

CONSERVACIÓN DEL PETRÓLEO Y GAS EN VENEZUELA

POR

JOSÉ MARTORANO BATTISTI (*), SIRO VASQUEZ M. (**) Y LUIS HERRERA F. (***)

RESUMEN. *Filosofía. En Venezuela, tanto el Gobierno como la Industria consideran que la conservación es como un sinónimo de prácticas de campo sanas y eficientes y se ha mantenido una actitud que reconoce tanto los aspectos económicos del problema como los aspectos físicos y técnicos. No existen problemas serios en relación a la conservación del gas libre, pero se ha creado un verdadero problema por la producción de grandes volúmenes de producción de gas asociado a la producción de petróleo. La industria está muy consciente del problema y está continuamente esforzándose por obtener el máximo recobro de petróleo e incrementar la utilización del gas tan rápido como la economía del país lo permita. – Aspectos Técnicos. Medidas de control sanas y eficientes han sido implementadas voluntariamente por la Industria y programas óptimos de perforación han conducido a una práctica de producción mínima de agua. Una comparación de las ratas de producción de Venezuela con las de Estados Unidos enfatiza el apego a los principios de producción modernos y eficientes. Aunque muchos de los campos petroleros no son aptos para inyección de agua, esta técnica ha sido aplicada exitosamente en algunos casos. Facilidades de inyección de gas han sido instaladas en un mayor número de campos petroleros con el propósito de mantenimiento de presión y se suministra una lista de facilidades de inyección existentes y en proyecto. Los cuatro objetivos del mantenimiento de presión son para aumentar el recobro final, alargar la vida de los pozos productores activos, conservar y almacenar el gas para usos futuros e incrementar ratas eficientes de recobro. Aproximadamente, 170 millardos de pies cúbicos de gas se utilizaron en 1953 y las plantas de gasolina procesaron 106 millardos de pies cúbicos en el mismo período. Se dan detalles adicionales relacionados a la utilización y procesamiento de gas. Los altos costos de recolección, compresión e inyección en proyectos de almacenamiento de gas en el subsuelo dan resultados poco económicos a menos que tal almacenamiento tenga como resultado colateral la estimulación de crudo. – Aspectos Legales. La propiedad de Venezuela de los derechos sobre los minerales y el tamaño relativamente grande de los bloques de las concesiones resulta en un menor número de operaciones petroleras competitivas. Añadiendo las prácticas operacionales sólidas y eficientes, la Industria ha evitado el establecimiento de legislaciones restrictivas y un marcado control gubernamental. La Industria Petrolera y el Gobierno has cooperado en la utilización de los yacimientos donde tales acciones se hagan necesarias. Aspectos Económicos. El uso de una política de conservación sana y eficiente ha beneficiado tanto a la Industria como al Estado. El aumento de recobro obtenido mediante buenas prácticas de conservación conduce a un grado mayor de utilización de las facilidades de producción y a una mayor utilización de gas generando una fuente barata de energía y de materia prima. Estos factores has sido y seguirán siendo muy importantes en el desarrollo de la economía del país. Progreso. La tendencia creciente hacia la utilización del gas y recobro adicional de petróleo a través del estímulo de los métodos de producción son indicativos del progreso de la conservación en Venezuela. Se ha estimado que para 1960 se utilizará más del 50% del gas producido. Este progreso está en línea con el progreso industrial y social del país.*

(*) Compañía Shell de Venezuela, Venezuela

(**) Creole Petroleum Corporation, Venezuela

(***) Mene Grande Oil Company, Venezuela

FILOSOFÍA

Para la industria petrolera y la mayoría de las agencias gubernamentales que mantienen un contacto cercano con ella, el término conservación se ha convertido en un sinónimo de prácticas de campo sólidas y eficientes. Sin embargo, el término no está bien definido en los diccionarios y está sujeta a una variedad de interpretaciones. Estas varían desde aquella soportada por el grupo que mantiene y que opera solamente en bases económicas, hasta aquella soportada por un grupo que llega al extremo de mantener todo el petróleo y el gas en el subsuelo hasta el momento en el cual el 100% de eficiencia de producción y utilización esté garantizada. En Venezuela, el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, quien supervisa la eficiencia y la conservación de los recursos minerales del País y de la industria petrolera, ha mantenido una actitud realista que reconoce tanto los aspectos económicos del problema como su aspecto físico y técnico.

Aunque la conservación fue originalmente relacionada principalmente con la conservación del petróleo, actualmente se le está dando una gran importancia a la conservación del gas. En cuanto a los campos de gas, este problema usualmente es resuelto ajustando la producción a la demanda, pero donde el gas es asociado al petróleo, la conservación del sub producto se convierte en un problema. La conservación del gas en Venezuela presenta, hasta cierto punto, un problema especial para el sub producto ya que un gran volumen del gas está asociado a la producción del petróleo. En Venezuela hay muy pocos campos de gas no asociado de importancia.

