

G622.3382

C863c

1966

Creole Petroleum Corporation.
Conservación.

UNIV OF TX AT AUSTIN-LIB STORAGE



14622009



THE LIBRARY
OF
THE UNIVERSITY
OF TEXAS

G622.3382
C863
1966

LIBRARY
USE ONLY

G622.3382 C863C 1966 LAC

67-3556

2/1/4

1/10

Conservación

go

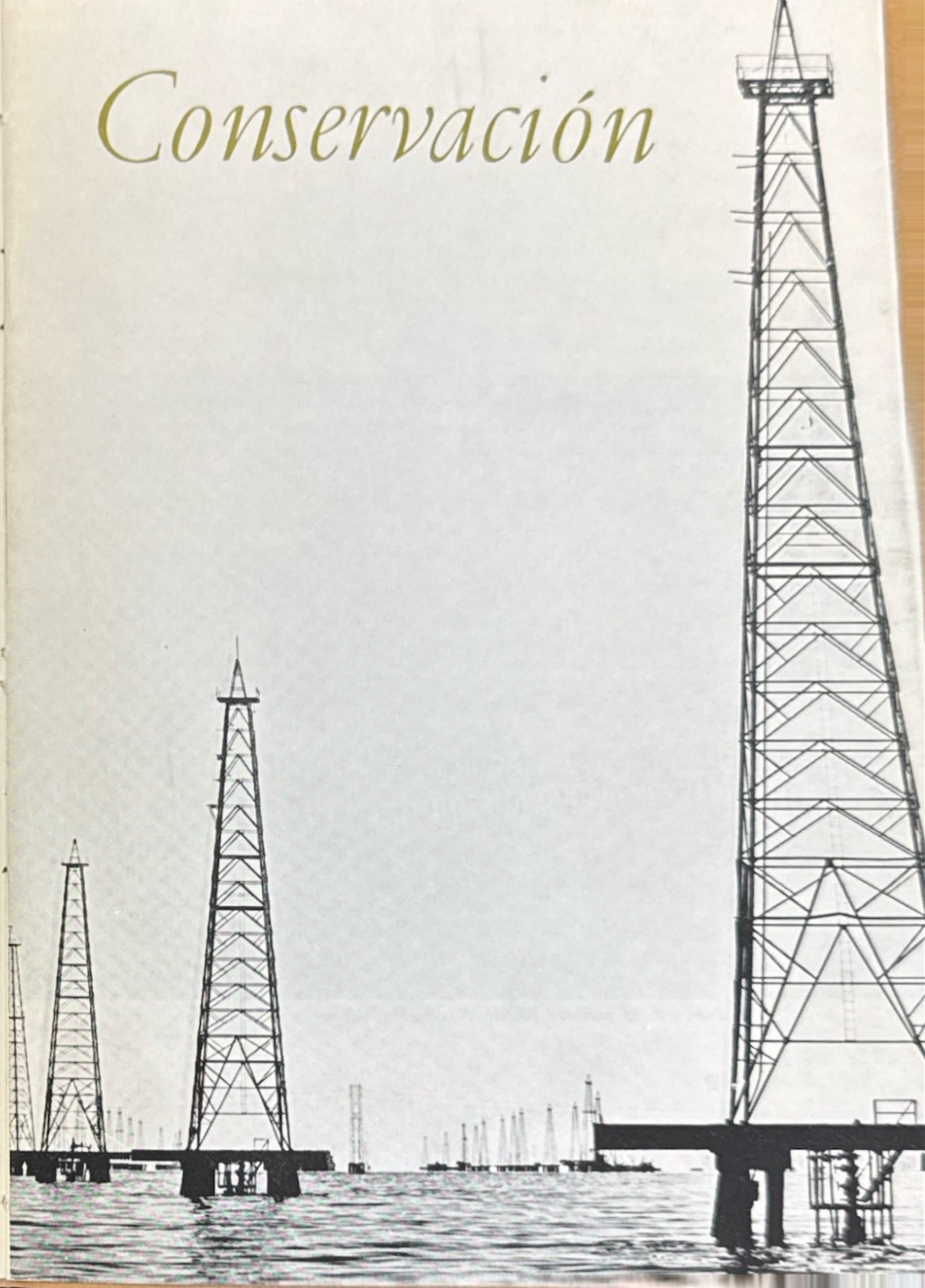


CREOLE PETROLEUM CORPORATION

S.Sc.

Conservación

Lago de Maracaibo. Campo desarrollado de acuerdo con normas científicas de conservación.





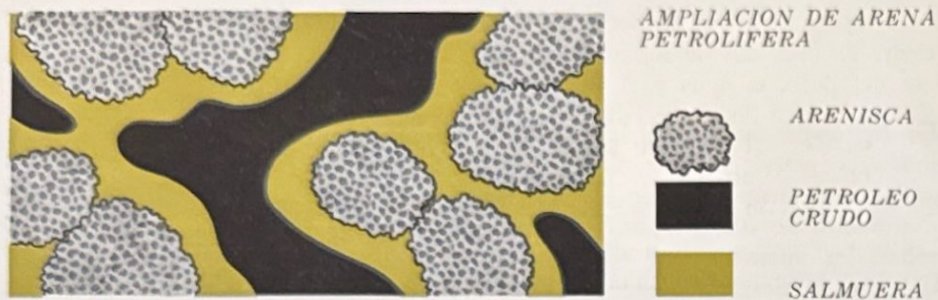
Tía Juana 1, la primera planta de conservación construida sobre el agua.

En las etapas iniciales del desarrollo en gran escala de la industria petrolera venezolana —treinta o cuarenta años atrás— se consideraba que las tres cuartas partes del petróleo descubierto en un pozo, no eran susceptibles de ser recuperadas. En nuestros días, y gracias a las modernas, aunque costosas, técnicas de conservación, podemos llegar en algunos casos a recuperar aproximadamente la mitad del petróleo contenido en un campo productivo.

Una de las razones que contribuyó a configurar el esquema de la recuperación en los primeros tiempos de la industria, fue el relativamente escaso conocimiento que se tenía en cuanto a la presentación del petróleo en el subsuelo y al modo como podía reaccionar un yacimiento una vez perforado; como resultado de ello se desperdiciaba, a menudo, gran parte de la producción, pero la experiencia, a la par que los adelantos científicos logrados hasta el presente, han aumentado considerablemente las posibilidades de obtener mayores cantidades de petróleo en un yacimiento determinado.

Algunas personas, generalmente poco informadas, tienen la idea de que el petróleo se encuentra en el subsuelo formando lagos o ríos subterráneos; la realidad es que el petróleo se halla en el subsuelo, conjuntamente con el agua y el gas, generalmente impregnando los poros de las rocas sedimentarias, las cuales son tan sólidas como la piedra caliza o la arenisca usada en la fabricación de edificios. De aquí que corrientemente se aluda a las rocas saturadas de petróleo como

arenas petrolíferas; en efecto, el petróleo se aloja en las diminutas porosidades de estas rocas, impregnándolas tal como el agua impregna la fachada de un edificio cuando ha llovido mucho.



