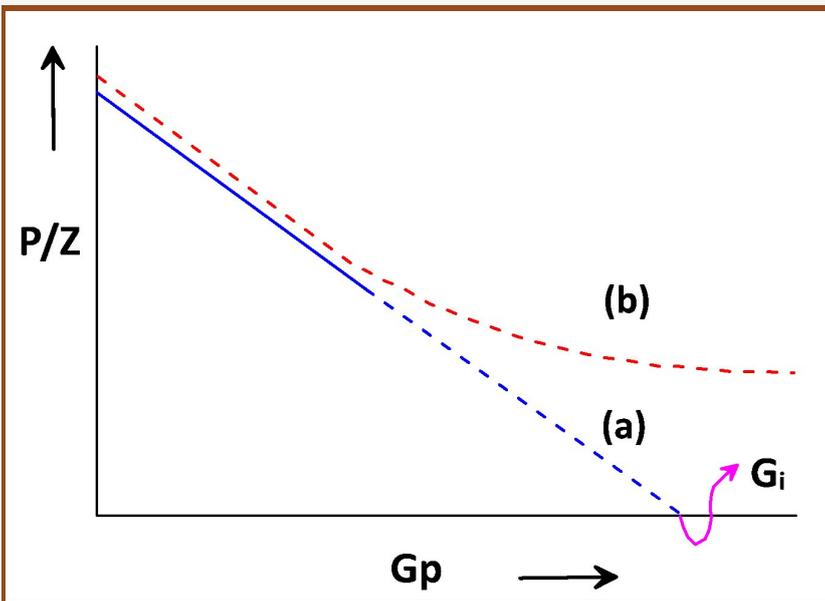
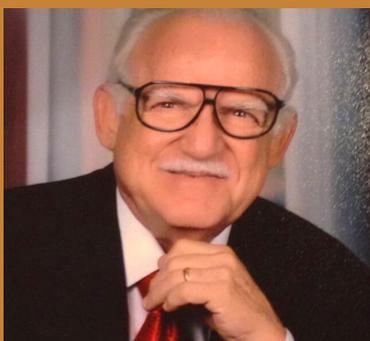


Figura 2 - Esquemático de Comportamiento de Gas con Influjo de Agua (b)

Yacimientos de gas condensado retrógrado, con contactos gas-agua buzamiento abajo. A lo largo de los años de trabajo, se desarrollaron planes operacionales para estos casos- ejemplo reales (Campos Mata-La Ceibita) iniciando proyectos de inyección de gas seco que desplazarán el gas húmedo (a pesar de la mezcla de gases limitada por la diferencia de densidades entre el gas seco inyectado y el gas húmedo en sitio), inhibiendo primero la entrada de agua por el mantenimiento de presión, y luego produciendo el agua buzamiento abajo en la etapa de “desinfla”, disponiendo racionalmente del agua producida e inhibiendo su avance a la zona de gas y petróleo, para evitar el efecto negativo de impedir el agotamiento de la capa de gas hasta presiones de abandono bajas.

Yacimientos de crudo con capa de gas seco y otros con capa de gas condensado no-retrógrado, y además con zona asfáltica de oxidación en el contacto agua petróleo. Esta combinación es infrecuente, pero está presente en algunos yacimientos del Campo El Furrial, así como en otras partes del mundo.

En su gran mayoría, la estrategia más conveniente utilizada en este grupo de yacimientos ha sido la “preservación” de la capa o “alfombra” de crudo oxidado más viscoso, y mantener aislado al



Dr. Martín Essinfeld 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.

acuífero **emulando condiciones dinámicas volumétricas de la zona de hidrocarburos**, inyectando gas buzamiento arriba y produciendo en la zona estructural media, desplazando gradualmente (hasta donde ha sido posible) la producción buzamiento abajo, tratando de estimular la segregación gravitacional y el barrido por el gas inyectado “sin romper la barrera entre el acuífero y la zona de hidrocarburos”.

Esta conveniencia se ha confirmado al contrastar los resultados con la experiencia menos positiva de “utilizar” la energía natural del acuífero al romper la barrera de crudo viscoso oxidado. En estos casos reales, se ha confirmado que cuando existe este “tar mat”, y se promueve la entrada de agua “atravesando la barrera una vez rota por los diferenciales de presión inducidos por el vaciamiento”, ello ha resultado en **barrido absolutamente irregular en su avance e ineficiente**, conduciendo a irrupción prematura de agua buzamiento arriba por interdigitación.