En este contexto, se crea una situación difícil ya que el mercado del petróleo venezolano es de carácter mundial mientras que la demanda de gas (que debe ser producida con el petróleo), está restringida a las necesidades locales.

Tanto el Gobierno como la Industria están conscientes de la importancia de la conservación y están trabajando juntos constantemente para conseguir la solución correcta de todos los problemas relacionados con ella, en los momentos cuando estos aparecen, para el beneficio mutuo de la Nación y de la industria petrolera. En general, sus esfuerzos conjuntos están orientados hacia el máximo recobro de petróleo y al incremento de la utilización de gas, tan rápido como el desarrollo del país lo permita.

ASPECTOS TÉCNICOS

1. Conservación del petróleo

Muy temprano en la historia petrolera de Venezuela, los operadores entendieron la ventaja de perforar solamente el número suficiente de pozos para producir adecuadamente sus yacimientos. Como resultado de esta práctica, un espaciamiento comparativamente amplio ha sido la práctica desde el principio. Apegándose voluntariamente a los principios de una sólida y eficiente técnica de ingeniería y control de los yacimientos, las compañías han evitado perforación innecesaria y prácticas de producción ineficientes, aun en áreas competitivas, donde dos o más operadores comparten yacimientos comunes dentro de sus concesiones.

La máxima rata producción eficiente está gobernada por las reservas disponibles y por las características del yacimiento. A finales de 1953 las reservas probadas de Venezuela estaban siendo producidas solamente a la rata de 6.3% por año. En comparación con la rata de 8% para U.S.A., significaría que Venezuela tiene más de 16 años de producción a la rata actual de producción, comparado con 12,5 años para U.S.A. y 13,5 años para la producción combinada de los estados de Texas, Oklahoma y Luisiana juntos.

En base a la producción por pozo, esta está relacionada a la densidad de pozos y con un espaciamiento amplio por pozo, prácticamente en todos los yacimientos no hay o hay poca ocasión para aplicar restricciones de producción sobre y por encima de aquellas

aplicadas voluntariamente por los operadores para mantener una operación eficiente de los pozos y los yacimientos y limitar la producción hacia los mercados.

La producción promedio por pozo en Venezuela fue aproximadamente 210 barriles por día para finales de 1953, comparada con 13 barriles por día por pozo en U.S.A. Esto no es solamente debido al hecho que, generalmente, las arenas en Venezuela son físicamente capaces de una producción mas prolífica, sino también esto es parte de los resultados de la aplicación de practicas de desarrollo mas conscientes, por medio de las cuales las compañías petroleras en Venezuela, teniendo en comparación concesiones mas grandes, pueden producir sus yacimientos con un espaciamiento mayor, bajo condiciones mas eficientes. Esta política más racional de desarrollo ha resultado también en la perforación de un menor número de pozos secos en Venezuela.

La relación gas-petróleo de la producción de Venezuela es menor que el promedio del total de U.S.A. El promedio de la relación gas-petróleo en Venezuela aumentó de 1.030 pies cúbicos por barril en 1949 a 1.133 en 1953, comparada con la de U.S.A., donde el promedio aumentó 1.390 a 1.506 durante el mismo período. Estos números no incluyen el gas producido en U.S.A. de los campos de gas debido a que los campos de gas como tales no han sido desarrollados en Venezuela. La baja relación gas-petróleo en Venezuela muestra los efectos del esfuerzo de producir los yacimientos de tal manera de obtener la máxima producción de petróleo con la mínima cantidad de gas. Las relaciones entre la producción total de petróleo y gas en Venezuela, desde 1938 se muestran en la Figura 1. Métodos conocidos para aumentar el recobro y alcanzar grados mayores de conservación, es el uso de métodos especializados de recobro.

