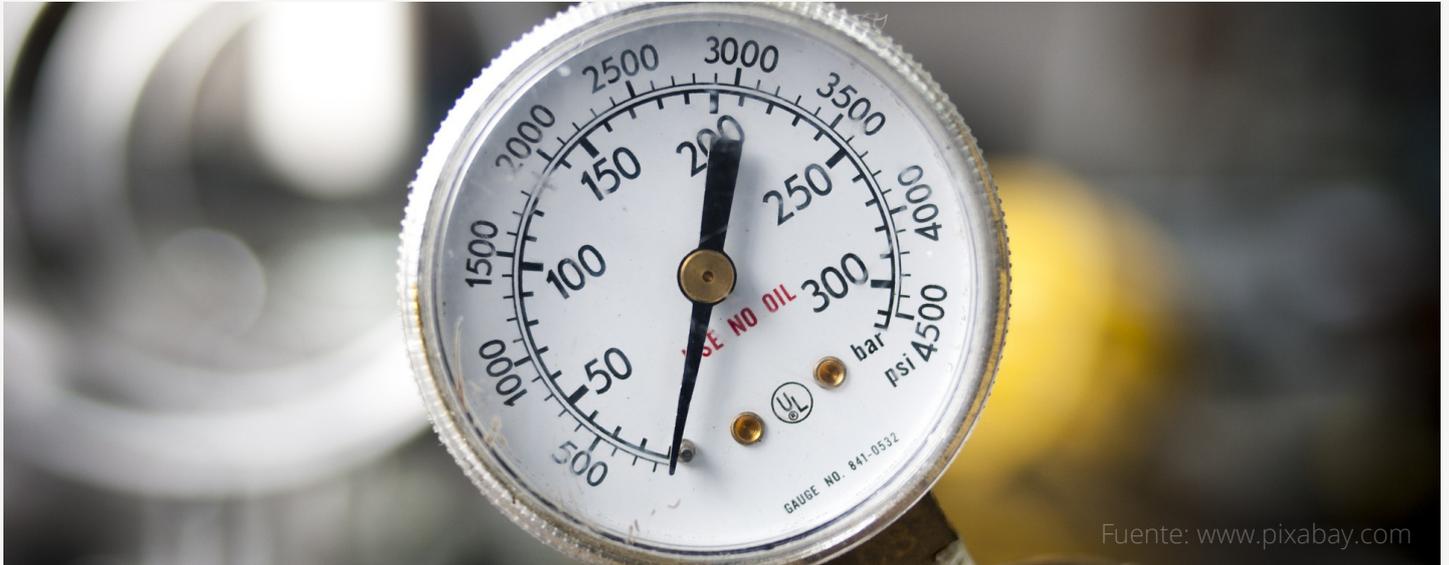


PALABRA VERDADERA

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



Fuente: www.pixabay.com

BARRIDO VERTICAL DE VAPOR: DISEÑO DE CLASE MUNDIAL

Dr. Martín Essenfeld Yahr

Introducción

Desde mucho antes del momento nacionalizador en 1976, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) ya estaba trabajando activamente en preparar los planes para tratar de explotar, enseguida que fuera rentable, la Faja Petrolífera del Orinoco. Es ese momento en el tiempo, en la Faja no había aún pruebas de flujo en pozos a “tasas económicamente aceptables”.

Obviamente a los precios prevalentes de mercado, y a baja tasa por pozo (100 BPD), esa explotación no sería rentable. En el MEM había el criterio de que la inyección de vapor **podía** ser la respuesta por la reducción de viscosidad (doble logarítmica con temperatura) y por la experiencia venezolana en el Occidente del país, especialmente en el Campo Costanero de Bolívar.



Fuente: Pixabay.com

La Dirección de la Faja en el MEM – Ingenieros y Geólogos Venezolanos

Designado el Geólogo Francisco Gutiérrez como líder y un equipo de apoyo limitado en número, pero de altísimo talento (PhD Juan Jones Parra, Antonio Santos y otros), primero se completó el programa de investigación con la perforación de pozos estratigráficos (slim holes) para cuantificar los volúmenes de petróleo en sitio. En 1972 ya el Instituto del Petróleo de la Universidad Simón Bolívar (USB) trabajaba como apoyo a la Dirección de la Faja en el MEM.

