

PALABRA VERDADERA

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



OLEODUCTO Boscán a Bajo Grande ¿ERROR EN DIÁMETRO DE TUBERÍA?

Dr. Martín Essenfeld Yahr

Introducción

El Campo Boscán contiene la acumulación individual con mayor volumen inicial de hidrocarburos en el Occidente de Venezuela, con 30 MMM de barriles de POES de petróleo extrapesado (10.0 – 10.3°API). Desde su descubrimiento a finales de los años 40 (1945 -1949 pozo 7F-1 luego redenominado BN-257) tuvo y tiene pozos capaces de fluir, debido a la temperatura existente a las profundidades estructurales de yacimiento. Esa temperatura lleva a una viscosidad que así lo permite.

Primero RICHMOND EXPLORATION COMPANY (1945) y luego CHEVRON, produjeron y producen este crudo asfáltico, lo deshidratan y lo transportan en barcos equipados con calentamiento, básicamente para ser refinado en los Estados Unidos, y utilizarlo en la manufactura de asfalto. Después de ser deshidratado, el crudo calentado siempre fue embarcado por el Terminal



de Bajo Grande, para su travesía a los Estados Unidos a fin de ser refinado. Así se mantenía líquido, a pesar de su baja gravedad API, y desde Bajo Grande era y es transportado en barcos con calentamiento.

La vulnerabilidad del transporte por oleoducto desde Campo Boscán a Bajo Grande

Desde el inicio de la explotación del Campo Boscán hasta alcanzar su tasa estable de producción cercana a 100.000 barriles por día, una vez calentado y deshidratado el crudo en la Estación de Tratamiento y Bombeo en Campo Boscán, el mismo **no se podía dejar enfriar en el oleoducto por debajo de una temperatura a cuya viscosidad no se pudiera reiniciar el bombeo**. Así, el oleoducto Campo Boscán-Bajo Grande se constituía en el punto **más vulnerable** para el Campo Completo (productor de más de 100.000 barriles por día).

Ese oleoducto, pasa por debajo de numerosos sembradíos de uva, constantemente regados con fertilizantes y enterrado. Así, las condiciones del suelo crearon por años un ambiente corrosivo que finalmente llevó a constantes fugas en la tubería, paradas de bombeo para proteger el ambiente y evitar más daños a los agricultores, y **constantes “emergencias”** al sólo poder suspender el bombeo **por tiempo muy limitado** para poder reparar la filtración antes de que por las pérdidas de calor al suelo húmedo, bajara la temperatura, subiera la viscosidad y **no se pudiera reiniciar el bombeo a la presión disponible**, con el peligro de perder el tubo y la capacidad de transporte, si ello ocurriese por “solidificación” del crudo. En condiciones normales, no de emergencia, se podía llenar el oleoducto con fluidos que no se “solidificaran” al bajar su temperatura.

Con el pasar del tiempo aumentaron los incidentes de filtración, al aumentar la corrosión acumulada; además, cada vez era más corto el tiempo disponible para reparar la filtración y aún poder reiniciar el bombeo (zozobra constante!).

Una decisión de envergadura

Las autoridades de CORPOVEN tomaron la decisión en 1980 de **reemplazar** el oleoducto Boscán-Bajo Grande por una nueva tubería, cuyas condiciones de diámetro (para manejar la capacidad de producción a las presiones de bombeo) y revestimiento térmico (para prevenir las pérdidas de calor) y que se tuviera el tiempo de contingencia requerido para efectuar las reparaciones y reiniciar el bombeo bajo condiciones seguras.

En ese punto, el Ingeniero Fernando Sánchez y su equipo fijan en 24 horas el “tiempo permitido de suspensión del bombeo, para efectuar reparaciones y reiniciar el bombeo bajo condiciones seguras”, a pesar del enfriamiento y el correspondiente aumento de viscosidad (doble logarítmico con descenso de la temperatura).

Se confió a **EGEP**, con participación de los Ingenieros de CORPOVEN, hacer la evaluación de opciones de la relación diámetro-recubrimiento que llenara los extremos descritos arriba: usar el menor diámetro de tubería, con aislante térmico y protección exterior de alta resistencia, **para permitir 24 horas sin bombeo, enfriamiento y reinicio del bombeo bajo condiciones seguras**, todo para esto hasta llegar a 110.000 barriles-día de crudo Boscán.

El trabajo de diseño conceptual se hizo entre Houston y Caracas, utilizando un novedoso Modelo de Flujo de Tuberías Calientes (HOLP-Heated Oil Line Program) propiedad de PIPELINE TECHNOLOGISTS®, licenciado a **EGEP**.

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

Encuentra todos los volúmenes de Palabra Verdadera [aquí](#)

Diámetro óptimo, poliuretano aplicado en spray y protección de zebron

Se concluyó que una tubería de acero, nueva, de 20 pulgadas de diámetro, recubierta con poliuretano aplicado con pistola (QuickFoam© USA) y recubierto con Zebron© (material de fibra de vidrio de altísima resistencia utilizado en las quillas de barcos rompehielos) llenaban los requisitos de diseño. La inversión era cuantiosa, pero la producción de Boscán debía garantizarse a largo plazo, y así acabar con la zozobra y el riesgo ambiental.