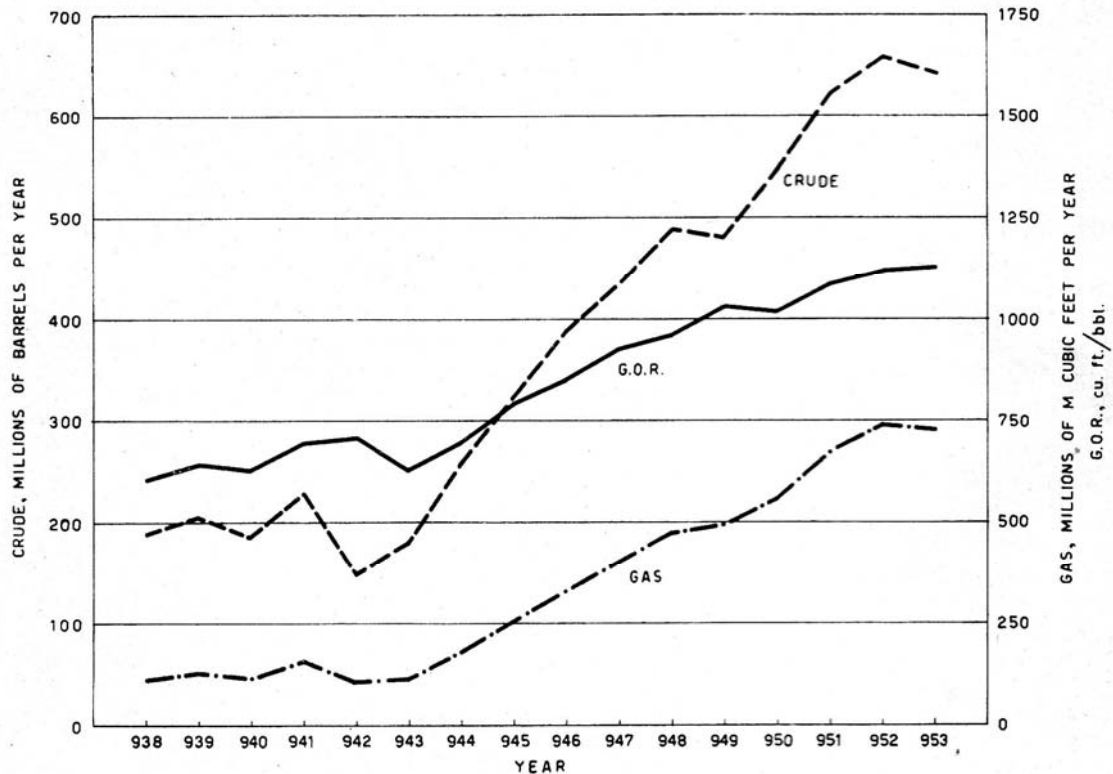
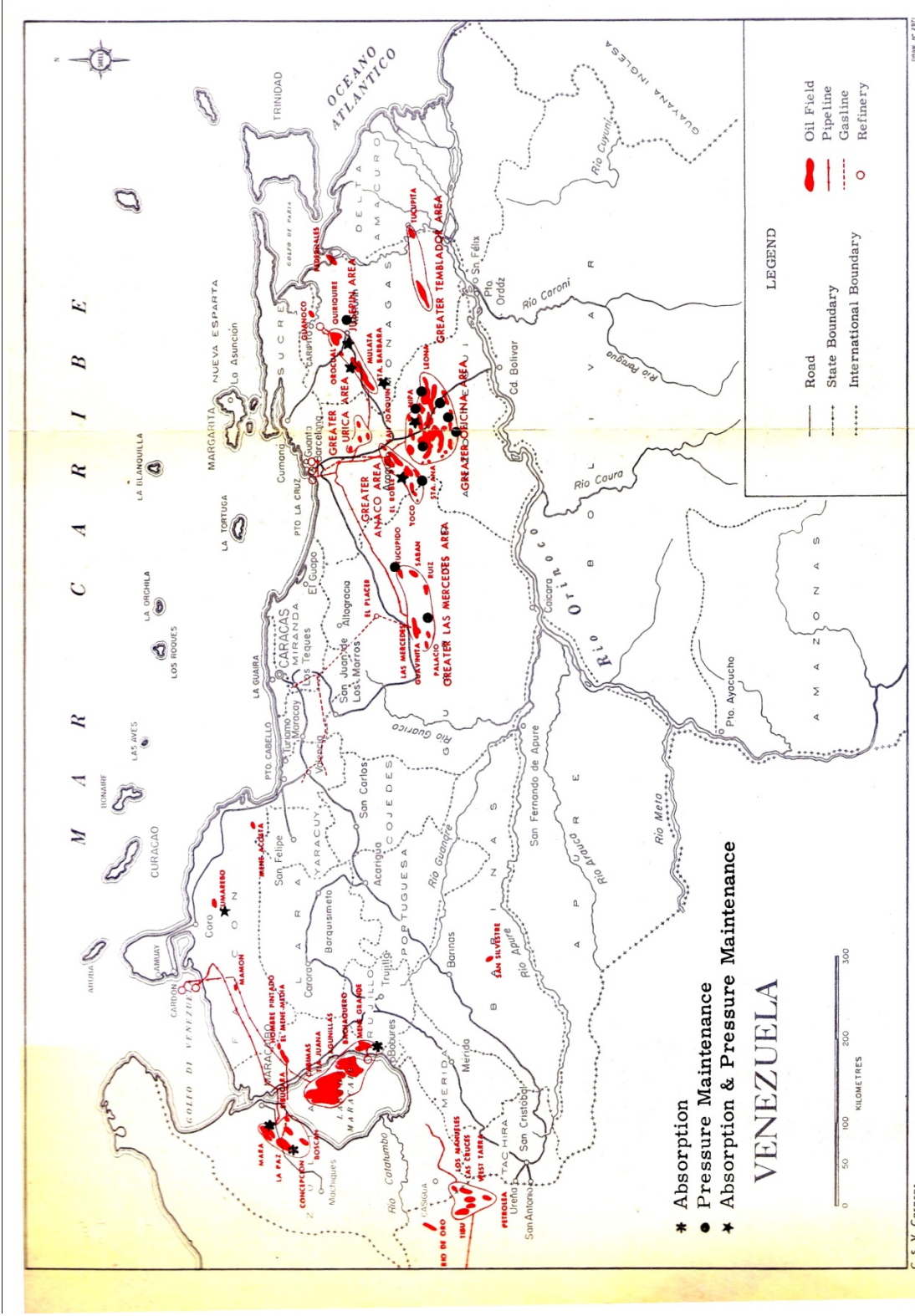