Entre 1972 y 1974 EGEP también trabajaba con el Instituto del Petróleo de la USB, básicamente en la “Ecuación de Distancia” que pretendía determinar la distancia de la posición del frente de vapor entre los inyectores y productores, si se diera la explotación con inyección continua de vapor de agua.

Llegada la nacionalización en 1976, ya el MEM planifica ejecutar el **primer Proyecto Piloto de Inyección de Vapor en la Faja**, a ser acometido en el área de Cerro Negro, para el Ministerio, con LAGOVEN como **Operador designado para ese proyecto**, incluyendo a EGEP en el diseño y la empresa PETROCARIBE VENEZOLANA de Anaco como apoyo operacional, en Cerro Negro, Zuata y Maco.

En 1977, ya trabajando EGEP para el MEM y la Operadora LAGOVEN en el diseño del Piloto de Inyección de Vapor, se acelera ese diseño. Además, CVP inicia con EGEP el diseño para dos Pilotos adicionales: Uno en el área de El Pao y otro en Campo Melones.

Identificación del Problema

Para finales de 1977 todos los involucrados coincidieron en que los análisis económicos de rentabilidad, que permitirían avanzar con la ejecución operacional del Piloto de Inyección de Vapor en Cerro Negro, dependían de un **parámetro no demostrado** por nadie en la sección productora del Área Piloto: la cobertura vertical del vapor entre los pozos inyectores y los productores. Todo lo que había eran suposiciones sobre inyectar en intervalos verticales limitados, pero continuos, para mejorar el barrido; inyectar en intervalos inferiores para que el vapor al segregarse barriera más; y otras conjeturas, que al variarlas controlaban la respuesta en los pronósticos de producción.

Identificación de la solución

Al identificarse el problema - como era determinar con certeza el barrido vertical del vapor a diferentes distancias del pozo inyector - EGEP fue autorizada por LAGOVEN y el MEM **para diseñar cables termopares que, sin amplificación de la señal entre el fondo y la superficie de los pozos observadores perforados para control**, permitieran el registro continuo de la temperatura en el tiempo entre los inyectores y los productores, Figura 1.

Esta era la manera de relacionar la temperatura medida con el barrido **areal y vertical** del “frente de vapor” que desplazaba el crudo pesado.

La empresa fabricante de cables con termopares, elegida para construirlo, fue CONAX CORPORATION de los Estados Unidos, con la asesoría continua de EGEP en el proceso.

Para ese momento no había ninguna experiencia mundial en este tipo de cables termopares, a esa temperatura, con mediciones en la sección vertical de pozos observadores equipados adecuadamente para que los revestidores metálicos en la zona de observación no cambiaran (por conducción) el perfil real de temperatura, todo esto a profundidades reales del intervalo y del cable de 3000-3500 pies.

Los lectores de señal en superficie debían permitir la discriminación de la señal proveniente de puntos verticales, a distinta profundidad dentro del intervalo de producción bajo observación.

