

Lej. 10-A



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**"EL GAS NATURAL, ALTERNATIVA PETROQUIMICA  
Y ENERGETICA"**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
ESQUEDA ALAKAMURA FRANCISCO RICARDO**

MEXICO, D. F.

1988.



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## I N D I C E

	PAGINA
INTRODUCCION	1-2
CAPITULO I. Generalidades en torno al gas natural.....	3
I.1 ¿Qué es el gas natural.....	3
I.2 Clasificación.....	4
I.3 Propiedades físicas.....	5
I.4 Propiedades químicas.....	6
CAPITULO II. Obtención del gas natural.....	8
II.1 Distintos orígenes de los hidrocarburos gaseosos.	8-16
II.2 Mecanismos de migración del gas..	17-24
CAPITULO III. Medición del gas natural.....	25
III.1 Breve historia sobre medición....	25
III.2 Elemento primario de medición....	26-28
III.3 Desarrollo teórico para el cálculo de la medición de flujo de gas a través de una placa de orificio	29-34
III.4 Tipos de medidores.....	34-35
III.5 Medición del gas usando medidor de desplazamiento positivo (M.D.-P.).....	35-37
III.6 Elementos primarios de medición..	38-52
III.7 Elementos secundarios de medición	53-54

		PAGINA
CAPITULO	IV. Requerimientos que debe cumplir el gas natural para su comercialización.....	55
	IV.1 Señalamiento de tipos de contratos compra-venta.....	55
	IV.2 Control de calidad en el gas natural.....	56-57
	IV.3 Tabla para contenido aproximado de agua en el gas natural .....	58
	IV.4 Azufre total contenido en el gas natural.....	59-61
	IV.5 Odorización recomendable para el gas natural.....	62-63
	IV.6 Contenido de ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S).....	64-66
	IV.7 "Condensados" contenidos en el gas natural.....	67
	IV.8 Efecto de la presencia de condensados en el gas natural.....	68-71
CAPITULO	V. Usos del gas natural.....	72
	V.1 Usos diversos del gas natural..	72
	V.2 Uso como materia prima para la producción de amoníaco en (C.P. C.).....	73-82
	V-3 Usos dentro de la Industria petrolera.....	83-84
	V-4 Esquema de derivados del gas natural.....	85
	V-5 Distribución de gas natural en sectores en 1985.....	86
	V-6 Distribución de gas natural en sectores en 1986.....	87

	PAGINA
V.7. Costo de gas natural para uso industrial.....	88
CAPITULO VI. Conclusiones.....	89-90
INDICE DE FIGURAS.....	91
NONENCLATURA.....	92-95
BIBLIOGRAFIA.....	96

## I N T R O D U C C I O N

Las fuentes de energía más importantes en el mecanismo de la industria en México, lo son el gas natural entre otros, por lo que se verá en éste estudio, uno de los múltiples usos del gas como fuente de energía por las grandes ventajas que presenta el usuario; que son entre otras, gran eficiencia calorífica, limpieza en su manejo, y bajo costo. Cualidades que lo han hecho insustituible para calderas y quemadores de combustión interna.

Las crisis petroleras recientes han demostrado el peligro que entraña depender de una fuente de energía dominante como el petróleo. En el mundo que está buscando la diversificación energética, el gas natural revela una serie de cualidades incuestionables como combustible energía limpia, fácil de regular o como materia prima petroquímica síntesis de amoníaco y de metanol y por la facilidad de su sustitución de los productos petrolíferos, puede representar una opción energética especialmente atractiva. El gas natural y el crudo de petróleo tienen orígenes muy parecidos, las condiciones de existencia de sus yacimientos son a menudo las mismas y su prospección emplea en general iguales técnicas.

Por otra parte, los recursos en gas del planeta son considerables y del mismo orden de magnitud que los recursos petrolíferos normales, y su descubrimiento aumenta rápidamente desde hace más de --

veinte años. Más aún, la repartición geográfica de este potencial esta sensiblemente menos desequilibrada que la de las reservas petrolíferas. Sin embargo, el transporte y la distribución del gas exigen infraestructuras especiales que requieren inversiones considerables. Es indudable que el desarrollo a escala mundial de la industria del gas continuará progresando, durante los próximos cincuenta años, aunque el ritmo de este avance será sensiblemente más modesto que en el pasado.

Se tratarán en éste estudio, los temas esenciales para el conocimiento de las características y propiedades del gas como necesidad vital, para suministro y consumo del mismo.

## CAPITULO I.- GENERALIDADES EN TORNO AL GAS NATURAL.

### I.1.- Qué es el gas natural?.

El gas natural, es una mezcla de hidrocarburos saturados o parafínicos; en los cuales, el carbono y el hidrógeno están químicamente unidos, bajo la fórmula  $C_n H_{2n+2}$ , en donde los principales hidrocarburos gaseosos, citándolos en número de carbonos que contienen son: metano ( $CH_4$ ), etano ( $C_2H_6$ ), butano ( $C_4H_{10}$ ), pentano ( $C_5H_{12}$ ), exano ( $C_6H_{14}$ ), etc.

Contiene en algunos casos, sustancias corrosivas o inertes como el Bióxido de Carbono, Acido Sulhídrico, Nitrógeno, Helio, compuestos de azufre y está saturado de vapor de agua, a las condiciones de temperatura y presión de separación, haciendo a éste, útil como combustible, ya que éstas sustancias no son combustibles y actúan como simples diluyentes.

En general las sustancias corrosivas o inertes, son concentraciones que constituyen los componentes menores del gas natural.

En la serie parafínica, del metano al butano; se hallan en fase gaseosa en condiciones normales; las de la serie entre el pentano y el octano son líquidos; y los más pesados, son sólidos de consistencia parafinosa.



## I.2.- Clasificación.

Dependiendo de la concentración de los hidrocarburos menos volátiles (propano, butano, etc.) los cuales se recuperan fácilmente como productos líquidos.

Técnicamente el gas se clasifica en:

**SECO:** Aquél que tiene menos de 2.4 barriles de gasolina por cada millón de pies cúbicos, día; cálculo a condiciones base.

**POBRE:** Aquél que contiene de 2.4 a 7.2 barriles de licuable por cada millón de  $\text{ft}^3$  día.

**HUMEDO:** Aquél que contiene más de 7.2 barriles por millón de  $\text{ft}^3$  día. Otros términos, se refiere al contenido de substancias corrosivas o inertes como son  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ .

**AMARGO:** Se le denomina así a aquél gas que contiene una alta concentración de azufre.

**DULCE:** Aquél cuyo contenido de ácido sulfúrico, es menor de 23 mg. por metro cúbico. (1 gramo  $100 \text{ ft}^3$ ).

### I.3. Propiedades Físicas.

Puesto que el gas es una mezcla variable y dado que las propiedades dependen de la composición, las propiedades del gas variarán según las diferentes fuentes de abastecimientos de las cuales -- se obtenga.

La gravedad específica, el poder calorífico, y la viscosidad son propiedades fundamentales, que juegan un papel importante en el gas, particularmente la viscosidad, en el flujo de gases a través de medios porosos tales como yacimientos rocosos y tuberías.

#### I.4. Propiedades químicas del gas natural.

Como se mencionó anteriormente la composición del gas natural varía considerablemente de campo a campo, para lo cual se efectúan análisis cromatográficos para conocer la composición del gas natural de las diferentes áreas y para conocer la concentración de los componentes para la determinación del poder calorífico y por ende su energía calorífica.

Un análisis de laboratorio de gas amargo y complejo cactus revela la siguiente composición: Al 4-Sep-86.

H <sub>2</sub> S	1.50% en mol	Agua = 3.06
CO <sub>2</sub>	3.90	
C <sub>1</sub>	72.28	
C <sub>2</sub>	10.44	
C <sub>3</sub>	5.00	
IC <sub>4</sub>	0.86	
NC <sub>4</sub>	1.69	
IC <sub>5</sub>	0.39	
NC <sub>5</sub>	0.46	
C <sub>6</sub> <sup>+</sup>	0.43	

Este gas que llega al complejo petroquímico cactus, viene de los pozos de sitio grande, cactus, Samaria, Ivide, Paredón, Giralda y Cárdenas. Es del mesozoico y de la sonda de Campeche.

H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> son los principales componentes del gas ácido.

Una vez que se le quita el  $H_2S$  y  $CO_2$  en plantas, el gas se convierte en gas dulce, después este gas dulce pasa a criogenicas y se le quitan los líquidos y se obtiene gas seco.

Un ejemplo específico de los componentes del gas ya dulce (seco) en Cd. Pemex es el siguiente: Al 4-Sep-86

$C_1$ = 71.97	PM = 21.12
$C_2$ = 20.80	G.E. = 0.729
$C_3$ = 6.28	Licuable = 4827
$IC_4$ = 0.41	Poder calorífico = 1283.67
$NC_4$ = 0.54	

La composición del gas natural varía considerablemente de campo a campo.

Normalmente el gas natural útil, tiene de 60 a 90% de metano, con concentraciones pequeñas de etano, propano, e hidrocarburos de más alto peso molecular.

El contenido de nitrógeno es el gas, ha recibido recientemente considerable atención, a causa de que es inerte y está presente en concentraciones apreciables en muchos yacimientos.

Los gases enviados a las tuberías deben ser relativamente limpios y libres de humedad, para evitar dificultades en su transportación.

## CAPITULO II.- OBTENCION DEL GAS NATURAL.

### II.1.- Distintos orígenes de los hidrocarburos gaseosos.

No fue hasta aproximadamente 1960 cuando las observaciones realizadas gracias a los sondeos petrolíferos permitieron hacer una selección, entre las innumerables hipótesis formuladas hasta entonces, sobre el origen del gas natural.

Así se dispuso de un esquema de la formación de los yacimientos de gas, y de modo más general de los yacimientos de hidrocarburos, en el que están de acuerdo la mayoría de investigadores. Aún en la actualidad, este esquema es algo impreciso y controvertido en sus detalles, siendo el origen y los procesos de formación de los constituyentes no hidrocarburos menos conocidos que el de los proprios hidrocarburos. Tres son los mecanismos posibles de formación de los hidrocarburos gaseosos: Una bioquímica, otro por degradación de la materia orgánica contenida en los sedimentos en el -- transcurso de su hundimiento, y finalmente, un modo inorgánico -- por síntesis abiótica. De todas formas, los dos primeros son responsables de la mayor parte de los hidrocarburos gaseosos presentes en los yacimientos comerciales, realizándose, a su vez, el -- primero de ellos es a poca profundidad y el segundo a gran profundidad, si bien cabe que puedan coexistir.