Fig. 1. Graph Showing Oil and Gas Production and Relationship in Venezuela 1938-1953



Map of Venezuela Showing Location of Gas Plants and Main Gas Lines

Los principios bien conocidos de inyección de gas y agua han sido aplicados en numerosos yacimientos en Venezuela. Sin embargo, antes de entrar en detalles, se debe aclarar que estos métodos no son necesariamente un remedio para solucionar todos los problemas de conservación. Aunque el recobro mediante inyección de gas ha recibido gran cantidad de publicidad, muchos yacimientos no son aptos para este tipo de operaciones. De igual manera, inyección de agua puede hacer más daño que bien en muchos yacimientos. Sin embargo, las compañías operadoras y sus filiales alrededor del mundo, invierten millones de dólares cada año en investigación, orientados a desarrollar nuevos y mejores métodos de recuperación de petróleo en forma más eficientes.

a. Inyección de Agua

En el Campo Oficina en el oriente de Venezuela, la Mene Grande Oil Co., comenzó proyectos de inyección de agua desde 1946, en una sección del campo, el obtuvo gran éxito aumentando sustancialmente el recobro de petróleo. Dos proyectos adicionales se comenzaron en otras secciones del campo, uno en el Campo Guara Oeste y otro en otro segmento del Campo Oficina, los cuales indicaron que se puede obtener un aumento en el recobro final. Dos proyectos adicionales de inyección de agua están planificados para estos campos.

Los campos de petróleo pesado a lo largo de la Costa Bolívar tienen arenas petrolíferas muy heterogéneas por lo que se espera que cantidades de gas y petróleo se queden sin ser producidas. Sin embargo, un proyecto piloto experimental de inyección de agua se lleva a cabo por Shell en el Campo Cabimas, donde unos 14.000 barriles por día han sido inyectados al yacimiento mediante 10 pozos de inyección en un patrón de siete puntos.

Este experimento comenzó en agosto de 1953, pero hasta la fecha, los resultados no parecen muy prometedores. Creole ha comenzado un proyecto piloto experimental de inyección de agua en el área de La Rosa, del Campo de la Costa Bolívar Oriental. Sin embargo, en otros campos de la Costa Bolívar, donde existen incipientes influjos naturales de agua, la inyección de agua puede ser de gran importancia en etapas posteriores de sus desarrollos.

La empresa Venezuela Atlantic Refining Co. está estudiando la posibilidad de aumentar su recobro final por medio de inyección de agua en dos yacimientos del Campo Ruiz y uno en el Campo Tucupido, ambos localizados en el estado Guárico.

Creole opera un proyecto piloto de inyección de agua en el Campo Jusepín, donde se inyectan 4000 barriles por día mediante cuatro pozos inyectoros.

Métodos térmicos pueden ser útiles, especialmente para la explotación de crudos muy viscosos y Shell ha comenzado dos experimentos en el Campo Tia Juana Este. En un experimento está utilizando la circulación de gas caliente, mientras que la otra prueba es un experimento de calentamiento puntual en un pozo no productor para observar si se puede obtener un aumento de la producción en los pozos circundantes.

b. Inyección de Gas

Sirviendo con el propósito de conservación de gas y petróleo, en la actualidad, la inyección de gas está dando resultados muy satisfactorios como un método de recuperación de petróleo en varios campos. Casi todas de las plantas de compresión de gas utilizadas para este propósito han sido construidas en los últimos años y en su mayoría, están localizadas en Venezuela Oriental, donde muchos yacimientos están adaptados para la aplicación de este método.

La inyección de gas en yacimientos de petróleo, generalmente se considera como operación de mantenimiento de presión y tiene los siguientes objetivos:

1. Aumentar el recobro final de petróleo.
2. Aumentar la vida productiva de los pozos de petróleo
3. Permite la conservación y el almacenamiento de gas natural para usos futuros.
4. Aumentar la rata de producción de los pozos y permitir recobro temprano sin dañar el yacimiento.

Durante 1953, mas de 91 millardos de pies cúbicos de gas fueron inyectados en yacimientos de petróleo en Venezuela, lo cual representa el 12,51% de todo el has producido en el país durante ese año.