Resulta obvio que el petróleo, debido a su mayor viscosidad, fluya a través de los poros a ritmo muy lento, en tanto que el agua y el gas atraviesan los poros de las rocas con mayor facilidad. Por consiguiente, si la presión en el fondo de un pozo disminuye bruscamente —tal como sucede al extraerse el petróleo a un ritmo acelerado—, la cantidad de gas acumulada en el yacimiento disminuirá rápidamente, y el agua subirá antes de que el petróleo pueda fluir por los costados. Por lo tanto, el agua que se halla bajo el petróleo, atraída por la succión excesiva, en lugar de presionar uniformemente desde el fondo del yacimiento, se acumula en forma de cono bajo la boca subterránea del pozo, lo cual puede ocasionar el taponamiento de grandes zonas que, de otro modo, serían productivas. A un pozo tratado de esta forma afluye mucho más agua y gas que petróleo, perdiéndose, por tanto, gran cantidad de éste.

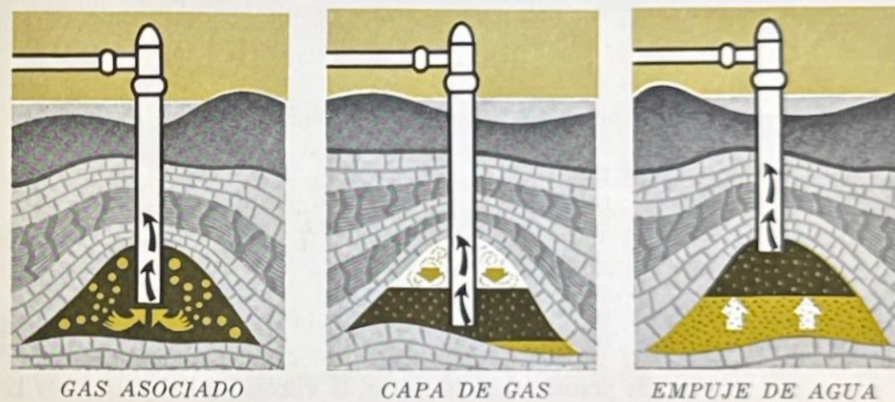
Al comienzo de la industria estos aspectos eran poco conocidos y por ello se dejaba que los nuevos pozos expulsaran libremente el petróleo hasta agotar la presión natural y poder

entonces bombearlo, a voluntad, hacia la superficie. Los petroleros de hoy, por el contrario, ponen especial cuidado en impedir esta clase de brotes, que ocasionan lamentables desperdicios. En la actualidad, rara vez se producen esos chorros espontáneos, y cuando los hay, es sólo por accidente.

Si se regula de manera adecuada la salida de los fluidos por medio de una válvula reguladora, colocada en la parte superior del pozo, el agua y el gas que se encuentran encima y debajo del petróleo, respectivamente, presionan uniformemente y éste fluye al pozo por los costados del yacimiento, a una tasa óptima de producción y con la menor disminución posible de la presión en la formación petrolífera.

Las fuerzas que impulsan al petróleo a través de los estratos rocosos subterráneos se conocen como empujes, y de ellas hay tres tipos principales:

EMPUJE POR GAS ASOCIADO. — En este caso, el gas se encuentra disuelto en el petróleo y no existe capa de agua debajo de él. La presión ejercida por el gas al buscar la salida, empuja al petróleo a través de las rocas y lo hace subir por la tubería de producción a la superficie.



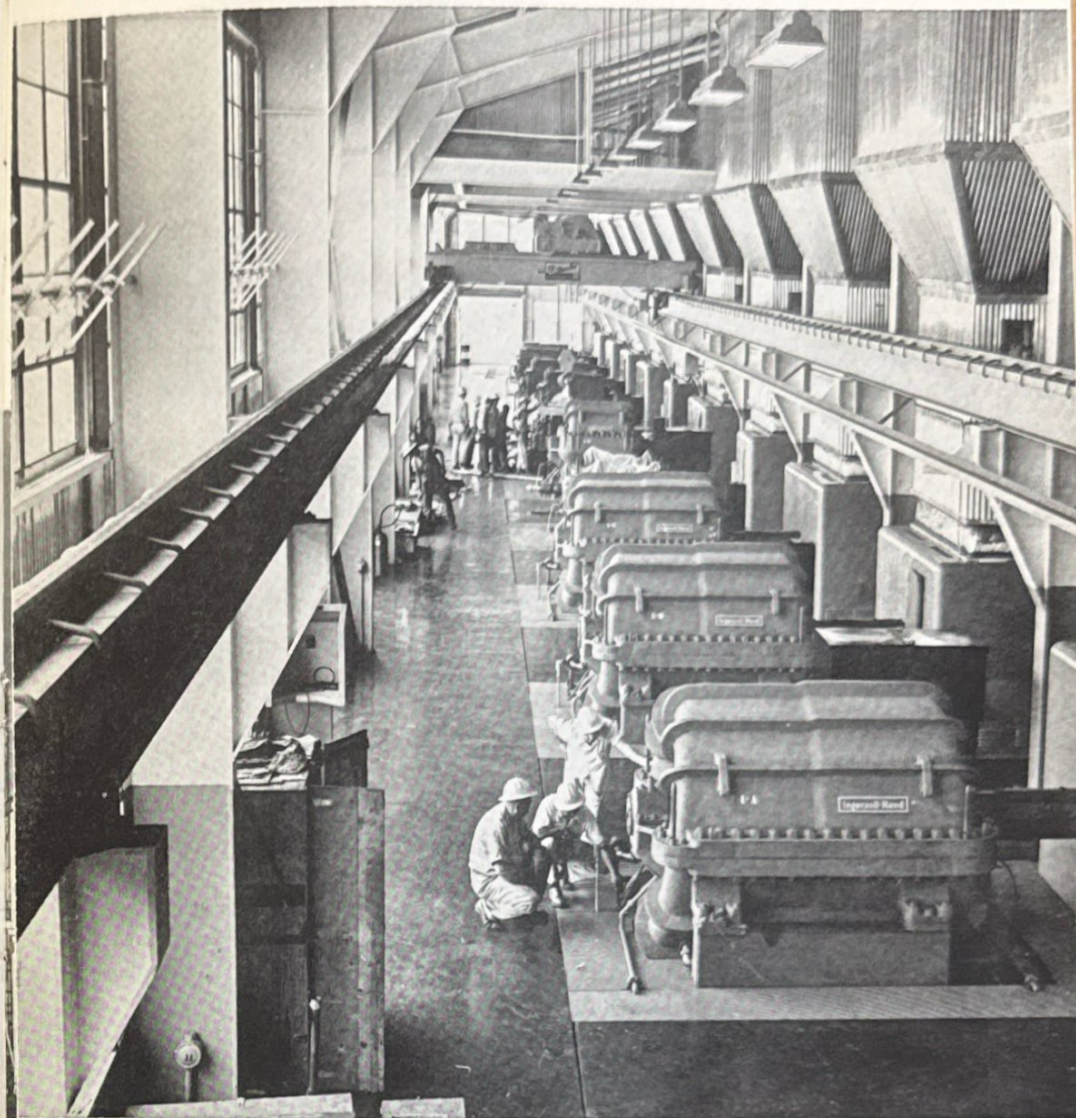
EMPUJE POR CAPA DE GAS. — Este empuje se manifiesta cuando se acumula una capa de gas sobre el petróleo, además del que se encuentra disuelto en él. La presión, ejercida hacia abajo por la masa gaseosa, obliga al petróleo a buscar salida hacia la tubería de producción.