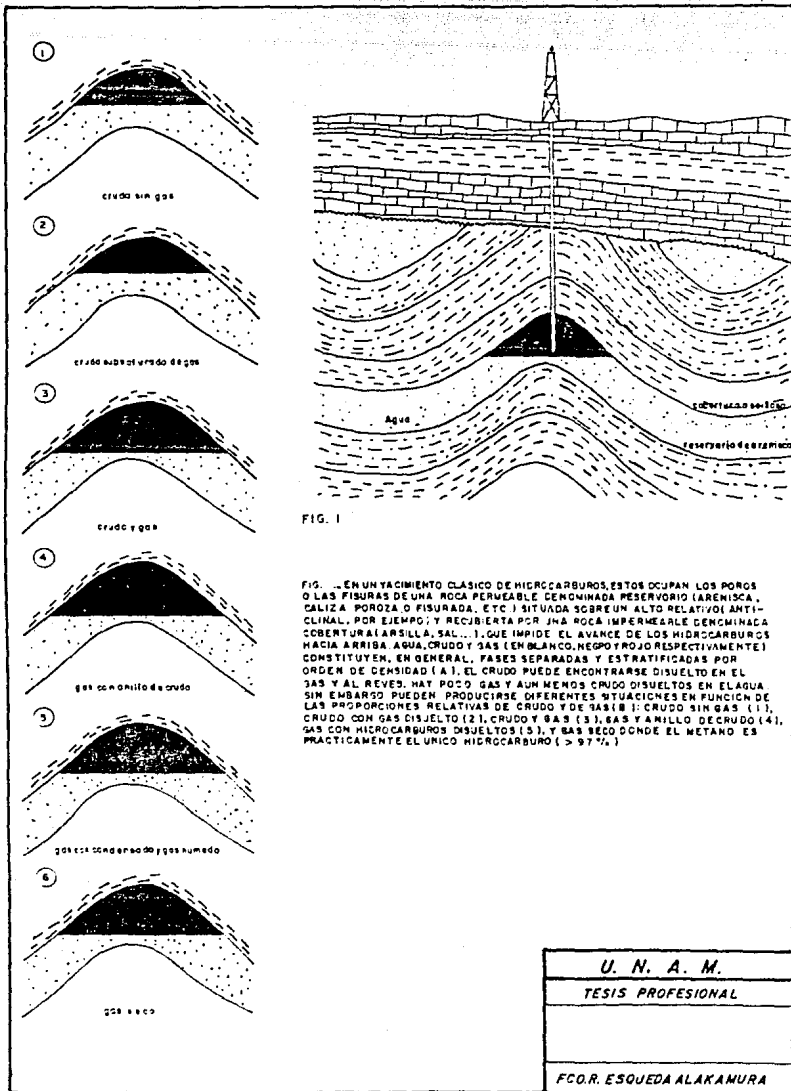
El mecanismo bioquímico de formación de los hidrocarburos gaseo--

Los restos de organismos que se acumulan en la interfase agua-sedimento son degradados por organismos vivos.

En ambiente aerobio, es decir, en presencia de oxígeno libre, la degradación es rápida y casi completa, en un medio anaerobio la degradación. Los residuos se acumulan en los sedimentos en forma de estructuras macromoleculares complejas y de restos que han resistido la biodegradación y que son insolubles en los disolventes orgánicos, constituyendo el conjunto lo que se denomina querogeno. El medio anaerobio puede ser debido a la abundancia de restos orgánicos, si éstos se acumulan en un sedimento de grano fino donde tiene difícil acceso el oxígeno disuelto en el agua. En la interfase agua-sedimento hay un medio aerobio, donde los organismos -- (macro y microorganismos) consumen los restos orgánicos y agotan el oxígeno disponible.

Se encontrarán los ambientes anaerobios donde pueden vivir microorganismos, principalmente bacterias, que utilizan para su metabolismo sulfatos (como las bacterias denominadas sulforreductoras) o nitratos.

En ausencia de sulfatos o nitratos estas bacterias no pueden subsistir, lo cual posibilita el desarrollo de otras especies bacterias: el ecosistema bacteriano utiliza entonces formas oxidadas del carbono,  $C_2=$  y  $CH_3COO$  principalmente, como fuente de carbono, y produce metano y trazas de otros hidrocarburos gaseo- - - - -



sos. Para ello se precisa hidrógeno, que es producido por determinadas especies en el seno del ecosistema. En ese caso entramos en el campo de las especies denominadas metalógenas.

Un buen ejemplo de ello es la formación del gas de los pantanos o de los cementerios que puede observarse a veces gracias a fugas espontáneas o fuegos fatuos. La actividad de las bacterias metalógenas puede producirse hasta profundidades elevadas y esta limitada por la Temperatura.

La estimación de la temperatura límite varía según los autores entre 65° y 80°C, lo cual equivale a profundidades comprendidas entre 2000 y 2500m en condiciones medias. Esta actividad también está limitada por el espacio disponible, ya que el sedimento debe poseer una porosidad suficiente.

El mecanismo térmico de formación de los hidrocarburos gaseosos produce el denominado gas térmico. En el transcurso de la evolución de las cuencas sedimentarias, los sedimentos son enterrados progresivamente, con lo que son sometidos a temperaturas y presiones crecientes. El aumento es de 30°C por km para la temperatura y de 10 a 20 M Pa por km, según los casos para las presiones.

Si las temperaturas permanecen generalmente por debajo de 200°C, la duración es tal, que el querógeno, residua de las degradaciones bioquímicas y que al comienzo del enterramiento cons



tituye el principal componente orgánico de los sedimentos, es finalmente degradado térmicamente. Esta degradación térmica produce hidrocarburos, pero también compuestos que no lo son, como  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ .

La formación de los hidrocarburos se describe en términos de cinética química, y está determinada por la historia térmica de los sedimentos, cabiendo a la presión un papel subordinado, es decir, que cuando un sedimento es progresivamente enterrado su temperatura va aumentando a razón de  $0.5^\circ$  a  $20^\circ\text{C}$  por millón de años, según las cuencas sedimentarias y según los periodos evolutivos de los mismos. La cantidad de hidrocarburos producidos aumenta hasta que el querógeno ya no se puede degradar más. La acción de la temperatura es exponencial, mientras que la del tiempo es lineal. Esto explica que la producción de hidrocarburos es insignificante mientras no se alcanza la temperatura mínima y que es tanto más elevada a medida que la cuenca sedimentaria es más reciente. Esta temperatura varía desde unos  $50^\circ\text{C}$  para las cuencas muy antiguas hasta  $110^\circ\text{C}$  para las más recientes, lo cual para un gradiente geotérmico medio de  $30^\circ\text{C}$  corresponde a una profundidad mínima comprendida entre 1500 y 3500 m. aproximadamente. La cantidad de hidrocarburos aumenta sin cesar mientras el peso molecular disminuye progresivamente, dicho de otra manera, la relación gas crudo aumenta constantemente (Fig. 2).

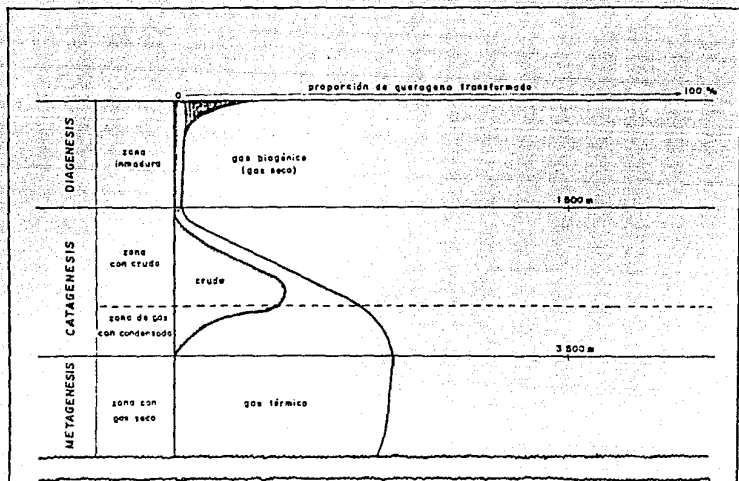


FIG. 2

EN ESTA FIGURA SE HAN REPRESENTADO LAS DIFERENTES ZONAS DE FORMACION DE LOS HIDROCARBUROS LA DE DIAGENESIS, DONDE EL CRUDO Y EL GAS TÉRMICO NO SE HAN FORMADO AUN Y QUE CORRESPONDE, EN CONDICIONES MEDIAS, A LOS PRIMEROS 1500 METROS, SIENDO LUGAR DE FORMACION DEL GAS BIOGENICO OBTENIDO POR ACCION DE ORGANISMOS VIVOS (BACTERIAS METANOGENAS), LA DE CATAGENESIS, DONDE SE FORMAN SUCESIVAMENTE, POR DEGRADACION TERMICO, QUEROGENO, CRUDO LUEGO GAS CON CONDENSADO (GAS CRUDO DISUELTO EN EL GAS) Y QUE EN CONDICIONES MEDIAS SE SITUA APROXIMADAMENTE ENTRE 1500 Y 3500 m. Y LA DE METAGENESIS, EN LA QUE SE FORMA EXCLUSIVAMENTE GAS (GAS SECO). CONFORME AUMENTA LA PROFUNDIDAD SE PRODUCE UN INCREMENTO CONSTANTE DE LA RELACION GAS / CRUDO, ES DECIR, QUE AUMENTA DE ACUERDO CON LA TEMPERATURA EN RAZON DEL GRADIENTE GEOMETRICO (EL GRADIENTE GEOTERMICO MEDIO ES DE 30°C/KM.)

U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

FCO. R. ESQUEDA ALAXAMURA

Los hidrocarburos gaseosos son producidos bien sea a partir de -- queroseno restante, mediante fraccionamiento térmico -primario- ( cracking ), o a partir del crudo formado en las etapas precedentes, por fraccionamiento térmico -secundario-. Se entiende por -- fraccionamiento térmico la ruptura de las moléculas en otras más pequeñas por efecto de la temperatura. Finalmente coexisten el mé tano y un residuo rico en carbono, en parte constituido por restos de la transformación del querogeno inicial y por residuos del fraccionamiento del crudo.

Estas transformaciones reciben a veces el nombre de metamorfismo orgánico, pero en realidad, se producen dentro del ambiente sedimentario sensu stricto.

Sólo a continuación es cuando, a temperaturas y presiones más elevadas, se producirán las transformaciones minerales denominadas - metamorfismo.

Otro de los términos que se utiliza con gran frecuencia es el de madurez. En la literatura petrolera se distinguen diferentes zonas que se van relevando en función del enterramiento. Lo de diagénesis, denominada aún zona inmadura, y en donde los hidrocarburos no se han empezado a formar; la de catagénesis, donde se observa sucesivamente la formación de crudo, gas y crudo (gas con condensado) y, finalmente, la de metagénesis donde se forma el -- gas seco.

Las cantidades de gas producidas varían según la naturaleza del querógeno inicial son de 20 al 30% del peso de querógeno cuando este es de origen continental, esencialmente del residuo de la degradación bioquímica de las plantas superiores terrestres que son arrastradas a la cuenca sedimentaria por los ríos, pudiendo alcanzar entre el 60% y el 70% de este peso cuando el querógeno es de origen marino o lacustre, es decir, formado por los restos de la degradación bioquímica de plancton marino o lacustre, Recordemos que en este plancton la producción en peso de 200 plancton es sólo el 10% aproximadamente, estando constituido el resto por algas microscópicas. Así pues, tanto si provienen de organismos terrestres como marinos, el petróleo y el gas natural tiene un origen esencialmente vegetal.

La distinción entre gas térmico y gas biogénico es importante para la exploración petrolera. En efecto, si el gas hallado en una cuenca es térmico, tiene que haberse formado previamente crudo, lo cual es un estímulo para su búsqueda, sobre todo si tenemos en cuenta que hoy en día el crudo es aún más interesante económicamente que el gas. Por contra, la formación de gas biogénico se acompaña de la formación de crudo.

Los criterios utilizables para realizar esta distinción son escasos ya que las moléculas del gas tienen estructuras simples que contienen poca información.