A fines de 1953, había 17 plantas de inyección de gas; las capacidades de estas plantan y sus localizaciones, se muestran en la tabla siguiente:

PLANTAS DE INYECCIÓN DE GAS		
Localización	Propietario	Capacidad de Inyección Miles de pies cúbicos por día
Cumarebo	Creole	3.200
Jusepin	Creole	25.000
Mulata	Creole/Mene Grande	20.000
Quiriquire	Creole	5.000
Guara Oeste	Mene Grande/Creole	25.000
Guara Este	Mene Grande/Creole	4.700
Oficina	Mene Grande	28.500
Oficina	Mene Grande/Creole	1.600
Santa Bárbara	Sinclair	49.000
Santa Bárbara	Mene Grande	7.700
Nipa	Mene Grande	3.500
Chimire	Soconi/Creole/Mene Grande	35.000
Chimire	Soconi	4.500
Mapire	Mene Grande	4.750
Las Mercedes	Las Mercedes	2.260
San Roque	Phillips	40.600
Guario	Soconi	8.000
		268.310

Muchas de estas plantas también suministran gas con el propósito de levantamiento artificial por gas. A finales de 1953, había unos 700 pozos producidos mediante este método, produciendo aproximadamente unos 100.000 barriles de petróleo por día.

Como se mencionó anteriormente, los campos de petróleo pesado de la Costa Bolívar y los campos produciendo petróleo liviano/mediano de los yacimientos de caliza y del basamento al Oeste de Maracaibo, operados principalmente por Shell, desafortunadamente no permiten inyección de gas, en realidad, estos métodos pueden retardar seriamente la producción de petróleo.

Adicionalmente a la lista de proyectos de inyección de gas de la tabla anterior, otros proyectos de mantenimiento de presión están planificados. Las siguientes plantas de compresión se encuentran actualmente en construcción o en planificación:

PROYECTOS DE PLANTAS DE MANTENIMIENTO DE PRESIÓN		
Localización	Propietario	Capacidad de Inyección Miles de pies cúbicos por día
Tia Juana (LL-370) Lago de Maracaibo	Creole	150.000
Tia Juana (LL-370) Lago de Maracaibo	Creole	300.000
Tarra Oesste	Shell	14.000
Bella Vista Guárico	Phillips	4.000
Saban	Atlantic	5.250
Oficina	Mene Grande	16.500
Nipa	Mene Grande	10.650
Mapire	Mene Grande	18.500
Boca	Mene Grande/Socony	15.000
Dación	Mene Grande/Creole	5.200
Caico Seco	Mene Grande	2.500
Soto Este	Mene Grande/Creole	22.000
La Vieja	Mene Grande	1.600
Santa Rosa	Mene Grande	117.000
San Joaquín	Creole/Mene Grande/Socony	48.000
Santa Ana	Mene Grande/Creole	50.000
Toco	Mene Grande/Creole	12.500
		792.700

En la lista anterior, los dos proyectos mas importantes, que se encuentran en una etapa avanzada de construcción, son la Planta de Mantenimiento de Presión de Creole en el área LL-370 del Lago de Maracaibo y la Planta Cíclica de Mene Grande, en Santa Rosa.

En general, se puede asegurar con confianza, que en materia de espaciamiento, tasas de producción eficientes, control de la relación gas-petróleo y en general, evitar el uso de prácticas que pueden causar daños en los yacimientos, las operaciones petroleras en Venezuela siempre han sido practicadas en una forma sana y eficiente.

2. Conservación de Gas

En comparación con la población y su industria, la producción de gas y petróleo en Venezuela es relativamente mucho mayor que la de Estados Unidos, el mayor productor de gas y petróleo y mayor consumidor del mundo. Mientras que Venezuela produce mas petróleo para exportación que ningún otro país, el gas asociado al petróleo producido crea un serio problema de utilización. En este contexto, debe mencionarse que en 1953, el 23.4% del gas producido en Venezuela se utiliza. Del total de gas producido durante 1953, el 12,5% fue inyectado para mantenimiento de presión en los yacimientos de petróleo; otro 10,6% se utilizó como combustible (7,8% dentro de la industria petrolera, 2,8% como consumo doméstico y otras industrias) y 0,3% se transformó en gasolina natural en las plantas de procesamiento, las cuales trataron el 14,5% de todo el gas producido. La tendencia en la utilización durante los últimos seis años se muestra en el gráfico de la Fig. 3 del Anexo.

El factor dominante en estos problemas es la falta de un mercadeo adecuado para el gas sobrante del gas producido con el petróleo, que en si mismo y hasta cierto grado, de

la baja densidad de población por un lado y geográfico por el otro lado, siendo Maracaibo la ciudad de mayor tamaño localizada cerca de un campo petrolero de importancia.