<http://egepconsultores.com>

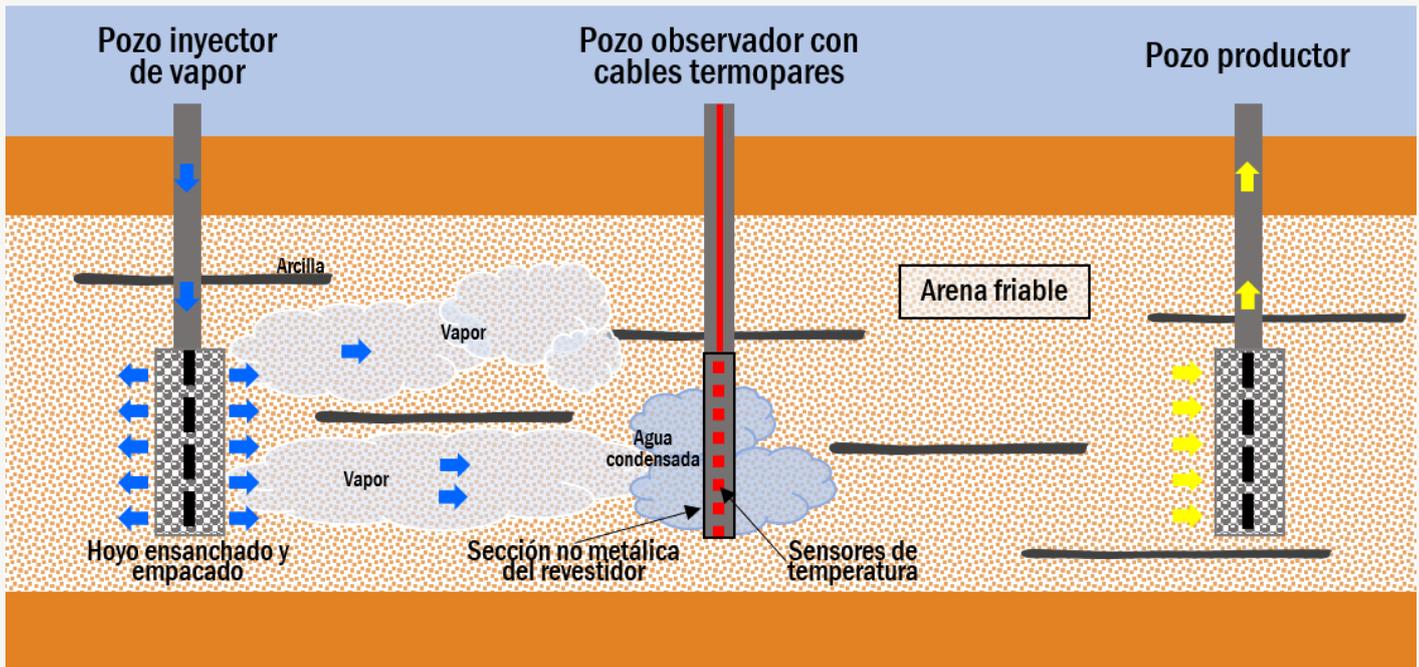


Figura 1 - Esquemático de verificación de barrido vertical por seguimiento de temperatura

Los Profesionales Venezolanos que decidieron y resolvieron

Aunque varios profesionales trabajaron con LAGOVEN, CONAX y PETROCARIBE en las distintas etapas del Proyecto, por EGEP ciertamente el fundamental fue César Pieve Duarte. Recibió apoyo continuo de Martín Essinfeld, José R. Barreto, Alfredo Essis y Domingo Orta.

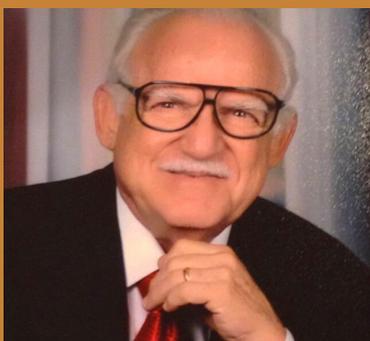
Adicionalmente, sin la decisión y apoyo de los Gerentes de LAGOVEN y los funcionarios del MEM que autorizaron ejecutar la solución, nada de esto hubiese ocurrido (Juan Roger, Juana Albornoz, Alí Sosa, Juan Jones-Parra, Francisco Gutiérrez, y Arévalo Reyes).

Que ocurrió luego

En vista que CONAX había cubierto los costos de diseño del cable con termopares, contractualmente tenía la patente del mismo, la cual vendió a MONSANTO para utilizar dicho cable continuo con termopares en sus pozos geotérmicos de California, los cuales se utilizaban para producir de forma

natural vapor de agua para mover turbinas de generación eléctrica.

En Venezuela, en el momento de iniciar el Proyecto Piloto de Inyección de Vapor en Cerro Negro ocurrieron varios eventos al mismo tiempo: Hubo fuertes cambios de precios y prioridades en PDVSA, con reorientación de la inversión, lo cual cambió a su vez el orden de las prioridades; se incorporaron los Campos de Apure con el transporte por el oleoducto Barinas-El Palito; las pruebas de producción a alta tasa en la Faja por LAGOVEN utilizando pozos horizontales en Cerro Negro; y varios otros desarrollos en el Norte de Monagas. Al mismo tiempo empezaba a lograrse mayor tasa en las secciones horizontales y se inferían viscosidades “efectivas” en



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.

sitio (a condiciones de yacimiento) mucho menores de lo que antes se reportaban en las mediciones de laboratorio sobre crudo muerto, convertidas luego a temperatura de fondo.