Por otra parte, no todo el mundo acepta estos criterios. Se trata de la proporción de metano en los hidrocarburos gaseosos, así como de la composición en isótopos estables del carbono, y de forma más rara de hidrógeno, contenidos en el metano. En efecto, el gas biogénico es isotópicamente más ligero que el gas térmico. Por otra parte, se trata siempre de gas -seco-, es decir, que contiene casi únicamente metano a diferencia del gas térmico que puede contener proporciones importantes de otros hidrocarburos gaseosos, e incluso de hidrocarburos líquidos. Los yacimientos de gas biogénico se forman a poca profundidad y es ahí donde efectivamente se les encuentra a menudo. Sin embargo, algunos de ellos han llegado hasta profundidades considerables después de su formación.

El más profundo conocido en la actualidad es el de Antonella, en la llanura del pozo (Italia), que se encuentra a 4500m. La proporción de gas biogénico en las reservas mundiales de gas se estima actualmente entre el 10 y el 20%, como yacimientos clásicos tenemos las de las grandes llanuras del Norte de Estados Unidos y del Canadá. El mecanismo inorgánico de formación de los hidrocarburos es muy secundario en relación con los dos procesos precedentes. Los gases volcánicos o los de las surgencias hidrotermales contienen a veces metano, y las inclusiones fluidas de los minerales de las rocas metamórficas o magmáticas contienen bastante a menudo hidrocarburos ligeros, principalmente metano. Estos hidrocarburos

ros provienen probablemente de una síntesis inorgánica directa a partir de compuestos simples: C, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, mediante reacciones del tipo fischer-tropsch, por ejemplo  $\text{CO} + 3\text{H}_2 \longrightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$  - o bien  $2\text{CO} + 2\text{H}_2 \longrightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$ . Pero, para la mayoría de los investigadores, estas reacciones no han desempeñado un papel significativo en la constitución de los yacimientos hallados actualmente - en las cuencas sedimentarias.

Los orígenes y mecanismos de formación de los constituyentes no hidrocarburos han sido poco estudiados ya que su interés económico es escaso. Además, es algo realmente difícil que exige conocer especialmente las composiciones isotópicas, las cuales rara vez son determinadas (a pesar de su bajo costo) ya que los productores -- consideran que carecen de interés.

## II.2.- Mecanismos de migración del gas.

Puesto que el origen y los procesos de formación de los diferentes constituyentes de los gases naturales pueden ser muy variados, se puede pensar que también hay una gran variedad de mecanismos que intervienen en la formación de los yacimientos. Sin embargo, los mecanismos de formación de los yacimientos ricos en hidrocarburos son muy parecidos entre una y otro de dichos yacimientos. - El gas encontrado en uno de ellos tiene pocas posibilidades de haberse formado a partir del querogeno que contiene su reservorio.

En efecto, las rocas así contienen muy poca queroceno pues su gran permeabilidad ha permitido al agua, cargada de oxígeno disuelto, circular entre ellas en el momento de su depositación. Se trata de rocas de grano grueso, como areniscas calizas bioclásticas formados en aguas agitadas y ricos en oxígeno, el cual tiene un efecto destructor de la materia orgánica gracias a la actividad de los organismos aerobios. Así, la materia orgánica que haya podido depositarse no se ha preservado.

Por tanto, la roca madre de los hidrocarburos es de grano fino: arcillitas, margas, calizas arcillosas, etc. Su permeabilidad es demasiado débil, salvo casos excepcionales, para que sea posible la explotación in situ de los hidrocarburos que en ella se forman, y para que pueda haber un yacimiento de hidrocarburos es preciso que éstos se hayan desplazado desde la roca madre hasta el reservorio.

A este desplazamiento se le denomina migración (ver Fig. 3,4)

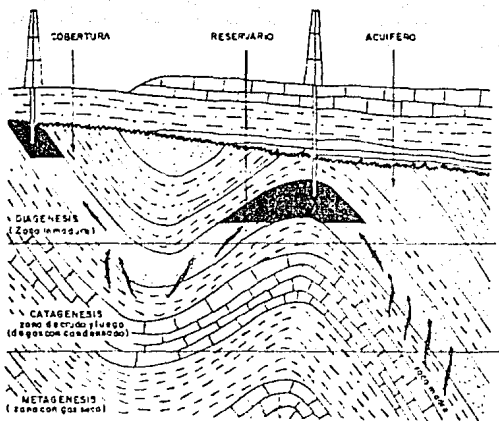


FIG. 3



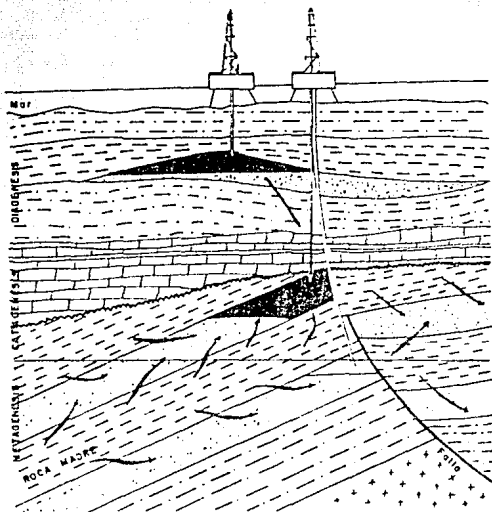


FIG. 4

FIG. DOS SITUACIONES GEOLOGICAS DISTINTAS PUEGEN SERVIR DE EJEMPLO PARA ILUSTRAR LA MIGRACION DE LOS HIDROCARBUROS Y LA FORMACION DE LOS YACIMIENTOS. LOS HIDROCARBUROS SE FORMAN EN UNA ROCA QUE CONTIENE MATERIA ORGANICA (ROCA MADRE) Y QUE SE HA HUNDIDO SUFICIENTEMENTE EL GAS (ROJO) SE FORMA A PROFUNDIDADES (ZONA DE METAGENESIS) SUPERIORES AL CRUDO (NEGRO) (ZONA DE CATAGENESIS) LOS HIDROCARBUROS (GAS Y CRUDO) SON EXPULSADOS DE LA ROCA MADRE (MIGRACION PRIMARIA SIMBOLIZADAS POR LA FLECHA ROJAS Y NEGRAS QUE SALEN DE LA ROCA MADRE). CIRCULAN POR LAS ROCAS PERMEABLES (EL ACUIFERO, EN BLANCO) O POR FALLAS (MIGRACION SECUNDARIA), LLEGANDO HASTA LA TRAMPA ( ANTICLINAL (A) INTERSECCION COBERTURA-FALLA ( B ) EL YACIMIENTO MGRA A VECES A TRAVES DE LA COBERTURA PUDIENDO DAR LUGAR A OTROS YACIMIENTOS - SITUADOS A PROFUNDIDADES MENORES.

U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

FCOR. ESQUEDA ALAKAMURA.

con todo, hay dos casos en que el gas puede haberse formado en el reservorio, donde se le encuentra, en sus cercanías inmediatas: en el primero, el hundimiento del yacimiento de crudo es posterior a su constitución y la maduración subsiguiente provoca el fraccionamiento del crudo en gas; en el segundo, se trata de gas biogénico.

Los mecanismos de la migración han sido mal comprendidos durante mucho tiempo y hasta hace poco no ha sido posible describirlos de forma coherente. Sin embargo, esta descripción es esquemática y la cuantificación de los fenómenos implicados sigue siendo difícil, los desplazamientos están determinados esencialmente por la evolución del régimen de presiones en el transcurso de la historia de las cuencas sedimentarias durante la cual las rocas sufren un enterramiento lento soportando una carga creciente de sedimentos de densidad comprendida entre 2 y 2.5 es decir, muy superior a la del agua. Si la roca es de grano grueso e indeformable, una arenisca por ejemplo, la carga se equilibra por las reacciones de los granos entre sí, igual que las paredes de una casa al aguantar el techo. Si existen comunicaciones con el exterior, los fluidos intersticiales soportan el peso de la columna fluida situada encima de ellos y su régimen de presión es de tipo hidrostático, no existe gradiente de carga hidráulica y los fluidos permanecen inmóviles, excepto si se produce una deformación tectónica que modifique la geometría y permita el movimiento de los fluidos; por ejemplo, si las comunicaciones del reservorio

con la superficie se encuentran a alturas distintas. Se da entonces una carga sobre el reservorio en razón de las aguas de lluvia y movimiento del agua en el interior de aquél a partir de la comunicación de mayor altura. Si la roca es de grano fino y deformable, por ejemplo, una arcillita, la carga sólo está equilibrada parcialmente por las reacciones de los minerales, si bien los fluidos intersticiales soportan una parte de ella.

Se encuentran, por tanto, a presión superior a la hidrostática, y si el medio circundante se halla a presión cercana a la hidrostática, aparecerá un gradiente de presión entre la roca y su entorno. Los fluidos saldrán de ella como de una esponja comprimida, y la roca disminuirá de volumen, fenómeno conocido con el nombre de compactación. En el transcurso del hundimiento, el desplazamiento de los fluidos tiene tendencia a producirse, pues, desde las rocas de grano fino hacia las de grano grueso. Veamos ahora como se produce la formación de los yacimientos de gas térmico: al iniciarse el hundimiento, el único líquido contenido en las rocas es el agua, las rocas madre empieza pues expulsando agua, primero mucha, después cada vez menos. Luego empiezan a formarse en ellas los hidrocarburos líquidos. El crudo no es soluble en agua y, por tanto, una fase crudo y una fase agua coexisten en los poros de la roca.

La fase agua y la de crudo se estorban mutuamente durante la expulsión: algo así como dos personas que intentan pasar a la vez

por la misma puerta. Hay que esperar, por consiguiente, que se haya expulsado más agua y que la concentración de crudo en los poros adquiera importancia, para que el crudo empiece a ser expulsado en gran cantidad. Ello depende, lógicamente de la cantidad de querogeno contenido en la roca madre. En efecto, cuanto mayor es esa cantidad y mayor la del crudo formada, así como su concentración en los poros, mas precoz es la expulsión. En las rocas pobres en querogeno la expulsión se retarda. Al aumentar el hundimiento, el cociente gas/crudo aumenta. Esto provoca una supresión suplementaria así como una disminución de la viscosidad de la fase hidrocarburo (que es la única, ya que las proporciones de gas y crudo y las presiones son tales que ambas son completamente solubles entre sí), finalmente se produce la expulsión, sea porque la presión sobrepasa la resistencia al movimiento de los fluidos sea porque supera la resistencia mecánica de la roca madre, produciéndose una fisuración. Una vez fuera de la roca madre, los hidrocarburos se encuentran en medios mas permeables, constituidos por rocas permeables o por redes de fracturas donde la presión es inferior a la existente en la roca madre. Entonces pueden aparecer dos fases, la del crudo y la del gas los hidrocarburos se desplazan por estos medios permeables hasta llegar a la trampa donde quedarán detenidos. Este desplazamiento recibe el nombre de migración secundaria, por contraposición a la migración primaria, que es el conjunto de fenómeno de expulsión recién descritas. Los motores del desplazamiento consisten en

ese caso en el empuje de Arquímedes, debida a las diferencias de densidad entre hidrocarburos y agua, y en las fuerzas hidrodinámicas producidas por el desplazamiento del agua, provocando, por ejemplo una recarga en superficie. De ahí puede deducirse la gran importancia que tienen la geometría y la disposición relativa de los drenajes posibles (rocas permeables, fallas), su situación relativa a las rocas madre, así como la historia de la disposición de estos distintos elementos en el transcurso de la evolución de la cuenca sedimentaria, para que la migración secundaria haga llegar los hidrocarburos hasta una trampa. Sea cual fuere el tipo de trampa, la barrera de permeabilidad nunca es del todo eficaz. El paso de los hidrocarburos a través de esta barrera se denomina dismigración. Así pues, un yacimiento es un almacenamiento de hidrocarburos que sólo subsiste si el suministro es superior o igual a las fugas. De ello se desprenden por último, que la existencia de un yacimiento es un acontecimiento poco probable.