EMPUJE HIDROSTATICO. — Cuando una gran masa de agua yace debajo del petróleo y del gas, penetra la roca petrolífera y ejerce presión debajo del petróleo para hacerlo salir del yacimiento.

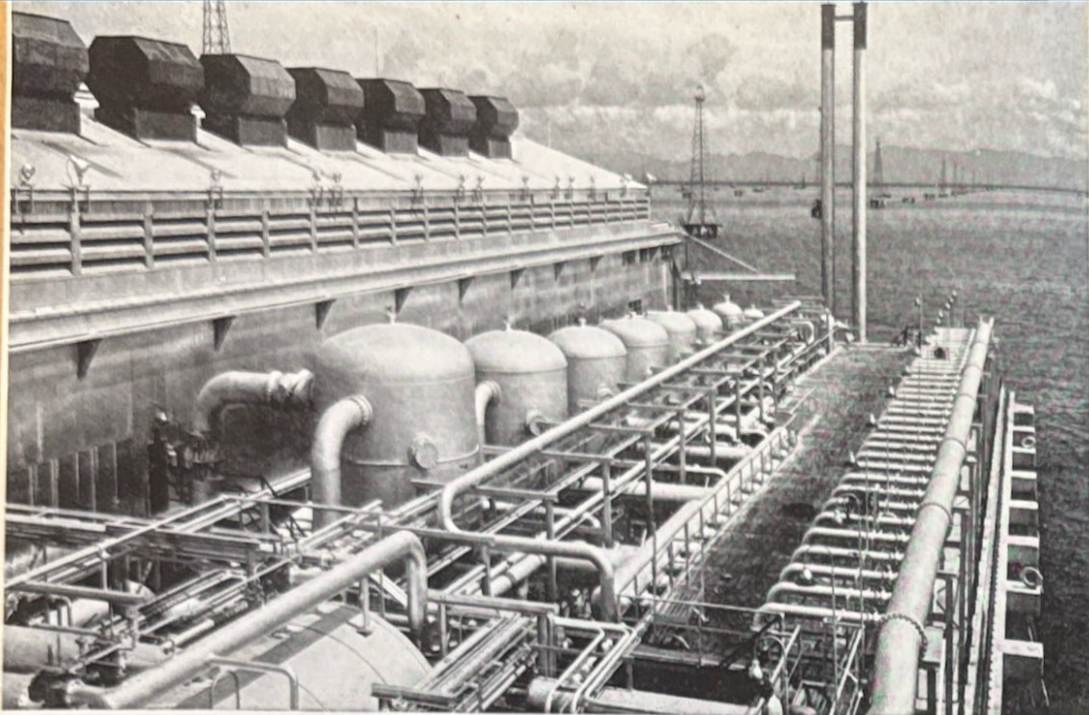
Al abrirse un nuevo campo, el ingeniero petrolero procura saber, lo antes posible, cuál de estos empujes o qué combinación de los mismos impulsará el petróleo hacia la superficie por el interior de la tubería de producción. De hecho el estudio de esos factores se hace antes de iniciarse la perforación. Los datos obtenidos por medio de la Geología y la Geofísica permiten saber, de un modo general, con qué clase de estructuras se va a tropezar; y proporcionan los indicios sobre el tipo de empuje que podrá presentarse. Con la perforación del primer pozo, los geólogos comienzan a acumular datos; y al haberse perforado varios, aun cuando algunos resulten secos, es decir, sin petróleo, el cuadro del yacimiento comienza a perfilarse. La barrena saca-muestras trae a la superficie muestras de rocas que indican el grado de porosidad de las arenas petrolíferas.

Para medir la presión de fondo de un yacimiento se usan aparatos especiales que registran, gráficamente, los datos logrados. Durante toda la vida del campo petrolero es necesario hacer mediciones periódicas de la presión de fondo. Con dispositivos especiales que se hacen bajar al fondo del pozo, se obtienen muestras de petróleo y gas del yacimiento, las cuales, analizadas en el laboratorio, indican las características del petróleo y gas hallados.

Además de observar la naturaleza del terreno, el ingeniero petrolero de hoy usa escalas especiales para determinar el grado de porosidad de las rocas, la viscosidad del petróleo y la



Antes de devolver el gas al yacimiento, estos compresores elevan considerablemente su presión.



La Creole utiliza casi el 70 por ciento de su producción total de gas.

presión del yacimiento en desarrollo. Por estos medios y con el uso de computadores electrónicos, que simplifican y resuelven las complejas fórmulas matemáticas aplicables, puede precisarse, en cuestión de pocos días, el comportamiento del campo durante un período de varios años.

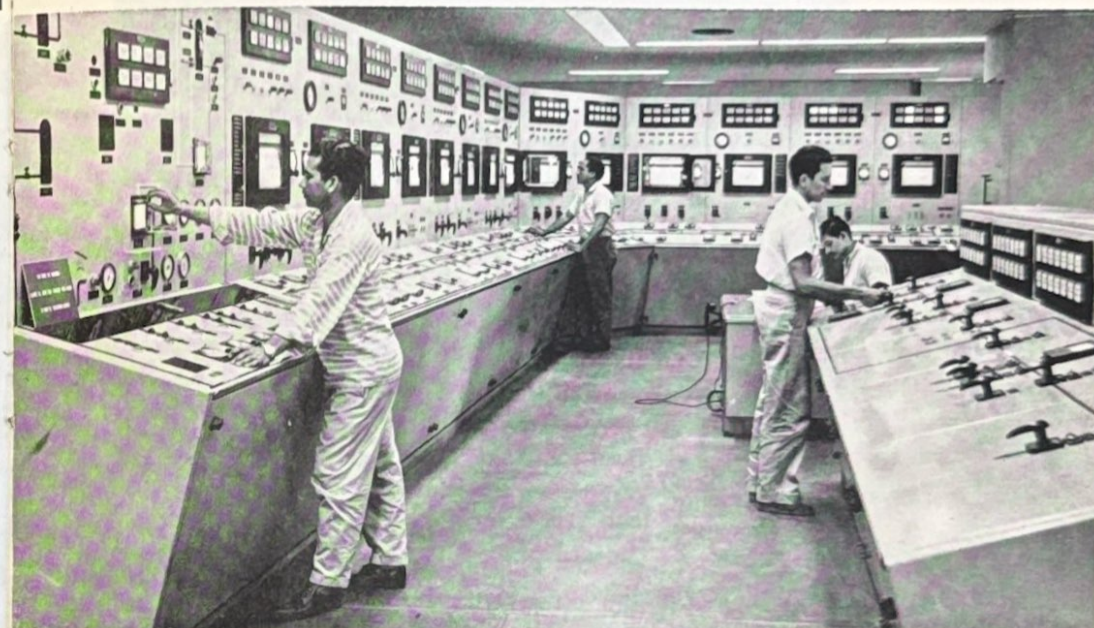
En los tiempos iniciales de la industria, los operadores sustentaban la teoría de que mientras más pozos se perforaban, mayor cantidad de petróleo se obtendría. Por eso los pozos se horadaban tan cerca unos de otros que las cabrias casi se tocaban. Actualmente se sabe que no sólo es más económico sino también más eficiente, el sistema de perforar un número menor de pozos. En los campos de hoy los pozos se perforan a ochenta, cien, ciento cincuenta y más metros de separación uno de otro.