El Proyecto Piloto de Inyección Continua de Vapor en Cerro Negro **no se construyó pero el cable sí, y se entregó a LAGOVEN probándolo en superficie a las temperaturas de vapor**. Pero, los que participamos del largo proceso, incluyendo el desarrollo del cable conductor con termopares, además de los que hoy leen estos documentos, no pueden negar el **reconocimiento a esos profesionales venezolanos que hicieron una contribución enorme al estado del arte de la medición de temperaturas en proyectos de vapor**, que no sólo afectó la industria venezolana sino que ciertamente tuvo impacto a nivel mundial.

Desde la Escuela de Petróleo UCV

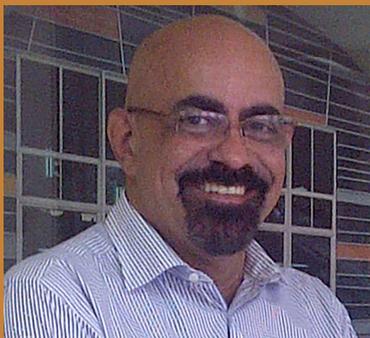
El 7 de enero del año 1936 la compañía estadounidense Standard Oil of New Jersey, con la perforación del pozo "La Canoa-1" ubicado en el estado Anzoátegui, dió inicio a la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO). Aquel pozo, situado en las cercanías de la comunidad La Canoa, estuvo activo aproximadamente 44 días, produciendo aproximadamente 44 barriles netos de crudo al día. Pero para ese entonces, las actividades de explotación fueron abandonadas por la compañía transnacional, debido a la dificultad para extraer el hidrocarburo extrapesado. En 1938 se perfora otro pozo descubridor de hidrocarburos con el nombre de "Zuata 1". Las características del crudo encontrado no hacían económicamente viable su explotación para la época. Debido a las características particulares del crudo presente, señaladas en informes y descripciones de pozos, los cuales señalaban la presencia de "bitumen", llevaron por extensión el calificativo de bituminosa, a la Faja hasta hace poco tiempo. Adicionalmente, en esa época no se disponía de la tecnología para su explotación rentable.

La Faja petrolífera del Orinoco es un territorio que ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur

de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco (Figura 2). Abarca una extensión de 650 km de este a oeste y 70 km en dirección norte-sur, con un área aproximada de 55.314 km², con unos 1.36 billones de barriles de petróleo extrapesado en sitio.

Está dividida en cuatro zonas de explotación y producción; Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antigua hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). Tiene un área actual de explotación de 11.593 km², un área a cuantificar de 18.220 km² y un área remanente (parque nacional y áreas reservadas) de 25.501 Km². Se conoce un POES de 1360 MMBBl y 37 MMBBl de reservas "probadas". Forma parte de la cuenca sedimentaria oriental de Venezuela y por las magnitudes de los yacimientos de petróleo y gas, constituye una subcuenca por sí misma.

La calidad actual del crudo en la faja es de 6 a 12°API, con 3.5% de azufre, 2.3 mg/g de acidez, 488 ppm de metales y 88% de residuos.