## CAPITULO III- MEDICION DEL GAS NATURAL.

### III.1.- Breve Historia Sobre Medición.

El estudio sobre medición de fluidos se inicio hace varios siglos y fue como a principios del siglo XVII, cuando se empezaron a desarrollar las bases teóricas para el diseño de los modernos medidores diferenciales, a su efecto concurren muchos investigadores. Bennedetto Castelli y Evangelista Torricelli investigaron -- las bases fundamentales de la medición, los cuales condujeron al principio de que el Q (gasto), era igual a la velocidad por el -- área y que el flujo es una restricción era función de la raíz cuadrada de la caída de presión producida por primera vez en el año de 1887 Clemente Herschel, haciendo uso del trabajo de Venturi. - desarrolla la aplicación comercial del tubo de Venturi, probando ser éste un medio práctico y económico para medir grandes volúmenes de flujo, sin embargo, como la ecuación de gases en éste tubo, y que son de expansión adiabática, resultaron muy complicadas y poco prácticas para aplicarse más ampliamente a la medición del gas, esto trajo como consecuencia ciertas objeciones para su uso, aparte de que no existían otros medios más accesibles para la medición de grandes volúmenes de gas natural. Esto condujo, en el - año de 1900 a la investigación de la aplicación de la placa de -- orificio como elemento de medición comercial.

Por su importancia dado la forma en que se ha desarrollado y la -

amplia aplicación comercial que se le ha dado merece una mención especial en la forma en que fue desarrollado.

Tomás R. Weymouth de la United natural gas Co. en 1903 comenzó a experimentar con la placa de orificio concéntrica con corte a 90° en relación al plano de la placa usando las tomas de presión en las bridas a una pulgada antes y después de la placa, las cuales han llegado a ser las de uso predominante, también desarrolló coeficientes empíricos correspondientes a distintos diámetros de tuberías y orificios.

### III.2.-Elemento Primario de Medición.

Es un dispositivo el cual nos va a permitir medir nuestra variable de proceso, evitando una caída de presión por medio de una reducción en el área del paso del fluido, ésto hace aumentar su velocidad y dá origen a una diferencial de presión que es la que se utiliza en el dispositivo secundario para registrar el flujo del fluido.

Entre los elementos primarios de medición más conocidos se encuentran: el tubo venturi, el pilot, la boquilla o tobera y la placa concéntrica, excéntrica o segmental.

Tubo venturi.- Se recomienda principalmente donde se requiere el máximo de exactitud en la medición de fluidos viscosos y cuan-

do las circunstancias obligan a mantener una caída de presión mínima, tanto que justifiquen el alto costo que significa la inversión original.

Tubo Pilot.- El tubo pilot, se recomienda solamente en donde una medición no muy exacta es requerida, siempre y cuando el fluido este limpio, la línea sea grande y la velocidad sea alta.

Tubo De Dall.- Se recomienda para la medición de fluidos limpios donde se desean mínimos períodos de presión.

Boquilla o Tobera.- Se utiliza para la medición de fluidos con pequeñas cantidades de sólidos en suspensión.

La Placa de Orificio.- Es el elemento primario de medición con el cual se produce la mayor pérdida de presión en comparación con los otros elementos primarios más comunes, por lo cual es el elemento de medición más empleado en la industria por la exactitud de los datos que proporciona. El tipo de placa de orificio concéntrico y filos rectos, se usa principalmente para fluidos libres de partículas en suspensión, el orificio concéntrico con el filo redondeado a la entrada de la placa se utiliza para medir fluidos muy viscosos.

El orificio excéntrico y el segmentado tienen su aplicación en fluidos con partículas en suspensión siendo maquinado en la parte superior o inferior de la placa dependiendo del tipo de materia



que haya sido arrastrado.

El dispositivo primario de orificio se compone de una placa de orificio y un portaoficio el cual esta construido de tal forma que se puede sacar y meter la placa estando la línea en operación, y sin interrumpir el flujo, es por eso que en la medición de gas es el dispositivo más utilizado. Aparte de otras ventajas con que cuenta.

El principio de operación del medidor de orificio, está basado; - en la relación que existe entre la velocidad de flujo y la caída de presión, es decir; la pérdida de presión causada por restricción del diámetro es proporcional al cuadrado de la velocidad de flujo.

La restricción conocida como elemento primario de medición, hace que el fluido se contraiga y una vez que el flujo permanece constante, la velocidad de éste aumenta al pasar por la restricción, y la presión estática disminuye al mismo tiempo, según la ley de la conservación de la energía (teorema de Bernoulli), la diferencia entre las presiones antes y después de la restricción, llamada diferencial, representa un índice de la velocidad de flujo.

La presión diferencial es medida y convertida a unidades de flujo, por medio del dispositivo de medición (secundario). La forma más sencilla de éste dispositivo es un tubo de vidrio en "V", donde la cantidad de flujo se determina midiendo la diferencia de altu-

ra entre 2 columnas de mercurio.

### III.3.- Desarrollo teórico de la fórmula para el cálculo de la medición de flujo de gas, a través de una placa de orificio.

Aplicando el teorema de Bernoulli en dos secciones de una tubería que se encuentra a un mismo nivel, se tiene:

$$z_1 + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho_1} = z_2 + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho_2} \dots \quad (1)$$

por estar al mismo nivel:

$$z_1 = z_2$$

por tratarse de un mismo fluido:

$$\rho = \text{constante}$$

quedando la ecuación (1)

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_1}{\rho} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_2}{\rho}$$

agrupando términos:

$$\frac{p_1 + p_2}{\rho} = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g}$$

en donde:

$$p_1 - p_2 = \frac{\rho}{2g} (v_2^2 - v_1^2) \dots \quad (2)$$

Considerando la diferencial de presión como una columna de mercurio

rio hm en el tubo de "U" del medidor, el cual contiene mercurio, se tiene:

$$P_1 - P_2 = \rho_m \quad hm \quad . . . \quad (a)$$

por otra parte:

$$Q = VA \quad . . . \quad (b)$$

Suponiendo que el diámetro de la vena contracta es igual al diámetro del orificio (d)

$$q = q_1 = q_2$$

Sustituyendo q, por sus valores:

$$V_1 = \frac{q \, di^2}{4} = V_2 \frac{q \, di^2}{4}$$

en donde:

$$V_1 \, di^2 = V_2 \, d^2$$

despejando a  $V_1$

$$V_1 = V_2 \left( \frac{d}{di} \right)^2$$

Ahora como  $(d/di) = \beta$

$$V_1 = V_2 \, \beta^2 \quad . . . \quad (c)$$

Sustituyendo (a) y (c) en la ecuación (2), queda:

$$\rho_m \, hm = \frac{\rho}{2g} \left( V_2^2 - V_2^2 \, \beta^4 \right)$$

despejando a  $V_2$ :

$$V_2 = \frac{(2g \rho_m h_m)^{1/2}}{(1 - \beta^4)^{1/2}}$$

Además:  $A_2 = \frac{\pi d^2}{4}$

por lo que sustituyendo en (b):

$$q = \frac{\pi d^2}{4} \left( \frac{2g \rho_m h_m}{\rho (1 - \beta^4)} \right)^{1/2}$$

Transformando la altura del mercurio en altura de agua:

$$\rho_m h_m = \rho_w h_w \text{ en donde:}$$

$$\rho_w = \text{densidad del agua a } 60^\circ\text{F} = 1.000 \text{ gr/cm}^3$$

$$g = \text{aceleración de la gravedad} = 978.73 \text{ cm/seg}^2$$

$$q = \frac{\pi}{4} (2g \rho_w)^{1/2} \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} d^2 \left( \frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2}$$

Sustituyendo valores:

$$q = \frac{3 \cdot 14159}{4} d^2 (2 \times 978.73 \times 1.000)^{1/2} \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} \left( \frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2}$$

$$q = 34.7485 d^2 \frac{1}{(1 - \beta^4)^{1/2}} \left( \frac{h_w}{\rho} \right)^{1/2} \dots (3)$$

En donde:

$$q = \text{gasto en cm}^3/\text{seg.}$$

$$d = \text{diámetro del orificio en cm}$$

$$\rho = \text{densidad del gas en gr/cm}^3$$

Expresando en el sistema inglés, se tiene:

$$q = 359.1 d^2 \frac{1}{(1-\beta^4)^{1/2}} \left( \frac{hw}{\rho} \right)^{1/2} \dots \quad (4)$$

donde:

$q$  = gasto en pie<sup>3</sup>/hr

$hw$  = Altura de la columna de agua en cm.

$\rho$  = densidad del gas, en lbs/pie<sup>3</sup>

$d$  = diámetro del orificio, pg.

En la ecuación (3) y (4) se supone que no hay pérdida de energía, y además, que el área del flujo después de la placa es igual al área del orificio.

Debido a que ninguna de estas suposiciones es verdadera se introduce un coeficiente de descarga "K", cuya determinación se sigue experimentalmente, y que además de compensar los efectos de contracción del chorro y desviación de los vectores de la velocidad incluye, en término  $1/(1-\beta^4)^{1/2}$ , por lo tanto la ecuación 4 queda

$$q = 359.1 d^2 K \left( \frac{hw}{\rho} \right)^{1/2} \dots \quad (5)$$

de acuerdo con la ley de los gases de Boyle y Charles:

$$\rho = \rho_a \quad v_q \frac{Pf}{14.70} \quad \frac{4 q^2}{Tf} \dots \quad (6)$$

donde:

$\rho$  = densidad del gas, lb/pie<sup>3</sup> a condiciones de flujo

$\rho_a$  = densidad del aire seco a 14.73 lb/pg<sup>2</sup> absoluta y 32°F = 0.08073 lb/pie<sup>3</sup>

$\nu_g$  = densidad relativa del gas (aire seco = 1.000)

$p_f$  = presión de flujo, lb/pg<sup>2</sup> absoluta

$T_f$  = temperatura de flujo, °R

Sustituyendo valores en (6) se tiene:

$$\rho = 0.08073 \nu_g \frac{p_f}{14.70} \frac{492}{T_f} \dots \quad (7)$$

y sustituyendo el valor de  $\rho$  en la ecuación (5), queda:

$$q_f = 359.10 d^2 K \left( \frac{hw}{0.08073 \nu_g \frac{p_f}{14.70} \frac{492}{T_f}} \right)^{1/2}$$

$$q_f = 218.44 d^2 K \left( \frac{hw T_f}{p_f \nu_g} \right)^{1/2} \dots \quad (8)$$

Por otra parte, usando la combinación de las leyes de Boyle y --- Charles, para pasar en condiciones de flujo a condiciones base.

$$\frac{p_f q_f}{T_f} = \frac{p_b q_b}{T_b}; \quad q_b = \frac{p_f q_f T_b}{p_b T_f} \dots \quad (9)$$

donde:

$p_b$  = presión absoluta a condiciones base, lb/pg<sup>2</sup>

$T_b$  = temperatura absoluta a condiciones base, °R

Sustituyendo el valor de  $q_f$  en (9)

$$q_b = 218.44 d^2 K \frac{T_b}{p_b} \left( \frac{hw}{T_f \nu_g} \frac{p_f}{14.70} \right)^{1/2} \text{ o bien}$$

$$q_b = 218.44 d^2 K \frac{T_b}{p_b} \left( \frac{1}{T_f \nu_g} \right)^{1/2} (hw p_f)^{1/2} \dots \quad (10)$$

$$\text{haciendo } c' = 218.44 d^2 K \frac{T_b}{p_b} \left( \frac{1}{1_f v_g} \right)^{1/2}$$

queda finalmente

$$q^b = C' (hw \text{ pf})^{1/2}$$

En la que:

$q_b$  = gasto en pie<sup>3</sup>/hr a condiciones base

$c'$  = constante del orificio

$hw$  = presión diferencial en pg. de agua

$p_f$  = presión estática absoluta en lb/pg<sup>2</sup>

#### 4.- Tipo de Medidores.

Medidores de flujo.