A medida que se progresa en el desarrollo de un campo, la presión del yacimiento disminuye, por lo general paulatina-

mente, aun cuando la producción se mantenga a un ritmo regulado y previsto. Con frecuencia la presión declina hasta el punto en que no es suficiente para elevar el petróleo a la superficie, haciéndose necesario, entonces, recurrir al bombeo. Algunas veces se detiene el flujo porque la zona rocosa que rodea el fondo del pozo se obstruye con partículas de cera, arena, asfalto u otras materias. Cuando esto sucede pueden abrirse nuevos canales por los cuales el petróleo pueda fluir de nuevo. Con los mismos fines se bombean ácidos fuertes hasta el interior del pozo.

En muchos campos petroleros de los cuales no se extrajo en un principio todo lo que se esperaba fuera posible, se efectúan ulteriores operaciones, de conformidad con técnicas modernas,

El cerebro de la planta de conservación es el tablero de controles.

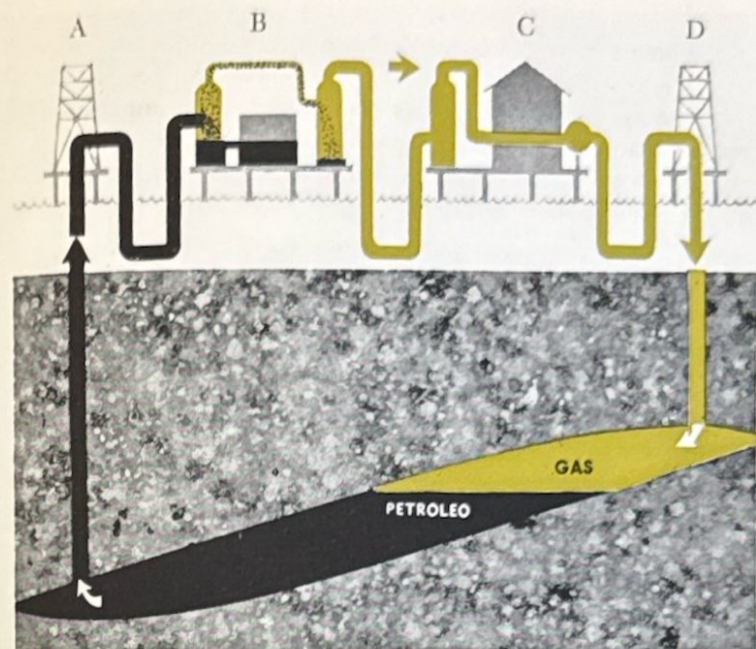


para obtener una segunda cosecha. Esto es lo que se llama recuperación secundaria. Uno de estos procesos consiste en bombear agua hasta las arenas productoras para impulsar el petróleo hacia el exterior. El mismo resultado puede alcanzarse inyectando gas natural, método este que ha sido utilizado con gran efectividad en Venezuela.

El petróleo y el gas provenientes del pozo llegan asociados a la superficie, en forma de mezcla espumosa. A través de las válvulas del árbol de conexiones pasan a la tubería que los conduce a unos tanques llamados separadores, porque en ellos se separa el gas del petróleo. Este es conducido a los tanques de recolección. El gas proveniente de los separadores puede destinarse a diversas aplicaciones: parte de él se emplea como combustible en los campos petroleros, otra cantidad puede inyectarse en el yacimiento para mantener o restablecer la presión, mientras que el excedente podrá venderse, posiblemente, a las compañías de gas que lo llevan hasta las ciudades para ser consumido en las industrias o para el uso doméstico. A veces se procesa el gas, bien sea por absorción o refrigeración, para extraer los componentes más pesados: propano, butano y gasolina natural, antes de destinarlo a otros usos.

PRODUCCION Y UTILIZACION DEL GAS EN VENEZUELA

La importancia de este co-producto del petróleo ha crecido en los últimos años, pues desde época reciente se usa como materia prima en la elaboración de muchos productos químicos. En la actualidad, la industria petrolera tiende a conservar la mayor cantidad posible de gas, ya sea con el propósito de usarlo como combustible, de industrializarlo en un futuro o de inyectarlo



El petróleo y el gas salen asociados del pozo (A): son separados (B) y el gas es enviado a la planta de conservación (C) para ser tratado y reinyectado bajo presión por el pozo (D).

a los yacimientos con el fin de mantener o restablecer la presión. Con este objetivo, la Creole, que construyó en 1933 en Quiriquire la primera planta de conservación de gas en el país, ha construido un sistema de siete plantas. Las cuatro plantas mayores están ubicadas en pleno Lago de Maracaibo y tienen una capacidad de inyección de 26,3 millones de metros cúbicos por día.

Los fines de un sistema de conservación son: aumentar la recuperación de petróleo mediante el mantenimiento de la presión del yacimiento, prolongándose así la producción por flujo natural; conservar el gas para posibles usos futuros y aumentar de inmediato la producción de petróleo.



Las cuatro plantas mayores de la Creole están ubicadas en pleno Lago de Maracaibo y tienen una capacidad de inyección de 26,3 millones de metros cúbicos diarios. Forman entre sí una unidad integrada a través de 275 kilómetros de tuberías de recolección y distribución de gas.

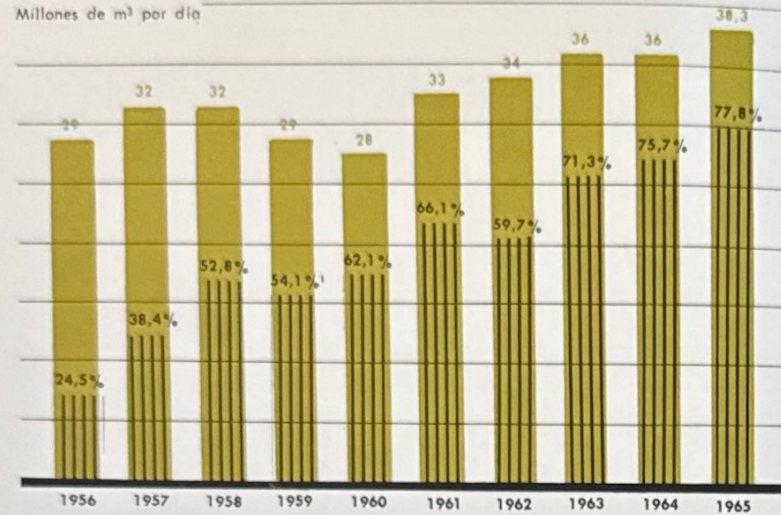
La producción de petróleo, como ya dijimos, trae inevitablemente consigo la producción de gas. El petróleo es una mezcla de hidrocarburos cuyas fracciones más volátiles se gasifican con la reducción de presión que experimentan al fluir del yacimiento hacia la superficie. El gas que se separa del petróleo es un buen combustible. Ciento setenta metros cúbicos de ese gas equivalen, como combustible, aproximadamente a