Así que hay un mercado insuficiente para el gas que debe ser producido para recobrar petróleo, el cual, a su vez, provee los fondos esenciales para el desarrollo de la economía de Venezuela. Desde 1.917 hasta 1.953, un total de 7.478 millones de barriles de petróleo venezolano ha sido producido y vendido y se entiende fácilmente que esta inmensa producción de petróleo trae, inevitablemente grandes cantidades de gas.

Ya se ha mencionado que las medidas de conservación del gas y del petróleo han sido utilizadas a su mayor contexto, consistente con la economía para prevenir que un exceso de gas no utilizable sea producido. Queda aun el problema de encontrar medios económicos de utilización del gas sobrante que inevitablemente es producido con el petróleo.

a. Utilización del gas dentro de la industria petrolera

En todo momento posible, la industria utiliza el gas como combustible y en sus campos y refinerías en Venezuela, el uso en estos casos es de aproximadamente de unos 154 millones de pies cúbicos por día. Hay también un uso incremental de LPG en equipo automotor en las compañías petroleras.

En el campo de extracción de líquidos del gas natural, la industria comenzó esas operaciones hace algunos años atrás. Plantas de gasolina fueron construidas por Shell en Cabimas y Mene Grande tan temprano como 1927, para recobrar gasolina natural del gas producido con el petróleo. Una planta de absorción de gasolina construida por la misma compañía en Lagunillas en 1928, aunque sus operaciones fueron descontinuadas posteriormente, tan pronto se descubrió que el gas era poco rico para el recobro de gasolina. Creole construyó dos plantas de absorción de gasolina en los campos de la Costa Bolívar a comienzos de 1930, pero sus operaciones fueron también descontinuadas por las mismas razones.

Hoy, en Venezuela hay diez plantas que recobran gasolina del gas natural y en muchos casos, LPG. Durante 1953 fueron recobrados un total de 3.462.989 barriles de gasolina natural y LPG, o 9.500 barriles por día fueron recobrados por esas plantas. En la actualidad, las plantas en operación recobrando gasolina natural y LPG son las siguientes (Tabla I):

Tabla I (por añadir)

Facilidades de absorción para tratar 16 millones de pies cúbicos de gas por día y recobrar 500 barriles/día de gasolina natural están en los planes de Mene Grande Oil Co.

b. Utilización del gas fuera de la Industria Petrolera

El primer uso importante de este gas fue en 1940, cuando Shell Company firmó un contrato para suplir gas del campo La Concepción para la ciudad de Maracaibo, en el cual de suministró unos 35 millones de pies cúbicos de gas por mes para la ciudad. Inicialmente, el consumo doméstico era de unos 750.000 pies cúbicos de gas por día y actualmente es de unos 3.250.000 pies cúbicos por día, los cuales son suministrados de los campos La Paz y Sibucara.

El gas es ahora también utilizado con propósitos industriales en el área de Maracaibo. La Compañía de Generación Eléctrica de Maracaibo consume actualmente unos 6.000.000 de pies cúbicos por día, mientras que una planta de producción de cemento

completada hace algunos años al sur de la ciudad, se le está suministrando actualmente unos 3 ½ millones de pies cúbicos al día provenientes de los campos Sibucara y La Paz.

En 1952, la empresa venezolana Atlantic Gas Transportation Corp. construyó una línea de gas desde el campo Lechoso hasta Caracas; este sistema fue posteriormente extendido hasta el campo Las Mercedes, punto final de suministro y hasta Valencia, el punto de distribución. El total de suministro de la línea es aproximadamente de unos 34 millones de pies cúbicos de gas por día que va casi en su totalidad para uso industrial.

Otra empresa de gas, la Eastern Venezuela Gas Transport Comp., fue fundada en 1951 por un grupo de empresas que incluyen a Gulf, Creole, International and Shell. Esta empresa de gas compra y transporta gas de los campos petroleros del área Principal de Anaco. Se construyeron líneas de gas de 16 y 12 pulgadas de diámetro y 97 kilómetros de longitud desde Anaco hasta Puerto La Cruz y la compañía está actualmente entregando unos 20 millones de pies cúbicos de gas por día a dos refinerías de petróleo y una planta de petróleo localizadas en el área de Puerto La Cruz.