Los procedimientos o métodos para medir el flujo se clasifican en:

a).- Métodos Directos

b).- Métodos Indirectos son los más empleados en la Industria

Los métodos directos existen tres tipos de medidores que son:

a).- De desplazamiento positivo

b).- De turbina

c).- Magnéticos

a).- Método Directo.

La medición directa se utiliza principalmente para dosificar. - -  
Existe en la industria gran variedad de este tipo de medidores --  
los cuales están divididos como menciono arriba.

b).- Medidores de Desplazamiento Positivo.

El medidor de desplazamiento positivo toma una cantidad o porción definida de flujo, y la lleva a través de un medidor, luego procede con la siguiente porción y así en adelante. El gasto total o consumo sería una acumulación de incrementos medidos, que se totalizan mecánicamente por medio de un sistema de relojería o cuenta revoluciones, este tipo de medidor se utiliza para consumos domésticos, industriales, bajos.

III.5.- Medición de Gas Usando M.D.P.

Para efectuarse las mediciones de gas utilizando M.D.P. se procederá como sigue:

- 1.- Se toma la lectura actual de indicador de medidor y se restará la lectura anterior. Esta diferencia nos dará la cantidad de  $m^3$  que pasará por el medidor a la presión y temperatura de la línea.



2.- Para el cálculo de la cantidad total de gas que pasa por el medidor a las condiciones base de  $1 \text{ kg/cm}^2$  y  $20^\circ\text{C}$  se aplica la siguiente fórmula:

$$Q = Q_m \cdot F_{pv} \cdot F_E \cdot F_p \cdot F_{pe}$$

Q = cantidad de gas en  $\text{m}^3/\text{día}$  a las condiciones base

$Q_m$  = cantidad de gas a las condiciones de la línea (medida)

$F_p$  = factor de corrección por presión para reducir el volumen a la presión base.

$F_t$  = factor de corrección por temperatura para reducir el volumen a temperatura base.

$F_{pv}$  = factor de corrección por desviación a la ley de Boyle.

$F_{pc}$  = factor de corrección por diferente poder calorífico a la base de  $8460 \text{ cal/m}^3$ , factor de corrección por presión.

Se utiliza la fórmula:  $F_p = \frac{P_A - P}{P_b}$

$P_A$  = presión atmosférica del lugar  $\text{kg/cm}^2$

$P$  = presión de la línea en  $\text{kg/cm}^2$  man.

$P_b$  = presión a las condiciones base con psia.  
factor de corrección por temperatura

Se utiliza la fórmula:  $F_t = \frac{273 - T_b}{273 - T_f}$

$T_b$  = temperatura en  $^\circ\text{C}$

$T_f$  = temperatura de flujo en  $^\circ\text{C}$

$F_{pv}$  = Se determina por tablas del AGA

factor de corrección por poder calorífico.- A la base

$$F_{pc} = \frac{P.C.S.}{.8899}$$

P.C.S. = poder calorífico del gas en cal/m<sup>3</sup>

.8899 = factor para transformar a cond. base saturada.

### III.5.-Métodos Indirectos de Medición.

Este tipo de medidor se basa en la relación que existe entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar éste a través de una restricción en la tubería, esta relación se define en la siguiente forma "La pérdida de presión causada por la restricción, es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido".

La restricción, llamada elemento primario de medición, hace que el fluido se contraiga, y ya que el flujo permanece constante, la velocidad de éste aumenta, al pasar por la restricción y la presión estática disminuye al mismo tiempo según la ley de la conservación de la energía. Si colocamos una serie de tomas antes y después de la restricción; para medir la presión estática se vería lo siguiente: Hay un ligero aumento de ésta presión antes de llegar a la restricción y después de ésta disminuye, volviéndose a recuperar ésta presión pero no en su totalidad.

La diferencia entre las presiones antes y después de la restricción, se llama comúnmente diferencial, y nos representa un índice de la velocidad del fluido. Esta presión diferencial es medida y convertida a unidades de flujo por medio de un elemento

secundario de medición, la forma más sencilla de éste elemento es un tubo en "U".

### III.6.- Elementos Primarios de Medición.

Los elementos primarios de medición más comunmente usados, con -- los diferentes medidores de flujo son:

#### A.- Tubo de Venturi.

Este elemento primario de medición se instala en la tubería en la misma forma que cualquier otro tubo del tipo común y corriente pe ro su sección media tiene un diámetro más pequeño llamado garganta en la Fig. ( 5 ) se muestra un tubo de Venturi.

Las características de este tipo de elemento primario son:

- 1.- Mínima pérdida de presión permanente
- 2.- Requiere poco mantenimiento
- 3.- Permiten el paso de 1.6 veces más fluido que la placa de orificio bajo las mismas condiciones de operación.
- 4.- Es más fácil de instalar
- 5.- Es de más costo

#### B.- Tobera de flujo.

Se representa en la Fig. ( 6 ) sus características son las si- -- guientes:

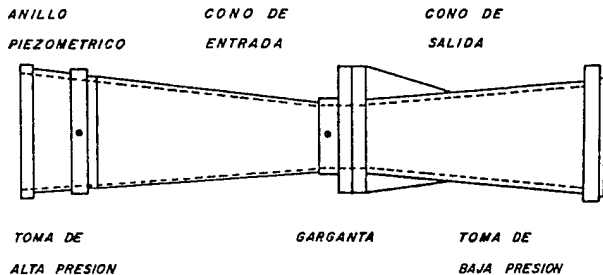


FIG. 5

<i>U. N. A. M.</i>
<i>TESIS PROFESIONAL</i>
<i>ESQUEMA DE UN TUBO</i>
<i>DE VENTURI</i>
<i>FCQ. R. ESQUEDA ALARAMURA.</i>

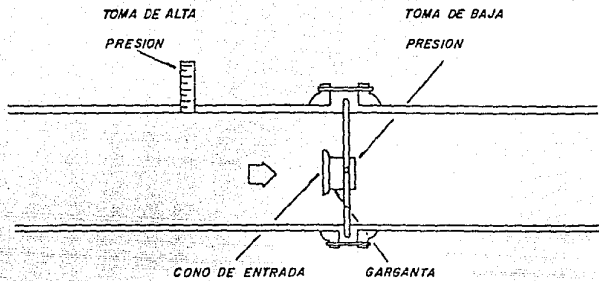


FIG. 6

U. N. A. M.
TESIS PROFESIONAL
ESQUEMA DE UNA TOBERA
DE FLUJO
FCO. R. ESQUEDA ALAKAMURA.

- 1.- Mediana pérdida de presión permanente, ya que se elimina el codo de salida.
- 2.- Requiere poco mantenimiento.
- 3.- Permite el paso a 1.6 más veces de paso de fluido que la placa de orificio.
- 4.- Se obtiene mayor diferencial que el tubo Venturi.

C.- Placa de Orificio.

Las características de éste tipo de elemento son:

- 1.- Máxima pérdida de presión permanente.
- 2.- Es el elemento más comunmente usado.
- 3.- Más fácil de instalar.
- 4.- Fácilmente reproducible.
- 5.- Requiere inspección periódica
- 6.- Es de más bajo costo.

Es una placa delgada de metal con una abertura que puede estar en 3 posiciones.

- a).- Abertura en el centro de la placa (tipo concéntrico).
- b).- Abertura en la parte baja de la placa (tipo excéntrico).

c).- Tipo segmental.

El tipo b y c, se utiliza cuando el fluido lleva partículas en -- suspensión, las cuales tenderían a aglomerarse en el lado de alta presión con un orificio concéntrico ocasionando con esto medidas erróneas.

La placa de orificio debe tener la resistencia necesaria para evi -- tar deformaciones bajo presiones diferenciales ordinarias.

El lado de la placa que se encuentra en el lado de alta presión -- debe ser perpendicular al eje de la tubería y el borde del orifi -- cio debe estar torneado a escuadra.

El grueso del borde del orificio no debe exceder de 3.175 mm - -- (1/8), para placas con un orificio mayor de 12.7 mm.

Y no debe exceder de 1.586 mm (1/16"), para placas con un orifi -- cio menor de 12.7 mm (1/2).

El diámetro del orificio debe ser adecuado para mantener la dife -- rencia de presión dentro del rango que registra el elemento secun -- dario de medición.

#### Selección del Elemento Primario

En la selección del elemento primario más conveniente para cada -

caso particular, es necesario tener presente las siguientes condiciones:

- 1.- Características físicas del fluido.- Si el fluido a manejar es más o menos viscoso, si lleva sustancias de suspensión o no, si es vapor, o gas líquido.
- 2.- Gastos mínimos, normales y máximos. Estos nos dan los límites entre los cuales puede hacerse la selección, ya que tenemos condiciones en que los mínimos o máximos gastos a medir nos limitan y obligan a usar tal o cual elemento primario.
- 3.- La presión estática.- La selección del rango diferencial está basado principalmente en la presión estática del sistema.
- 4.- Las dimensiones de la tubería.- Existen límites en los diámetros de las tuberías que nos impiden el uso de ciertos elementos primarios.
- 5.- Pérdidas de presión permisibles en el sistema.  
Generalmente se deben ajustar las pérdidas de presión reducidas por el elemento primario a un valor especificado, que no se debe exceder, esto conduce en algunos casos a la selección de elementos primarios que nos den caídas de presión mínimas.



### Tomas de Presión.-

Hay 3 diferentes formas de instalar las tomas de presión, - - cuando se usa la placa de orificio, que son:

- 1.- Tomas de brida
- 2.- Tomas de vena contracta
- 3.- Tomas de tubería.

Tomas de brida.- Es éste tipo de derivación, las tomas de alta y de baja presión, se conectan a la brida directamente y a una distancia de 1" a ambos lados de la placa de orificio, respectivamente Fig. (7).

Tomas de vena contracta.- Este tipo es usado cuando se desea - - aprovechar la diferencial máxima a través del orificio.

La distancia a la cual se efectúa la máxima contracción de la vena con respecto a la placa de orificio, depende del tamaño de la tubería y de la relación de diámetros entre el orificio y la tubería.

La toma de baja presión se sitúa donde ocurre la contracción de la vena; la toma de alta presión es un punto determinado por la experiencia para obtener la presión estática verdadera Fig. (8).