La reinyección de gas al yacimiento requiere costosas instalaciones que se justifican ante la posibilidad de lograr una mayor recuperación de petróleo. La Creole ha invertido más de 340 millones de bolívares en este sistema.

un barril de petróleo; es por ello que la industria petrolera se da cabal cuenta de su importancia y de la necesidad de utilizarlo o conservarlo para uso futuro. La producción y utilización de gas por parte de la Creole y demás empresas petroleras que operan en el país ha experimentado un considerable aumento durante los últimos años como podemos apreciar en el siguiente cuadro estadístico:

CREOLE

■ PRODUCCION
 ||||| UTILIZADO
 Millones de m³ por día



Como vemos por las cifras anteriores, tanto la Creole como las demás compañías petroleras han realizado un esfuerzo positivo en materia de conservación, esfuerzo que en parte ha sido posible gracias a las grandes inversiones de capital efectuadas por estas empresas en la construcción de plantas específicamente diseñadas para dicho propósito. Durante el año 1965, por ejemplo, la Creole produjo un promedio de 38,3 millones de metros cúbicos de gas por día y de los mismos utilizó 29,8 millones de metros cúbicos diarios, lo que representa una utilización del 77,8 por ciento.

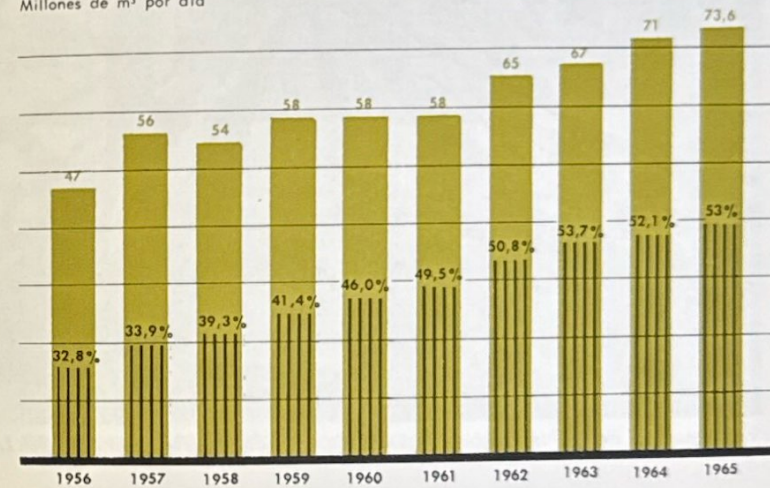
La producción y utilización de gas por parte de la industria petrolera, pueden apreciarse en el siguiente cuadro estadístico:

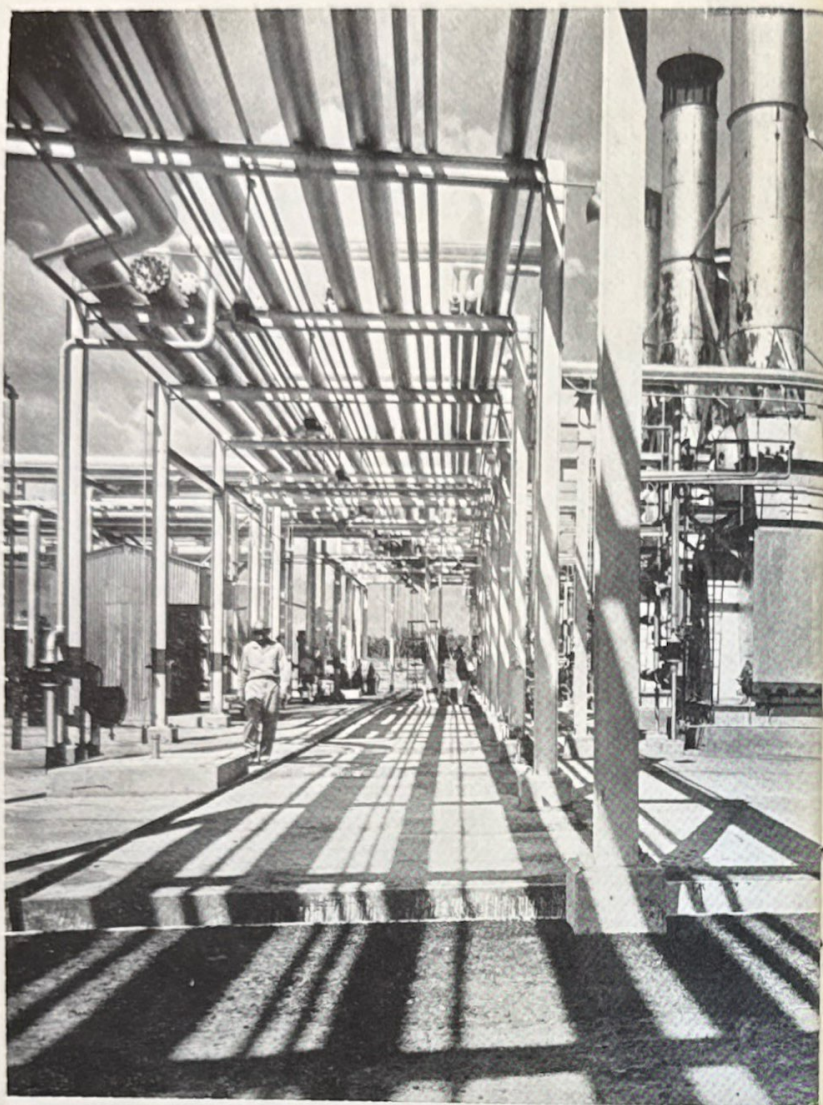
GAS PRODUCIDO Y UTILIZADO POR LA INDUSTRIA

	MMm ³ / día	MMm ³ / día	%
	Producido	Utilizado	
1954	59,3	16,3	27,4
1955	66,6	19,1	28,6
1956	75,5	22,5	29,7
1957	88,0	31,3	35,6
1958	86,2	38,1	44,1
1959	87,2	40,0	45,5
1960	86,2	44,1	51,2
1961	90,8	50,5	55,6
1962	99,5	53,3	53,6
1963	102,6	61,5	59,9
1964	107,3	64,4	60,0
1965	111,9	68,8	61,4