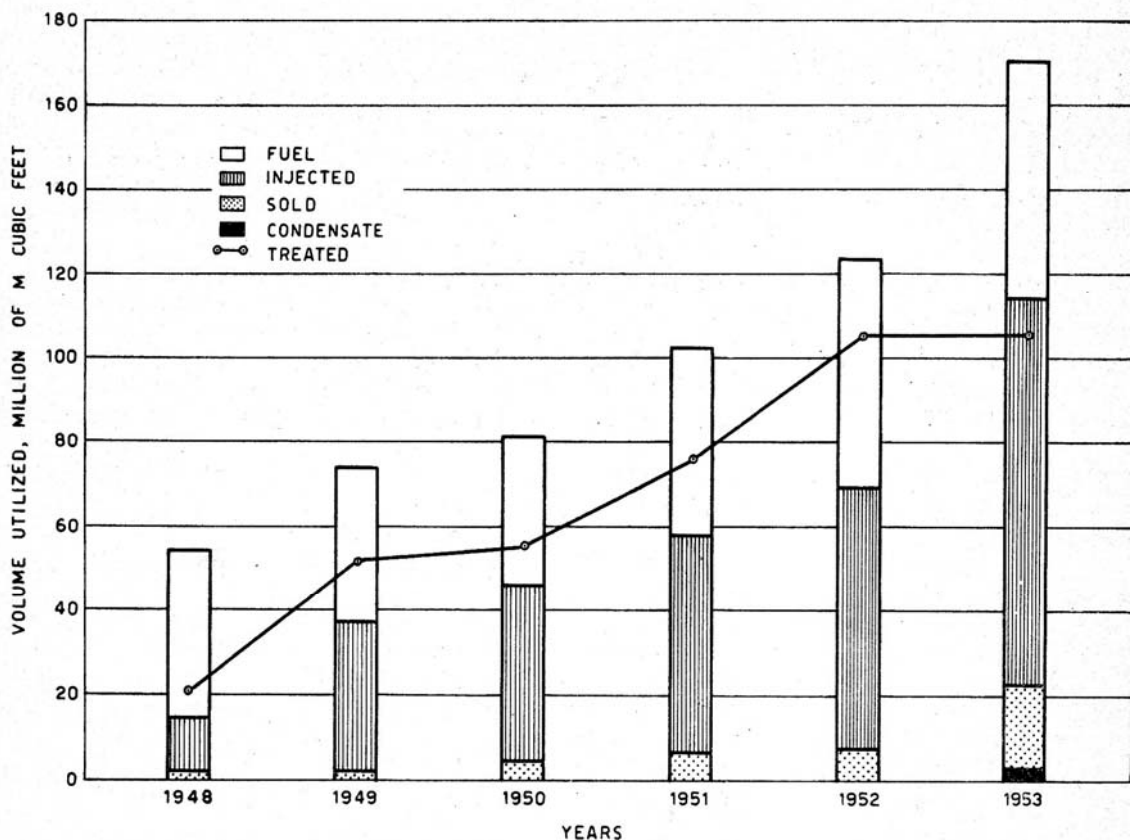


Fig. 3. Graph Showing Progress of Utilization of Gas in Venezuela 1948-1953

Estos ejemplos son típicos del esfuerzo que han hecho las compañías petroleras en Venezuela para buscar mercados para la producción del exceso gas.

Otra tendencia en la misma dirección general, es el esfuerzo exitoso de Shell durante los años recientes para desarrollar mercados locales para este tipo de gas. El consumo del exceso gas (principalmente propano) está creciendo rápidamente y otros suplidores se están incorporando a este campo.

El Gobierno de Venezuela está completamente consciente de la importancia de la utilización del gas y está orientando este objetivo hacia el desarrollo de una industria

diversificada en Venezuela. Un anuncio recientemente del presidente de la República, una industria petroquímica sería establecida por el Estado en Venezuela utilizando el gas natural como su principal materia prima.

c. Almacenamiento del gas en el subsuelo

El “almacenamiento de gas” ha sido propuesto frecuentemente como una solución para el gas sobrante y la demanda esperada en el futuro. Sin embargo, el costo de recolección, compresión e inyección hacen que el almacenamiento del gas sea inevitablemente no económico. Cuando la inyección del gas es inherente a un proyecto para mejorar el recobro de petróleo, la ganancia puede materializarse proveniente del aumento del recobro de petróleo y la aceleración de la producción.

En algunas áreas, especialmente los campos de calizas de Venezuela Occidental, las arenas someras de petróleo pesado de los campos de la Costa Bolívar, obviamente no son aptos para la inyección de gas. Sin embargo, otras áreas aptas para la inyección de gas han sido identificadas y están recibiendo considerable atención, como es evidente en la lista de proyectos de mantenimiento de presión mostrada en la página 7.

Aspectos legales

1. Consideraciones Generales

Hay diferencias fundamentales en los aspectos legales de las reservas de petróleo del subsuelo en países donde los derechos sobre los minerales son propiedad de personas naturales y aquellos donde los derechos pertenecen al Estado.

En los Estados Unidos, por ejemplo, los derechos del subsuelo pertenecen, en mayor grado, al propietario de la tierra y en consecuencia, el tamaño de las concesiones son relativamente pequeña. En Venezuela, los derechos sobre los minerales pertenecen al Estado y el Gobierno otorga, a operadores responsables, concesiones sobre áreas específicas, donde el operador puede desarrollar y producir solamente los depósitos de petróleo y gas. Las compañías petroleras, en lugar de tener que negociar con y satisfacer los reclamos de cientos o miles de concesionarios y tenedores de impuestos tanto en cada campo como locales, negocian con los organismos estatales y federales responsables del cobro de impuestos. Como resultado de esto, la “ley de captura” y “los derechos correlativos del propietario de la propiedad” y “asignación por las conexiones de las líneas de flujo”, las cuales eran un punto importante de negociación cuando la mayoría de las leyes de conservación de los Estados Unidos fueron escritas, no entran en el esquema de Venezuela.