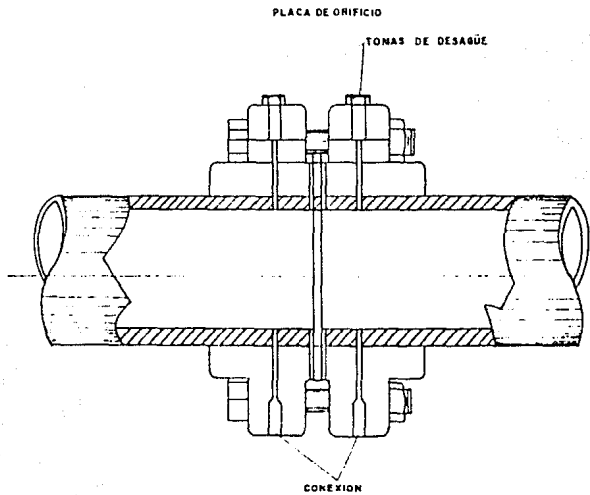


FIG. 7

U. N. A. M.
TESIS PROFESIONAL
ESQUEMA DE TOMAS DE BRIDAS
FCQ R. ESQUEDA ALA KAMURA.

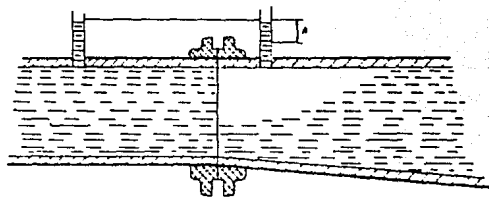


FIG. 8

U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

SISTEMA DE TOMA DE  
VENA CONTRACTA

FCO. R. ESQUEDA ALAKAMURA

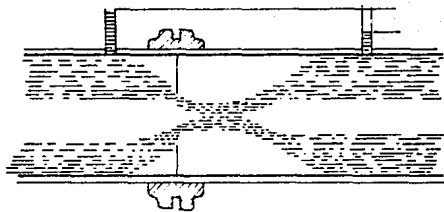


FIG. 9

**U. N. A. M.**

**TESIS PROFESIONAL**

**ESQUEMA DE TORNOS  
DE TUBERIA**

**FCO.R.ESQUEDA ALAKANURA**

Tomas de tuberfa.- La toma de alta presión se hace a una distancia de 2 1/2 diámetros de la tuberfa tomando como referencia el lado correspondiente de la placa de orificio, y la toma de baja presión se hace a partir del lado correspondiente al de baja presión de la misma placa y a una distancia de 8 diámetros de la tuberfa.

En éste caso se mide únicamente la pérdida por fricción. La presión diferencial a estas distancias es muy pequeña, lo cual hace posible la medición de un flujo grande con un elemento secundario pequeño Fig. (9).

#### Bridas para Orificio.

Hay 4 tipos de bridas para orificio.

- |                      |                            |
|----------------------|----------------------------|
| 1.- Bridas con rosca | 2.- Bridas soldadas        |
| 3.- Bridas de anillo | 4.- Bridas tipo Van Stone. |

Bridas tipo con rosca.-

Las bridas tipo con rosca se atornillas en el extremo de la tuberfa. La placa de orificio y los empaques, se ponen entre la brida, atornillándose después para obtener una conexión a prueba de escapes Fig. (10).

### Bridas Soldadas.-

Existen 2 formas, tipo deslizable o superpuestas y tipo de unión o de ensamble. El tipo deslizable se desliza sobre la tubería y se suelda en la cara interior y en el cuello de la brida. Y al tipo unión o de ensamble se ensambla entre la tubería y se suelda a ésta.

Estas bridas pueden ser soldadas o de rosca y tienen un empaque en forma de anillo comunmente de hierro dulce.

El empaque asienta en una ranura de la cara de cada brida y el orificio se pone dentro del empaque Fig. (11).

### Brida Van Stone.

El niple está superpuesto a la cara interior de las bridas y es pulido para proporcionar un asiento al empaque.

El otro extremo del niple se suelda a la tubería. Este tipo se usa para medición en la que existe una alta presión, se emplean tomas de tubería o vena contractada.

### Porta Orificio (fitting)

Es sumamente importante que la placa se puede cambiar con facilidad, ya que en la mayoría de los casos no se tiene un gasto constante y es necesario cambiarla sin interrumpir el flujo. Para tal

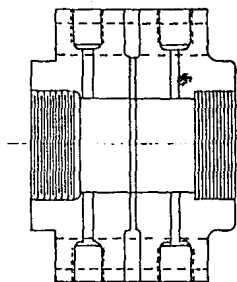
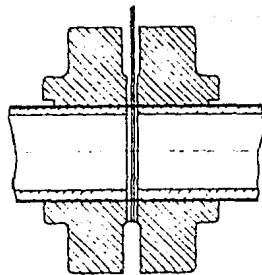


FIG. 10



U. N. A. M.

BRIDA DEL TIPO CON  
ROSCA

FGO. R. ESQUEDA ALAKAMURA.

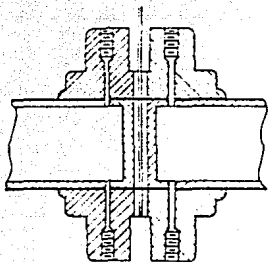


Fig.  
BRIDA SOLDADA  
DEL TIPO DESLIZABLE  
ó SUPERPUESTO

Fig.  
BRIDA SOLDADA  
DEL TIPO DE UNION  
ó DE ENSAMBLE

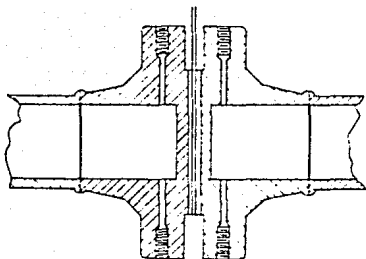


FIG. 11

U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

FCO. R. ESQUEDA ALAKANURA



fin se hace el uso del porta orificio (fitting).

El fitting, es un mecanismo que consta de un elevador, válvula macho, etc. que facilita grandemente el cambio y la colaboración de la placa.

Puede verse que la brida es el porta orificio, más sencillo, económico y fácil de operar, sin embargo tiene el inconveniente de que para efectuar el cambio de placa, deberá suspenderse el flujo, por lo mismo en casos de cambio de placa frecuentes se recomienda el uso del fitting.

Indudablemente que la exactitud en la medición depende grandemente de la correcta instalación, operación y mantenimiento del registrador y además dispositivos.

Es de suma importancia evitar las turbulencias en el flujo antes del porta-orificio, lo que equivale a lograr que el flujo sea laminar.

Las válvulas de control, reavenciones o ensanchamientos del diámetro, codos y desniveles antes del porta-orificio originan remolinos y contracciones que al no ser eliminados, producen errores en la medición.

### III.7.-ELEMENTOS SECUNDARIOS DE MEDICION.

El medidor diferencial tiene muchas ventajas, entre las cuales podemos mencionar:

**Lectura Directa.-** Esto es muy importante en aplicación de procesos continuos, debido a que éstos medidores indican directamente el valor del flujo.

**Resistencia a la corrosión.-** El problema de la corrosión excesiva puede ser o resolverse fácilmente mediante el uso de placas de orificio hechas de metales especiales y de líquidos selladores en la tubería que va del orificio al cuerpo medidor (tomas de presión).

**Control.-** Son ideales para el servicio de control automático.

**Indicación y registros remotos.-** Prestan magníficos servicios como indicadores o registradores a distancia, permitiendo el uso de tableros de control centralizados.

**Exactitud.-** Si la instalación, calibración y mantenimiento, se hacen en forma correcta, son tan exactos co-

mo cualquier otro tipo de medidor comercial.

Los medidores de flujo del tipo diferencial pueden ser divididos en 2 clases.

- A.- Medidores operados mecánicamente.
- B.- Medidores operados eléctricamente.

Si el cuerpo medidor está conectado al instrumento por medio de un eje o algún otro medio mecánico, la combinación es conocida como medidor de flujo tipo Mecánico. Si el cuerpo medidor está conectado al instrumento eléctricamente, se le llama medidor de flujo tipo eléctrico.

Si el instrumento recibe impulsos neumáticos del cuerpo medidor se conoce como medidor de flujo con transmisión neumática.

Hay muchas combinaciones posibles con éstos tipos de transmisión, entre las que se puede citar el caso de un medidor tipo mecánico provisto de un sistema de transmisión neumática conectado a un aparato receptor que puede estar instalado remotamente.

CAPITULO IV.- Requerimientos que debe cumplir el gas natural para su comercialización.

IV.1.- Tipos de contrato compra-venta a usuarios en el que se señalan:

- a).- poder calorífico
- b).- contenido de humedad agua
- c).- límites para el contenido de ácido sulfhídrico
- d).- límites para el contenido de azufre total
- e).- límites para el contenido CO<sub>2</sub>
- f).- temperatura de entrega
- g).- límites para el contenido de oxígeno
- h).- límite para el contenido de condensables (expresados como gasolina natural).
- i).- referencia general sobre el contenido de polvo, gomas, líquido y sólidos.

Tabla 2.15:

Ejemplos de especificaciones en un contrato de compañía (1957)

COMPANIA	CALORIAS POR CADA PIE <sup>3</sup>	H <sub>2</sub> O LIBRAS POR MILLON DE PIE <sup>3</sup>	H <sub>2</sub> S <sub>1</sub> GRANO POR CCF	S <sub>1</sub> GRA NO POR CCF	CO <sub>2</sub> %	TEMPERATURA MAXIMA oF	% DE O <sub>2</sub>
A	1000	7	1.0	20	3	...	1
B	1000	6	0.3	9	3	100	1
C	1000	no en exce so de sati ración.	traza do al 1	20	...	...	...
D	....	7	1	30	3	...	1
E	....	...	1	20	...	...	1
F	1000	7	1	20	2	...	1
G	950	7	1	20	1	110	...
H	....	...		20	...	...	...
I	....	7	0.25	5	1	110	0.2
J	1000	...	0.25	20	...	120	2
K	1000	...	0.25	20	...	120	2

Plantas de  
gas natural

continúa

Tabla 2.15: (copia anexa)  
(continuación)

COMPANIA	GAL/MILES DE ft <sup>3</sup> gasl. nat.	POLVO, GOMA, LIQUIDOS, SÓLIDOS
A	0.2	1 libre
B	...	1 libre
C	...	1 libre
D	...	1 libre
E	...	...
F	0.2	1 libre
G	0.3	1 libre
H	...	1 libre
I	...	1 libre
J	...	1 libre
K	...	1 libre

#### VI.2.- Control de calidad en el gas natural.

##### Calidad:

La calidad de gas natural reside la magnitud de su poder calorífico el cual depende de sus componentes y de la proporción en que éstos se encuentran presentes. La calidad depende también de la presencia de substancias que aunque ordinariamente acompañen al gas natural, pueden causar problemas al transporte.

La calidad del gas natural para el que transporta está en manos de quien lo procesa antes de entregarlo para su transporte y distribución (caso de sistemas de ductos).

##### Calidad en poder calorífico:

Para el distribuidor es conveniente el transporte de gases con ---

alto poder calorífico que redituen en alta facturación, cualquier gas con bajo poder calorífico es anti-económico, por ejemplo: El oxígeno, el nitrógeno, el bióxido de carbono, el agua y el ácido sulfhídrico.