INDUSTRIA MENOS CREOLE

■ PRODUCCION
 ||||| UTILIZADO
 Millones de m³ por día





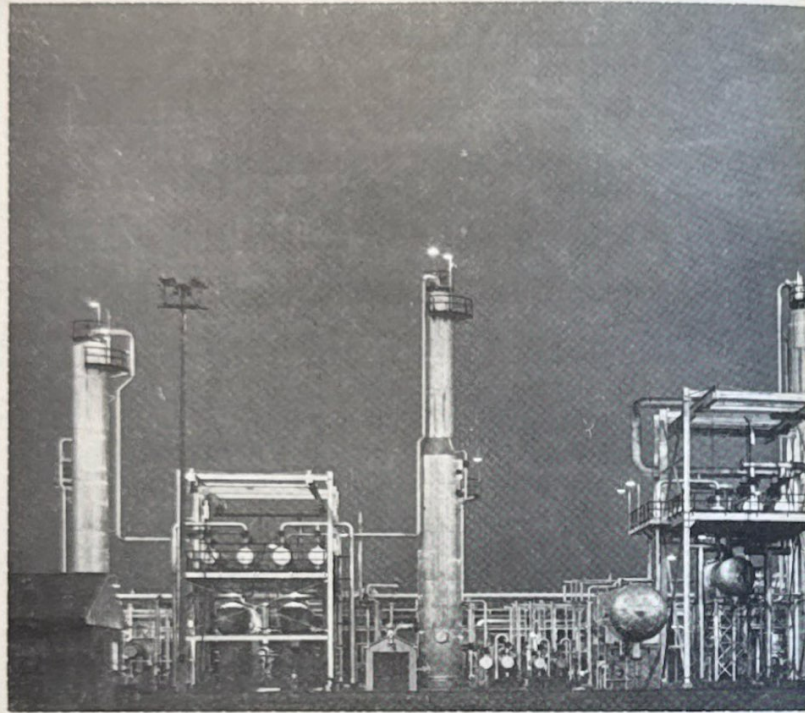
Vista parcial de la Planta de Gas Licuado situada en Ulé, a orillas del Lago.

Para 1965, la producción total de gas en el país alcanzó los 111,9 millones de metros cúbicos por día, de los cuales se utilizaron unos 68,8 millones, o sea, alrededor del 61,4 por ciento del total producido.

Venezuela es uno de los mayores productores de petróleo en el mundo y su producción conlleva la producción de gas, toda vez que éste, como dijéramos al comienzo, viene asociado con el crudo producido, lo cual es particularmente cierto en el caso del petróleo venezolano. Nuestra producción de gas supera en mucho a la demanda, como lo indican tanto la incipiente industrialización del país como la falta de mercados locales con suficiente demanda. Ahora bien, si consideramos además la dificultad de transportar económicamente el gas a los grandes centros industriales de ultramar, tendremos todos los factores que obligaron al país a quemar la mayor parte de la producción de gas, obtenida conjuntamente con el petróleo que vendemos en los mercados mundiales y que ha sido el eje de la economía nacional, ya que el petróleo representa (de ejemplo sirven las cifras de 1964) el 93,4 por ciento de las divisas, el 69,6 por ciento del Presupuesto Nacional y el 29,9 por ciento del Producto Territorial Bruto.

Este es uno de los problemas que más ha preocupado a la industria y al cual las compañías han dedicado gran atención. El gas natural puede ser utilizado de dos maneras: la primera, consumirlo como combustible para calefacción y fuerza motriz, y transformarlo en productos manufacturados a través de la industria petroquímica. Lógicamente las posibilidades de utilizar esa gran producción en nuestro país son muy limitadas, ya que, como dijimos anteriormente, Venezuela es una nación poco industrializada, su población es relativamente pequeña en comparación con la inmensa producción petrolera y, además, siendo un país tropical no necesita calefacción como sucede en países de clima frío, en los cuales se consumen grandes cantidades de gas para la calefacción de viviendas durante el invierno. El mercado nacional para el consumo de gas es muy reducido y continuará siéndolo en el futuro en

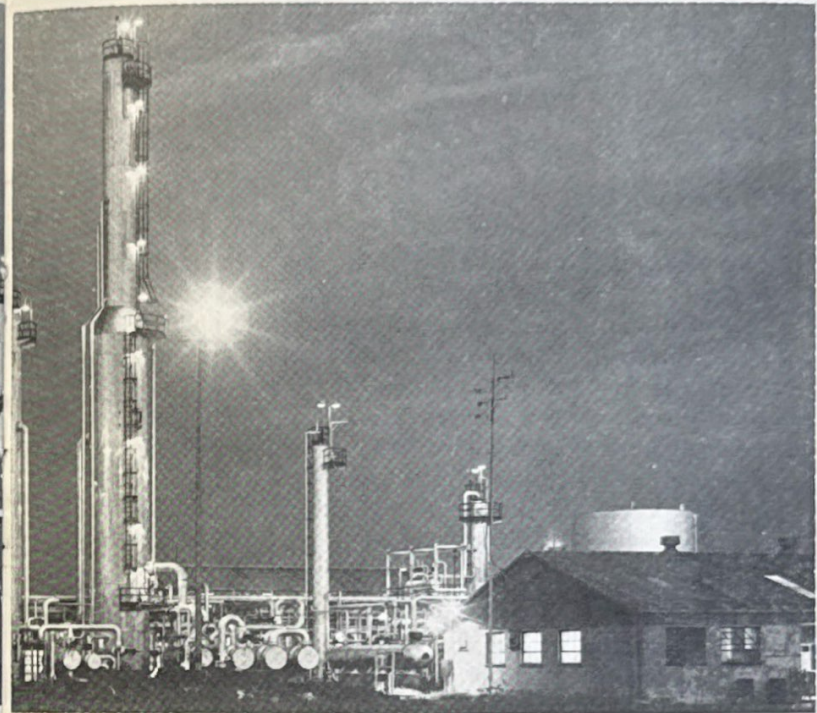
comparación con la cantidad de gas disponible, aun cuando nos encontremos en proceso de franca industrialización. En cuanto a su manufactura, cuenta el país con el Instituto Venezolano de la Petroquímica, pero la cantidad de gas que podría consumirse allí es también relativamente pequeña. La segunda forma en que podemos utilizar el gas es inyectándolo de vuelta a los yacimientos con lo que se logra preservar el gas para un posible uso futuro a la vez que, al mantener la presión del yacimiento, se obtiene una mayor recuperación del petróleo. Cabe señalar aquí, sin embargo,



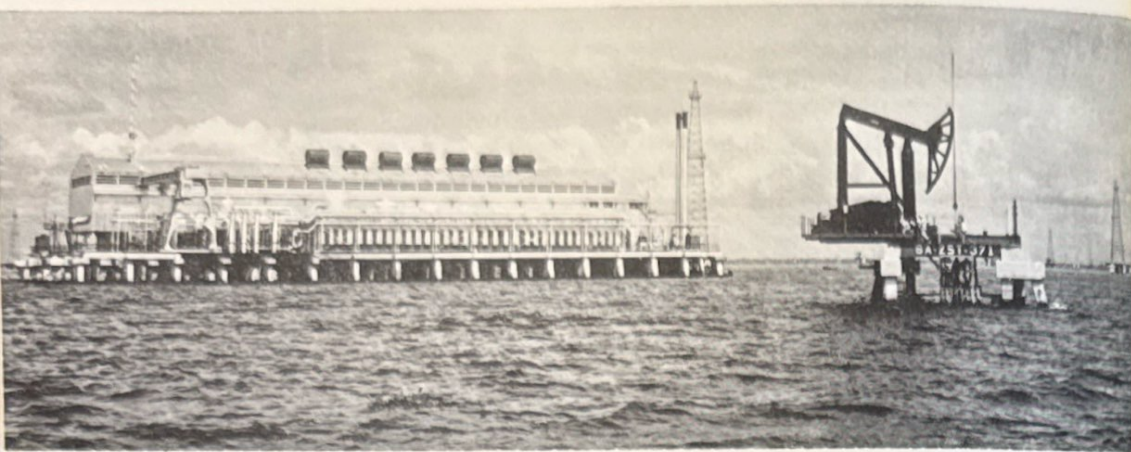
La Planta de Gas Licuado produce butano, propano y condensado natural.

que no todos los yacimientos permiten la reinyección de gas y que a muchos de ellos no se les puede aplicar este tratamiento. En la utilización y conservación del gas y en la máxima recuperación total del yacimiento radica el concepto integral de conservación en la industria petrolera.