En resumen, los resultados de campo han llevado a aconsejar, para estos casos y cada vez que se pueda, primero la inyección de gas seco hasta que alcance los niveles estructurales más bajos, y luego el desinble del gas inyectado **con el vaciamiento más rápido que se pueda implementar**. Esta última etapa contará **con todas las desventajas** equivalentes a un yacimiento de gas barrido por agua, una vez rota la barrera de alta viscosidad en el contacto. De hecho, se han tenido casos donde en esta última etapa de “desinble” de la capa de gas (inicial más gas inyectado) se han producido varios pozos desviados **por debajo del contacto o en el contacto mismo** para evitar el influjo neto de agua y **lograr la presión mínima de abandono en la etapa de desinble, emulando condiciones de yacimiento volumétrico predominantemente de gas, en esa etapa, sin entrada neta de agua.**

Profesionales venezolanos involucrados en la solución

Las conclusiones, con las soluciones arriba resumidas, representan el más breve compendio de por lo menos veinte (20) años de pruebas de campo, acogidas en ese período por un número importante de Operadores que concurrieron con las recomendaciones de ingeniería y diseño de opciones de explotación desarrolladas por el equipo de EGEP lideradas por Cesar Pieve, Martin Essenfeld, Luis Silva, Alfredo Essis, Domingo Orta, José Diaz-Muñoz y otros.

Cada caso especial, con sus características, pasó a ser un reto y luego un caso-ejemplo.

Las soluciones planteadas se probaron unas con más éxito que otras. Sin embargo, lo arriba resumido representa un compendio de las prácticas que dieron los resultados más exitosos, los cuales compartimos hoy con los lectores interesados.

La contribución a la producción exitosa de esos complejos yacimientos, utilizando una “estrategia pensada a la medida”, se hizo obvia a lo largo de los años ya que los distintos operadores continuaron confiando en esa Ingeniería Venezolana por más de 45 años continuos, y aún hoy.

Conclusión y Corolario

De lo resumido quedan dos conclusiones a rescatar: **Sólo porque un problema sea complejo, su solución no tiene por qué serla**. El mejor camino hacia esas soluciones desarrolladas a la medida, generalmente resulta del análisis sistemático del sistema físico de flujo; identificación certera de las variables dominantes; ponderación del costo-beneficio-riesgo de cada etapa de la solución; y finalmente evaluación objetiva técnica-económica-operacional de la solución integrada. Debemos reconocer que, con el uso cada vez más sofisticado de herramientas que permiten la evaluación probabilística de eventos concatenados (tipo crystal-ball® y otros equivalentes) el análisis de estas estrategias fue aumentando en profundidad y confiabilidad a lo largo de los años.

Palabra Verdadera

*Una publicación de
EGEP Consultores*

*Encuentra todos los volúmenes de
Palabra Verdadera aquí*

Desde la Escuela de Petróleo UCV

En la Escuela de Ingeniería de Petróleo de nuestra Universidad Central de Venezuela, desde la elaboración de los Planes de Estudio, hasta los Programas de cada Materia, se ha hecho un esfuerzo importante en crear un denominador común: Pensar como Ingeniero, en lugar de simplemente acumular conocimiento sin atender primero a la sistematización de los problemas, para luego aplicar el conocimiento en el planteamiento de soluciones.

Así, cada vez que nuestros Profesores discuten un paquete de conocimientos que conduce a una “Regla de Oro” común (como el caso de la energía natural resumido en esta Cápsula 22) de inmediato pasan a la discusión de “la excepción a la Regla”. Este resulta ser un mecanismo muy efectivo para convencer al estudiante y joven profesional de que es mucho más productivo y efectivo aprender a pensar como ingeniero (analizando sistemáticamente cada situación o problema) que “coleccionar reglas de oro” y axiomas o paradigmas.

El caso de los yacimientos de gas y capas de gas es clásico: el influjo de agua allí no sólo no ayuda, **es un problema a contrarrestar**.

El estudio de los casos de los yacimientos con contacto de agua y crudo “oxidado” y más viscoso en la zona del contacto se ha venido adelantando, y se concluye que si se rompe esa barrera, el influjo de agua (independientemente de su magnitud) genera un avance irregular, resultando en un pobre barrido. En otras palabras, en esos casos el “activar” el influjo de agua después de “romper la barrera” como resultado de diferenciales importantes de presión en esas posiciones estructurales, no lleva a un incremento en los factores de recobro finales, sino todo lo contrario, además de derivar en un problema de levantamiento artificial a mayor costo y la necesidad de mayor tratamiento para manejar las emulsiones y el corte de agua.

En resumen, este Volumen 22 relata y resume un Proyecto colectivo de nuestra Escuela para dotar a nuestros ingenieros en formación de conocimientos “prácticos” que les permitan la aplicación operacional e inmediata de lo aprendido, lo cual los haga tener mayores y mejores oportunidades en el mercado laboral.

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



Referencias

[[1] E. Barberii y M. Essenfeld, *Yacimientos de Hidrocarburos - Fundamentos*, vol. 1, Caracas: PDVSA - FONCIED, Julio 2001.

Indicador Integrado De Interés
<http://egepconsultores.com>

La combinación de el Indicador 13 y el sistema ARKANDHA permite predecir con mayor precisión el valor monetario de cada bloque para proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.



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