Calidad que daña a la eficiencia de transporte:

vapor de agua: límite máximo según contrato de compra venta a usuarios: 7.0 libras / 1 MMCF

- efectos:
- a).- Incremento de masa
  - b).- mayor potencia para transportar una cantidad determinada de kilocalorias ó BTU si el gas es húmedo, (considerando el equivalente en calor de una masa determinada de gas seco).
  - c).- No reditúa en facturación ya que el agua además de no ser combustible requiere calor para vaporizarse durante la combustión, dejando menor calor disponible para el usuario.
  - d).- El agua es factor importante en la corrosión anterior sobre todo en líneas desnudas internamente y más aún cuando está presente el ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ).
  - e).- La presencia del agua es factor decisivo, con la presión de transporte ó de entrega en la formación

TABLA PARA CONTENIDO APROXIMADO DE 10 LIBRAS DE AGUA POR CADA MILLON DE PIES CUBICOS DE GAS NATURAL.

Presion en Psig para el gas natural.	1000	900	800	700	600	500	400	300	200	100
Temperatura (transporte ó entrega) a la cual se forman hidratos.	44°F (6.7°C)	40°F (4.5°C)	38°F (3.3°C)	36°F (2.2°C)	33°F (0.6°C)	31°F (-0.6°C)	25°F (-3.9°C)	19°F (-7.2°C)	11°F (-11.7°C)	-3°F (-19.4°C)

Mantener la temperatura superior a:

Temperatura conveniente para transporte ó entrega.	44°F (6.7°C)	40°F (4.5°C)	38°F (3.3°C)	36°F (2.2°C)	33°F (0.6°C)	31°F (-0.6°C)	25°F (-3.9°C)	19°F (-7.2°C)	11°F (-11.7°C)	-3°F (-19.4°C)
--	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------	------------------	------------------	------------------	-------------------	-------------------

FIG. 12

de hidratos que obturan total o parcialmente las líneas cuando por diversas causas disminuye la temperatura del gas natural.

#### IV.4. Azufre total contenido en el gas natural:

El azufre total en el gas natural, corresponde a la suma del azufre contenido en diversos componentes azufrados que el gas natural trae consigo.

Los componentes azufrados que generalmente se consideran para su análisis son: Acido Sulfhídrico ( $H_2S$ ), mercaptanos ( $R-S-R'$ ) y Sulfuros ( $R-SH$ ).

En el contrato de compra-venta a usuarios Petróleos Mexicanos se ñala valores límite máximas para azufre total 20 gramos por  $c/100 \text{ ft}^3$ , y un gramo/ $100 \text{ ft}^3$  para ácido sulfhídrico.

No se hace mención del valor numérico para el contenido de azufre de mercaptanos, sin embargo este valor puede calcularse con base en el 1% de azufre contenido en diversas odorantes (en el mercado internacional), para los cuales los fabricantes (pennsalt, penn walt, oronite, sentinel, etc.), recomiendan una clasificación que fluctúa entre 0.25 y 6.0 libras de odorante por  $c/1 \text{ MMCF}$ , contribuyendo de éste modo a que el azufre total incremente a valores comprendidos entre 0.11 y 0.25 gramos por  $c/100 \text{ CF}$ .



Respecto a niveles de odorización del gas natural, los códigos municipales de los diversos estados de la Unión Americana, no coinciden y ordenan distintos valores; en algunos estados la ley respectiva dispone un contenido hasta de 30 granos de azufre total orgánica por cada 100 ft<sup>3</sup> a 29 pulgadas de mercurio y 60° F.

La CNGA (California Natural Gasoline Association), considera que el odorante contenido en el gas natural tiene su máximo poder ofensivo (olor) cuando mezclado con el aire excede 1/5 de la concentración correspondiente al límite inferior de inflamabilidad. Se considera gas natural amargo el que contiene 30 o mas granos de azufre total por c/100 cf y que contiene 1.5 o mas granos de ácido sulfhídrico por c/100 cf. para la distribución se considera buena práctica que el azufre total no exceda de 1.0 granos por c/100 cf, con base en adorantes utilizados en S.T.D.S.C. y considerando los niveles de odorización recomendados por los fabricantes y la contribución de c/u de ellos con azufre para límites alto y baja se formuló la tabla que aparece en seguida:

TABLA 2-18 ESPECIFICACIONES DE PETROLEO LIQUIDO Y GAS.

	A	B	C	D	E	F
Rango máximo de presión de vapor lb/pg <sup>2</sup> medido a 100° F	80	100	125	150	175	200
Rango de gravedad específicas permitidos 60°/60° F	0.582-0.555	0.560-0.545	0.550-0.535	0.540-0.525	0.530-0.510	0.520-0.504
Composición	Predominantemente. Butanos	Butano  Propano y mezclas de Butano	Butano  Propano y mezclas proporcionalmente igual.	Butano  Propano y mezclas de propano y excedentes de butano.	Propano  Butano y mezclas de Propano	Predominantemente. Propano

Residuos y 90% de vapor

Los residuos de cualquier petróleo líquido y gas no pueden ser mayor de 30%.  
El 90% de lo evaporado a esa temperatura debe ser exacto a 25° F.

Contenido de Sulphúrico.

El petróleo y gases líquidos no debe contener sustancias corrosivas como H<sub>2</sub>S ya que es muy reactivo con los mercaptanos.

IV.5.- Odorización recomendable para el gas natural  
 (considerada el contenido de azufre y la clasificación recomendada para el "captan", "captan, 99", y el "TB Captan").

límite mínimo de  
 odorización:

límite máxima de  
 odorización:

0.25 libras de adolorante  
 MCF

1.0 libras de adolorante  
 MCF

0.09 libras de azufre de mercaptanos  
 MCF

0.36 libras de azufre mercaptanos  
 MCF

0.0629 granos de azufre de mercaptanos  
 100 CF

0.2517 granos de azufre de mercap-  
 tanos  
 100 CF

0.944 ppm de azufre de mercaptanos

3.77 ppm de azufre de mercaptanos

Pérdida de odorante:

El odorante dosificado en forma de niebla o vaporizada es arras-  
 trado por la corriente del gas natural, quedando sujeto a las le-  
 yes físicas del transporte, ocurriendo disposición del mismo  
 cuando la presión y la temperatura sean propicias para ello, o  
 bien las partículas pequeñísimas de odorantes son parcialmente  
 separadas, junto con los sólidos en los separadores (Scrubbers).

Pérdida del poder de odorización del odorante:

Se debe principalmente a dos causas:

a).- Inestabilidad química del odorante.

b).- Abrasión y adsorción del odorante efectuada por líquidos y materiales sólidos depositados en el interior de la tubería.

Los mercaptanos constituyentes del odorante son oxidados por el óxido férrico hidratado presente siempre en el interior de los gasoductos, transformándose en bisulfuros cuyo poder de odorización es 1/8 de los mercaptanos.

Si en la mezcla que constituye el gas natural, está presente el oxígeno, como generalmente ocurre y una pequeña cantidad de vapor de agua, se propicia la formación de óxido de hierro que a su vez opera como catalizador, ocurriendo la transformación en bisulfuros, debe considerarse que aproximadamente una parte de óxido de hierro presente transforma en bisulfuros 10 partes de odorante, con oxígeno o sin oxígeno presente en la mezcla que forma el gas natural.

Algunas compañías en E.U.A. utilizan con éxito la inyección de aceite en forma de niebla en diferentes puntos para humedecer la superficie interior de la tubería, evitando así el contacto del oxígeno con el metal y la formación de óxido de hierro y por lo tanto la transformación de mercaptanos en bisulfuros (pag. - 9/15 GAS Engineers Handbook).

#### IV.6. Contenido de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S).

Componente azufrado contenida en el gas natural al cual se considera indeseable sobre todo en el transporte a través de largas distancias del gas natural que contenga humedad agua, ya que ambos compuestos químicos ácido sulfhídrico y el agua crean un medio ácido propicio al ataque de superficies metálicas y desnudas y los productos de corrosión sulfuros diversos de hierro actúan como abrasivos, modificando al igual que lo hace el ataque ácido, el coeficiente de rugosidad de la superficie metálica interna de los ductos, lo cual a largo plazo implica el uso de mayor potencia para efectuar el transporte de una masa dada de gas natural.

Lo mismo ocurre con los depósitos de sólidos diversos o baches de líquidos en el interior de las tuberías, que modifican no solo la rugosidad del área donde se ubican sino que disminuyen el área local transversal de los ductos de transporte.

Es factible la eliminación total de ácido sulfhídrico mediante el uso de procesos diversos, entre ellos el uso de mallas moleculares, pero el costo se elevaría enormemente, tanto que para el transporte de gas natural es más económico el uso de ductos cubiertos interiormente con resinas epóxicas o con placas circulares continuas de plástico.

En el mercado internacional existe también una serie de productos químicos que diversas compañías expenden, aplicables a la protección interna de dos ductos de transporte con relación a diferentes causas, estos productos en general son efectivos, pero el usuario de los mismos quedan condenado al uso continuo y pago alto permanente.

En el caso de corrosión y abrasión de la superficie interna de los ductos es necesario un estudio exhaustivo para determinar los orígenes, cuantificar los daños, la operación eficiente de los equipos que tratan al gas natural, antes de que éste se le entregue a la dependencia que se encarga del transporte y distribución, la vigilancia programada y cumplida en puntos o áreas que se consideran clave, por parte de seguridad industrial, efectuando medición de espesores, e interviniendo para resolver todo lo apriori se considere que atenta contra un transporte y distribución eficiente y duradera.

Análisis completo en el grado que se requiera del fluido transportado en diversos puntos, y con la frecuencia conveniente, ayudarían a conocer anticipadamente los problemas futuros y el grado de los mismos; los análisis referidos enfocados a la cuantificación del poder calorífico, ayudarían a la facturación por zonas, sobre todo en sistemas que tienen redes tributarias a lo largo de las mismas, ya que distintas corrientes de gas natural

tienen diferente composición distinto poder calorífico y diferente valor en pesos.

similar ocurre en una sola línea sin corrientes tributarias, el fluido corriente abajo, en tramos distintas entre sí, es más seco y más rico en gases más ligeros que el fluido corriente arriba, ésta diferencia cuantificada justificaría técnicamente cobrar más cara la unidad de volúmen de gas natural conforme la masa transportada se desplaza hacia el extremo final de un gasoducto.

Considerándose que el gas natural se factura a partir del volumen consumido por los usuarios, que del gas natural su componente común mas ligero y en mayor proporción es el metano y que éste por unidad de volumen tiene mayor poder calorífico.

Es bastante notoria (hasta 3% en volumen), la diferencia del metano contenido en dos puntos diferentes y a diferentes alturas en una misma línea y aún en el caso, comprobado por análisis registro frecuente, de que la diferencia del metano contenido es muy pequeña, el diferente contenido de humedad agua bastaría para justificar costo y facturación diferentes con ventaja como es lógico para Pemex.

#### IV.7.- "Condensados" contenidos en el gas natural:

Los "condensados" son compuestos químicos "acarreados" por el gas natural desde los yacimientos, se muestran de naturaleza parecida a los gases, pero su densidad proporcionalmente alta hace pensar en líquidos ligeros, los puntos de ebullición de los diferentes componentes de los condensados, varían desde 120°F, destilación de muestras de condensados en el gas natural, dan como productos:

<u>COMPONENTES</u>	<u>%</u>	
Gasolina	64	a 92
Keroseno	20	a 7
Gas Oil	13	
Colas (residuos)	2	
Pérdidas	1	1

El gas natural colectado de los yacimientos es "tratado" para recuperar e industrializar los condensables, después de lo cual el conjunto de condensables pentanos, hexanos y más pesados, difícilmente constituyen el 1%, sin embargo nunca son eliminados totalmente, ya que ello constituiría una pretensión enormemente cara y anti-económica.