La reinyección de gas al yacimiento requiere grandes y costosas instalaciones, las cuales se justifican ante la posibilidad de obtener una mayor recuperación de petróleo. Las empresas petroleras y la Creole en particular, han dedicado grandes esfuerzos y capitales al problema de la conservación de gas.



Puede procesar alrededor de 5 millones de metros cúbicos de gas diarios.



Bachaquero 1 es la cuarta planta de conservación construida por la Creole sobre el Lago de Maracaibo.

Creole opera en la actualidad siete plantas de conservación diseminadas por todo el país. Cuatro de estas plantas fueron construidas en aguas del Lago de Maracaibo, tres de ellas frente a las costas de Tía Juana y la cuarta en el área de Bachaquero, a un costo de más de 340 millones de bolívares. Estas cuatro plantas tienen capacidad para reinyectar diariamente al subsuelo unos 26,3 millones de metros cúbicos de gas, y están unidas entre sí a través de más de 275 kilómetros de tuberías de recolección y distribución formando así una unidad integrada. Las demás plantas de inyección están ubicadas en los campos de Cumarebo y Jusepín; actualmente, la capacidad de inyección de estas plantas es de 600 mil metros cúbicos por día.

La séptima es la Planta de Gas Licuado que funciona en Ulé, y la cual trabaja en estrecha conexión con la Planta de Conservación Tía Juana N° 1. La Planta de Gas Licuado puede procesar algo más de cinco millones de metros cúbicos de gas por día para producir, diariamente, unos 4.000 barriles

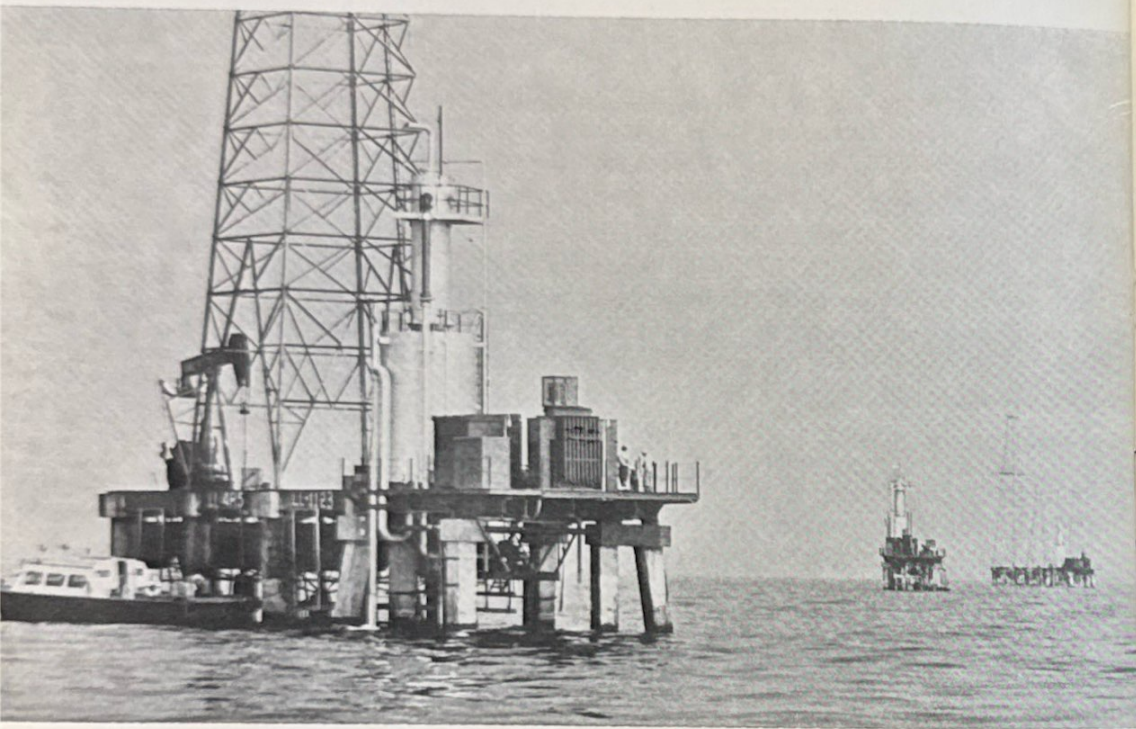
de propano, 4.500 de butano y 6.500 de gasolina natural. Además, la Creole es copropietaria o participa en la operación de veinte plantas de inyección, operadas por otras compañías, con una capacidad total de aproximadamente 4,5 millones de metros cúbicos diarios.

El programa de conservación de la Creole se ha venido desarrollando desde hace muchos años, pero factores técnicos y económicos habían limitado ese desarrollo. No es en realidad sino en 1946, o sea después de la Segunda Guerra Mundial, cuando este programa toma un gran auge al iniciar la Creole la construcción de una serie de instalaciones tendientes a permitir una mejor utilización del gas que, conjuntamente con el petróleo producido, se obtiene de nuestros yacimientos; la producción de este gas asociado, como es lógico suponer, escapa virtualmente al control de los productores, a diferencia de lo que sucede en otras partes del mundo, los Estados Unidos por ejemplo, donde las dos terceras partes del gas que se produce provienen de pozos de gas y no de petróleo como en Venezuela.

Desde el año 1946 la Creole ha invertido unos 396 millones de bolívares en estas instalaciones, de las cuales vale la pena destacar la Planta de Conservación Tía Juana 1, completada en 1954 con una inversión de 55 millones de bolívares; la Planta de Conservación Tía Juana 2, completada en 1957 con una inversión de 63 millones de bolívares; la Planta Tía Juana 3, completada en 1958 y ampliada en 1964 con una inversión de 85 millones de bolívares; la Planta Bachaquero 1, completada en 1960 con una inversión de 48 millones de bolívares y la Planta de Gas Licuado de Ulé, completada en 1958 y ampliada en 1964 con una inversión de 42 millones de bolívares. Además, los sistemas de tuberías de recolección y distribución de gas que sirven a estas plantas, tienen un costo de 87 millones de bolívares. La Planta de Conservación Tía Juana 1, que, para la fecha de su termina-

ción era la mayor de su tipo en el mundo, tiene una capacidad de inyección de 5,1 millones de metros cúbicos diarios. Las Plantas de Conservación Tía Juana 2 y Tía Juana 3, aún más grandes, tienen una capacidad de 8.5 millones de metros cúbicos diarios. Finalmente, la Planta Bachaquero 1, que será ampliada en 1966, tiene una capacidad de inyección de 4,25 millones de metros cúbicos por día.