Pero esa no fue la solución que se adoptó. El nuevo oleoducto si se construyó, pero con una tubería de mucho mayor diámetro, 26 pulgadas, sin recubrimiento térmico, y que también soporta 24 horas de suspensión del bombeo. Quien no conozca la historia diría:

Porqué se tomó esa decisión?

La tubería MARALDI de 26 pulgadas que no pasó la prueba de presión máxima para transporte de gas

Finalizando el diseño arriba descrito, estando en Houston, CORPOVEN informa que tiene disponible en bodega tubería de 26 pulgadas que **no pasó la prueba hidrostática de alta presión para su uso en transporte gas**, pero que satisfacía el límite de presión requerido en Boscán. La duda era: **Cuál era el límite de tiempo permisible en enfriamiento bajo estas nuevas condiciones?**

Coincidentemente estaban en Houston los más altos directivos de Corpoven, y se hicieron las nuevas corridas hidráulicas y de temperatura en enfriamiento. Obviamente el mayor diámetro era capaz de manejar la tasa, inclusive con menor fricción. Luego vino la sorpresa para todos: Debido al mayor diámetro (26 pulgadas en lugar de 20 pulgadas) el tubo de mayor diámetro, sin recubrimiento térmico, a las 24 horas de suspendido el bombeo mantenía en el núcleo de la tubería un cilindro de crudo más caliente que el crudo más

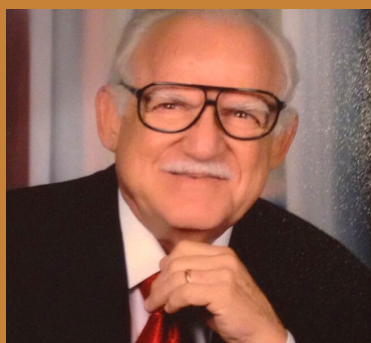
cercano a las paredes de la tubería. Ese núcleo, más caliente y menos viscoso, permitía el reinicio muy gradual del bombeo, a 24 horas y más de la suspensión del mismo. De esa manera el crudo más frío y menos viscoso, más cercano a las paredes del tubo ayudaba (en virtud de su menor transmisibilidad térmica) a mantener por mayor tiempo suficientemente alta la temperatura del “núcleo central”. Con esa tubería de mayor diámetro **no se requeriría el aislante térmico de la misma**, sino solamente el aislante protector contra la corrosión del suelo húmedo y corrosivo por los fertilizantes de los sembradíos.

Quienes participaron en esta solución innovadora e inesperada

Por CORPOVEN Fernando Sánchez y su equipo de ingeniería en Maracaibo (ex-SUNOIL-PALMAVEN).

Por EGEP Martin Essenfeld con el apoyo de dos Ingenieros norteamericanos muy cercanos a Venezuela por muchísimos años: Harry Littrell INTERCOMP-EGEP y Glenn Washburn PIPETECH-EGEP. Ambas empresas mantuvieron por años Alianzas Estratégicas con EGEP, que beneficiaron a ambas partes: a nuestro país y a las empresas.

<http://egepconsultores.com>



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.

Lección Aprendida

Del resumen de eventos arriba descrito, los que participamos en la solución del problema aprendimos que la solución técnica óptima, siempre a ser desarrollada, puede resultar en una solución **que no se utilice al final**. En este caso, factores económicos y logísticos dictaron que se usara **una solución distinta**, con mucho “más acero”, pero que ya estaba en stock, y con una tubería que básicamente **no podía tener el uso para la que fue adquirida originalmente**.

Aunque éramos expertos en el uso del Modelo HOLP, no sabíamos a-priori que la curva de enfriamiento de una tubería de ese diámetro (inusual para transportar crudo extrapesado) tendría entre sus paredes y el centro del diámetro total el perfil de temperatura en el tiempo que permitió resolver en muy corto plazo la construcción del nuevo oleoducto. Todos aprendimos algo. Además, CORPOVEN y el país se beneficiaron de muchas maneras.

Desde la Escuela de Petróleo UCV

El trabajo que se presenta en este volumen de **Palabra Verdadera**, se enmarca en los comentarios del volumen anterior (7). En la que siempre se conjugan grupos de trabajo de distintas empresas, con integrantes con mente amplia, con altísima calidad profesional, sin ideas ni posturas preconcebidas, y lo más importante sin intereses particulares: Como único interés el orgullo de haber participado en un proyecto importante para el desarrollo del país, el interés de investigar y aprender lo más que se pueda de cada proyecto, la interrelación personal, en un proceso de **transformación continua del conocimiento adquirido**.

El no haber utilizado la solución inicialmente propuesta no es para desanimarse, es más importante encontrar otra solución que resuelva de mejor manera el problema presentado, en un menor plazo, con todos los beneficios inherentes de la nueva solución.

Todo el proceso deber ser realizado con una metodología rigurosa que garantice el éxito de la tarea encomendada, con una alta dosis de persistencia, para ser capaces de conquistar las metras trazadas, con mucha constancia y no desfalleciendo cuando las cosas no salgan bien a la primera.

La otra gran virtud enunciada en los párrafos anteriores es la flexibilidad, ser rígidos es una de las trampas de nuestra comodidad; debemos ser capaces de reflexionar y enriquecernos de otros puntos de vista.

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

egep

CONSULTORES



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