De los 116 campos petroleros en Venezuela para el año 1953, 78% tiene un solo operador y ha sido relativamente simple asignar niveles de producción entre yacimientos y concesiones en una manera eficiente y ordenada. Tanto del Gobierno y las compañías petroleras han disfrutado los beneficios del trabajo conjunto para obtener los mejores resultados.

Los poseedores de las concesiones petroleras desean, naturalmente, obtener el máximo recobro económico durante la vida de sus concesiones. La duración de las concesiones son, normalmente 40 años y como esta duración es adecuada para drenar la mayoría de los yacimientos, la tendencia de producción excesiva es minimizada. De igual forma, el tamaño de las concesiones facilita el desarrollo ordenado de yacimientos individuales.

2. Unificación

Una de las herramientas usada frecuentemente en los Estados Unidos, para mejorar la eficiencia operacional, ha sido la “unificación” en varias formas. Este instrumento fue frecuentemente necesario debido a la gran diversidad de propietarios en casi todos los yacimientos de ese país. En Venezuela, sin embargo, donde el 78% de los campos petroleros tienen un solo operador, la unificación, hasta cierto punto, no ha sido necesaria. El hecho de que todos los derechos pertenecen a la Nación minimiza la posibilidad de una distribución inadecuada de participaciones, lo cual puede ocurrir bajo condiciones competitivas de operaciones en países donde existe propiedad privada de los minerales.

En Estados Unidos, donde se han negociados la mayoría de los proyectos unificados, la unificación ha ganado aceptación legal solamente donde se puede obtener recobro adicional con una ganancia económica. Esta no es aceptada legalmente solamente por la conveniencia de los operadores ni en los casos donde no se obtengan ganancias económicas. Sin embargo, esto no evita que operadores competidores en el mismo yacimiento produzcan sus propiedades en una manera eficiente y trabajen conjuntamente para llegar a acuerdos sobre los principios operacionales.

Este tipo de operaciones está muy bien explicada en los campos de Texas Oriental, donde no existe unificación pero donde la mayoría de los operadores se han reunido y han formado la Asociación de Ingeniería y donde prácticamente participan todos los operadores a cambio de inyectar el agua producida a los yacimientos.

En vista del tamaño relativamente grande de las concesiones otorgadas a varios operadores en Venezuela, la conservación del gas y del petróleo ha sido alcanzada exitosamente por las compañías sin la necesidad de unificación o en muchos casos, acuerdos operativos.

En casos donde la unificación es necesaria para tener una operación eficiente, el Ministerio de Minas e Hidrocarburo y la Industria Petrolera han cooperado en la unificación de yacimientos de petróleo.

ASPECTOS ECONÓMICOS

Más allá de las consideraciones económicas que han sido discutidas en las páginas anteriores, solo queda por enfatizar que los beneficios económicos de las sanas políticas de conservación de gas y petróleo han sido importantes para la Nación y para la Industria.

El recobro máximo del petróleo bajo las políticas aplicadas en Venezuela ha llevado a la obtención de máximos beneficios económicos para la Nación procedentes de sus minerales y para la Industria por sus inversiones y esfuerzos. Los aumentos en recobro por medio de la conservación han llevado a niveles mayores de utilización de las instalaciones de producción y de sus inversiones.

El incremento de la utilización del gas ha generado no solamente una fuente adicional de recursos para la Nación y para la Industria, sino que ha incorporado al País una fuente de energía y de materia prima baratas.

PROGRESO

La producción de petróleo en Venezuela siempre ha sido de acuerdo con las mejores prácticas técnicas; la total utilización del gas es un problema importante, pero el porcentaje continúa en aumento. El 1951, 15% del gas producido fue utilizado, mientras que en 1953, este número se ha incrementado hasta 23,4%. Nuevos proyectos de utilización de gas están en los planes del Oriente y Occidente de Venezuela, los cuales

permitirán el incremento de este total hasta un 30% en 1954 y proyectos adicionales bajo consideración por la Industria y el Gobierno deben incrementar la utilización hasta un 50% o más para 1960.

Los beneficios que obtiene la comunidad proveniente de las operaciones de la industria petroleras juegan un papel de importancia para el desarrollo del País. En muchos aspectos, el desarrollo de los recursos petrolíferos de Venezuela, pueden servir de modelo para el mundo.

Este trabajo fue presentado el 13 de junio de 1955 por J. Martorano Battisti.
Traducción de Carlos Raul Canard