Sistema de inyección de agua colocado sobre ocho pozos en la zona de Tía Juana.



Resultado directo de estas instalaciones es el considerable aumento experimentado en el porcentaje de gas utilizado por la Creole. Para 1946 la compañía utilizaba un promedio de 4,6 por ciento del gas que producía, en tanto que para 1961 el promedio de gas utilizado fue 66,1 por ciento aproximadamente. En 1962 el porcentaje de gas utilizado fue de 59,7. La reducción en el porcentaje de gas utilizado entre 1961 y 1962, es el resultado del aumento de producción de gas durante el año y la operación limitada de las grandes plantas en el Lago de Maracaibo, debido a reparaciones y modificaciones que se hicieron durante el año 1962. Una vez terminados los trabajos a fines de 1962, las plantas comenzaron a trabajar a plena capacidad, y por eso, en el año 1963 el porcentaje utilizado por la Creole fue de 71,3. Durante 1964, y debido a la ampliación de la Planta Tía Juana 3, la Creole utilizó el 76 por ciento del gas producido. En 1965 la utilización fue del 77,8 por ciento.

Otros proyectos que la compañía ha iniciado o tiene bajo estudio, como la extensión de la Planta Bachaquero 1 y el proyecto de comprimir gas en Lagunillas, aumentarán la utilización de gas aún más en el futuro. La extensión de la Planta Bachaquero 1 duplicará la capacidad de la planta, o sea aumentará unos 4,25 millones de metros cúbicos diarios; el costo de esta obra se estima en 78 millones de bolívares. El proyecto de Lagunillas distribuirá gas de alta presión para levantamiento artificial y recolectará gas producido como medida de conservación; el costo se estima en 25 millones de bolívares.

Venezuela es un país joven en plena etapa de crecimiento y en la misma medida en que progresa el desarrollo económico e industrial de la nación, se desarrolle la industria petroquímica nacional y se cristalice el sistema nacional de gasificación planeado por los organismos oficiales, se incrementará el consumo interno de gas, contribuyéndose en esta forma a solucionar, en parte, el problema de su utilización.

INYECCION DE AGUA

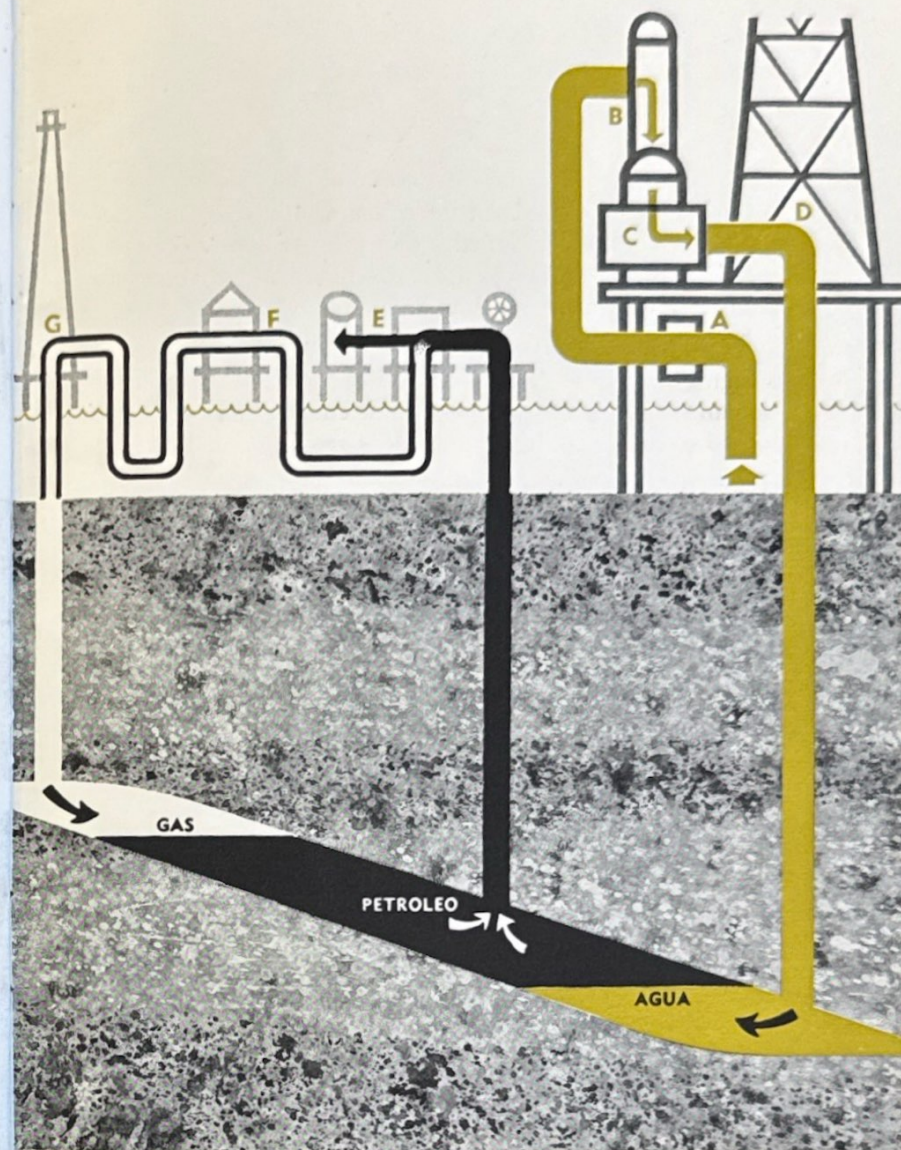
Como un paso adicional en el desarrollo de sus plantas de conservación, la Creole ha aumentado sus facilidades a este respecto, al poner en funcionamiento diez plantas de inyección de agua en las zonas de Tía Juana y Bachaquero, las cuales permiten inyectar diariamente al yacimiento un promedio de 450 mil barriles de agua del Lago de Maracaibo.

Detalles significativos de estas plantas los constituyen, tanto su funcionamiento automático como el hecho de haber sido totalmente diseñadas por ingenieros de Creole.

La inyección de agua se hace en la parte inferior del yacimiento para provocar un empuje hidrostático que, al aumentar la presión en el fondo, permite una mayor recuperación de petróleo y más económicamente que en el caso de la recuperación por el gas.

El empleo de esta moderna técnica como complemento de la recuperación a gas, trae como consecuencia una mayor recuperación de petróleo, al actuar simultáneamente con el empuje del gas reinyectado, el empuje hidrostático producido por el agua, según el esquema en la página siguiente.

Sistema de inyección de agua. La bomba (A) toma el agua del lago y la envía a la "torre desaeradora" (B). La bomba (C) la envía al yacimiento a través del pozo de inyección (D). El petróleo producido por el empuje combinado del gas y el agua es conducido a la estación de flujo (E) donde es separado del gas y enviado a tierra. El gas sigue su camino a la planta de conservación (F) para ser inyectado a presión a través del pozo (G).



CREOLE

DEMCO
PAMPHLET BINDER
Lithomount

UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN - UNIV LIBS



3023843648

0 5917 3023843648