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

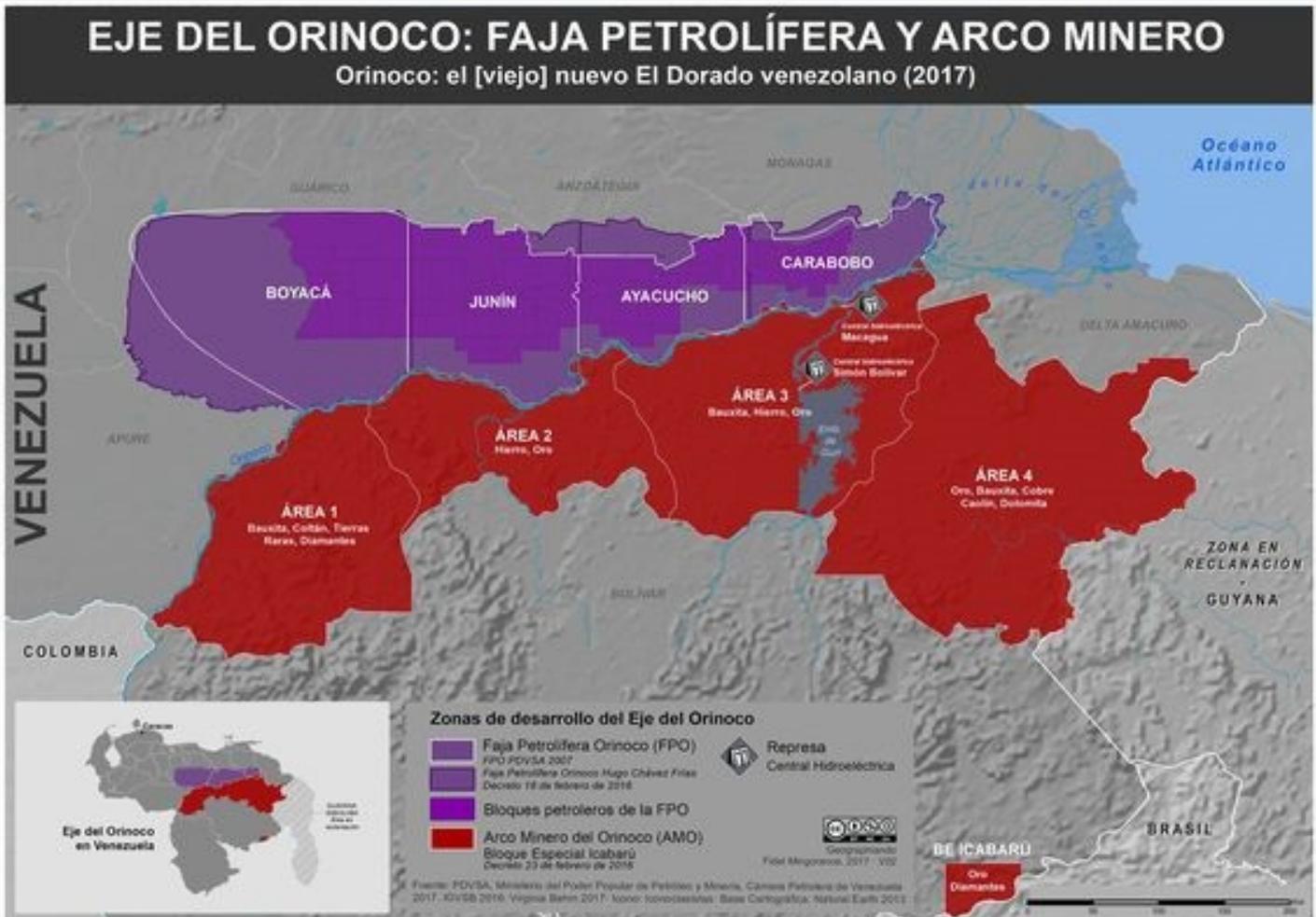


Figura 2 - Faja Petrolífera del Orinoco y Arco Minero. La Faja fue dividida en 4 grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, a la vez segmentada en 29 bloques de 500 km² en 4 estados: Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. El Arco Mínero en dos estados Bolívar y Amazonas dividida en 4 grandes áreas. (Geographiando.net)

Como se evidencia del documento, la perseverancia de los ingenieros venezolanos, con el apoyo del Ministerio de Energía y Minas, con todas las operadoras de PDVSA, y con la significativa experiencia venezolana en inyección de vapor, plantearon como hipótesis que la producción dependía de un parámetro no demostrado por nadie en la sección productora del Área Piloto: **la cobertura vertical del vapor entre los pozos inyectoros y los productores**. Se daría inicio al proyecto con la inyección en intervalos verticales pero continuos para mejorar el barrido, pero se debería tener **una herramienta que permitiera medir la temperatura en estos intervalos y determinar de manera precisa las variaciones de temperatura**.

El planteamiento fue aceptado, EGEP y CONAX lograron desarrollar los sensores de temperatura en puntos verticales a distinta profundidad, siendo pioneros a nivel mundial con el desarrollo de estas nuevas herramientas. El desarrollo fue un éxito para la ingeniería venezolana.

Nuevamente hay que reconocer el esfuerzo y empeño de

todos los profesionales e instituciones que realizaron este aporte, para que la Faja Petrolífera del Orinoco, años después se convirtiera en rentable y generadora de riqueza para el país.

Con la seguridad que la Faja Petrolífera del Orinoco sumando el Arco Minero, el desarrollo de los recursos hídricos de la zona, todo bajo un esquema de desarrollo sustentable, hará que este territorio se convierta en el gran eje de desarrollo del país

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



egep
CONSULTORES



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