La presencia de condensados en el gas natural, se considera como contaminantes presentes, los cuales sin embargo reditúan, ya que



si las condiciones termodinámicas son favorables y éstos condensables se mantienen en estado gaseoso, son vendidos al usuario, puesto que tienen alto poder calorífico, el cual puede y debe ser registrado tanto en los calorímetros como en los cromatógrafos.

El contenido de condensados señalado en el contrato de compra-venta a usuarios es de 0.2 galones/1000 CF, (tabla 2-15 --

#### Gas Natural Seco:

Se considera seco, el gas natural que trae consigo hasta 0.2 galones de condensados por C/1000 CF.

#### Gas Natural Húmedo:

El gas natural que lleva consigo 0.3 ó más galones de condensado por cada 1000 CF.

#### IV.8.- Efecto de la presencia de condensados en el gas natural:

a).- Incrementan en la proporción correspondiente el poder calorífico del gas natural, si las condiciones termodinámicas del gas transportado y distribuido son propicias para mantener los condensados al estado de vapor.

- b).- Su presencia es el límite máximo, propicia la humidificación de la superficie interior de la tubería, minimizando la acción oxidante de la "humedad agua" del gas natural y la acción corrosiva de la combinación: agua-cloruro de sodio y agua ácido sulfhídrico.
- c).- La humidificación señalada podría fungir como lubricante si está presente durante las corridas de "diablos" ayudando a que los sólidos presentes puedan ser extraídos en forma de "lodos" y evitando por su peso y adherencia que éstos materiales sólidos sean factor de fuerte abrasión sobre la superficie interna, en curvaturas, cambio de dirección de la tubería, en válvulas, etc.
- d).- Para que los puntos (a), (b) y (c) se realcen es indispensable la presencia de condensados, con baja presión de vapor, lo cual sería recomendable detectar y cuantear periódicamente y hasta inyectar si se juzgara necesario, a tramos cuya longitud convendría determinar valiéndose para ello de bombas accionadas por el mismo gas natural, las cuales succionarían de tanques de almacenamiento de volumen adecuado, mezclas de hidrocarburos diáfano y diesel, en proporciones semejantes a las detectadas para condensados contenidos en el gas natural efluente de los yacimientos, o bien en la proporción indicada (límite máximo), por el contrato de compra-venta a usuarios.

- e).- Un exceso de condensables (o inyección fuera de control de los mismos), propiciaría la formación de baches en los valles a lo largo de la tubería, afectando la eficiencia de transporte del gas natural y provocando problemas con los usuarios, sobre todo con aquellos que sus instalaciones operen sistemas catalíticos.
- f).- Recuerdese que la presencia de condensables, agua y sólidos son los factores añadiendo el gas natural necesarios para la formación de hidratos de tan difícil disolución, por ello sería recomendable, si en algún caso se optara por la inyección, la utilización de mezcla de hidrocarburos exentos de agua o bien con un mínimo de contenido de agua.
- g).- Para la detección y cuanteo de condensables contenidos en el gas natural, recomendamos el método que aparece en "Natural Gas and natural Gasoline" de R.L. Huntington en el Apéndice D que descrito en pocas palabras consiste en:
- 1.- Captación de un volumen medido del gas natural, el cual se pasa lentamente a través de carbón activado.
  - 2.- El carbón activado utilizado para la captación de condensables, es sometido en condiciones especiales a destilación.
  - 3.- El destilado obtenido en un recipiente graduado y enfria

do exteriormente por la extrema volatilidad del líquido , nos indica la cantidad de condensable que contenía el volumen de gas natural pasado a través del carbón ac tivado.

## CAPITULO V.- USOS DEL GAS NATURAL.

### V. .1.- Usos Diversos del Gas Natural.

El principal uso del gas natural, es como combustible doméstico e industrial. Los usos domésticos incluye; estufas, calentores de agua, calefactoras, refrigeración, etc...

Los usos industriales son: generación de vapor, generación de potencia, procesos de calentamiento y en petroquímica.

En petroquímica, en un alto sentido, se dice que una substancia es petroquímica, cuando es producido de los hidrocarburos principalmente gas natural, gases licuados y gases residuales de refinería, así:

El negro de humo.- Es material compuesto principalmente de carbón, que se obtiene de la descomposición térmica de los hidrocarburos, el carbón elemental e hidrógeno; este último en presencia del aire forma vapor de agua, se usa como colorante para hacer tintas y pinturas, papel carbón, etc...

Amoníaco ( $\text{NH}_3$ ).- Es un gas incoloro que se obtiene combinando el nitrógeno a alta presión y temperatura, usando el gas natural como fuente de hidrógeno. El Amoníaco y sus derivados: sulfato y nitrato de amonio.

El Amoniaco agricolamente no tiene ningún valor, pero sus derivados son de gran utilidad como fertilizantes.

Combustibles Sintéticos.- La gasolina, el diesel, la gasolina de avión y substancias similares se incluyen en la lista de substancias petroquímicas.

Otros materiales obtenidos de los hidrocarburos son: hule sintético, plásticos, solventes, desinfectantes, etc...

V. 2.- Uso como materia prima para la producción de Amoniaco en el completo petroquímico cosoleacaque.

Descripción del proceso para la obtención del Amoniaco.

El proceso para la elaboración se obtiene de tres materias primas:

- 1).- Gas Natural
- 2).- Vapor de Agua
- 3).- Aire Comprimido

La planta se encuentra dividida en cuatro secciones:

- I.- GENERACION Y PURIFICACION DE GAS
- II.- SINTESIS
- III.- REFRIGERACION Y ALMACENAMIENTO
- IV.- SERVICIOS AUXILIARES

## I. - GENERACION Y PURIFICACION DEL GAS.

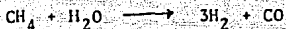
Esta sección está diseñada para generar y purificar la mezcla de hidrógeno y nitrógeno en la relación de tres a uno a partir del gas natural vapor de agua y aire; el vapor usado debe ser saturado.

EL PROCESO CONSTA DE SIETE PASOS:

- 1.- REFORMACION PRIMARIA.- El gas natural procede de Ciudad Pemex, Tab, pasa a unas Torres de carbón en donde eliminan los residuos como azufre, ya que dichos compuestos envenenan a los -- distintos catalizadores que se emplean en la secuencia del -- proceso, la eliminación de estos compuestos se hace preferente por absorción con carbón poroso que ha sido tratado con -- fierro para hacer más selectivo el azufre. Este gas, el cual a temperaturas normales y a altas presiones se absorbe; y en sentido contrario, o sea, a altas temperaturas y bajas presiones se libera.

El flujo pasa a un intercambiador de calor donde aumenta la temperatura a  $353^{\circ}\text{C}$  ( $667.4^{\circ}\text{F}$ ), el flujo total entra al reformador primario donde circula por unos tubos con catalizador de níquel a su vez se acondiciona calor alrededor efectuándose la mezcla de vapor de agua a  $42 \text{ Kg/cm}^2$  ( $597.24 \text{ lb/pg}^2$ ), y a una temperatura de  $359^{\circ}\text{C}$  ( $678.20^{\circ}\text{F}$ ), necesaria para la reac-

ción de reformación y llevándose a cabo la reacción siguiente:



Metano vapor de agua    Hidrógeno    monóxido de carbono.

En los reformadores primarios el 71% del gas natural reacciona -- con vapores de agua.

2.- REFORMACION SECUNDARIA.- El gas resultante a 795°C (1463°F), pasa a la parte superior del reformador secundario, este reformador es un recipiente cilíndrico vertical con aislamiento interno, el catalizador en este recipiente es recubierto con Alúmina (AL<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), aquí se aumenta la temperatura a 1260°C -- (2300°F). Ya que se desarrolla una combustión parcial por la inyección del aire precalentado a 694°C (1200.2°F) y 36 kg/cm<sup>2</sup>, (511.92 lb/pg<sup>2</sup>), pasando después a la parte inferior del mismo a través de una cama con catalizador de níquel, convirtiéndose el metano remanente a monóxido de carbono e hidrógeno. El gas afluyente a 985°C (1805°F), y a 32.4 kg/cm<sup>2</sup>, (460.73 lbs/-pg<sup>2</sup>), pasa a un cambiador de calor para reducir la temperatura a 371°C (700°F), y a su vez produciendo vapor de agua de alta presión de 103 kg/cm<sup>2</sup> (1450.45 lb/pg<sup>2</sup>).

3.- MUTADOR DE ALTA TEMPERATURA.- La mezcla de vapor con presión de media se enfría aún más, luego entran al mutador de alta temperatura que consiste en un tanque cilíndrico vertical --



con dos camas de óxido de hierro como catalizadores para acelerar la reacción, aquí se reduce el CO hasta un 2.2%.

4.- MUTADOR DE BAJA TEMPERATURA.- El gas afluente, pasa a través de dos cambiadores, el primero genera vapor de  $102 \text{ kg/cm}^2$ , y el segundo en contracorriente con el flujo de entrada al metanador, entra el gas hasta  $228^\circ\text{C}$  pasando al mutador de baja temperatura donde en las mismas condiciones que el mutador anterior se efectúa y se completa la reacción de mutación eliminándose por conversión a  $\text{CO}_2$  el CO residual. El gas debe tener un contenido de CO menor de 0.5% mol, 34% hidrógeno, - - -  $30.8 \text{ kg/cm}^2$  ( $437.97 \text{ lb/pg}^2$ ) y  $294^\circ\text{C}$  ( $460.2^\circ\text{F}$ ).

5.- ABSORCION.- El flujo total entra al absorvedor, donde en contraflujo con una corriente de solución de carbonato de potasio ( $\text{K}_2\text{CO}_3$ ) a alta temperatura, se efectúa la absorción de los óxidos de carbono, quedando así el gas de síntesis con contenidos menores de 20 ppm de la suma de CO y  $\text{CO}_2$ .

La solución acuosa de carbonato de potasio ( $\text{K}_2\text{CO}_3$ ), pasa posteriormente al agotador donde en virtud de una operación de destilación se separa el CO y el  $\text{CO}_2$ , dejando en posibilidad de emplearse nuevamente en el proceso siguiente:

6.- AGOTADOR.- El  $\text{CO}_2$  es agotado por el vapor ascendente en el - -

agotador y la solución fluye hacia el fondo, el vapor de agua y el  $\text{CO}_2$  salen por el domo y pasan por un condensador separándose el condensado del  $\text{CO}_2$  en un tambor de reflujo.

El condensado regresa al agotador, y el  $\text{CO}_2$  parte se ventea y parte es mandado a la planta de Urea.

- 7.- METANADOR.- El objeto de reducir los óxidos de carbón que aún existen en las corrientes gaseosas de 20 ppm y que afectan al reactor de Amoniaco, consistente en una torre de catalizador de níquel.

El producto obtenido de estas fases es el gas de síntesis purificado a una presión de  $29.6 \text{ kg/cm}^2$ . ( $420.91 \text{ lb/pg}^2$ ), y temperatura de  $351^\circ\text{C}$  ( $663.8^\circ\text{F}$ ).

## II.- SECCION DE SINTESIS.

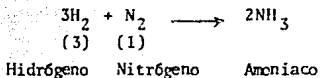
El gas de síntesis purificado se comprime a  $162 \text{ kg/cm}^2$  ( $2303.64 \text{ lb/pg}^2$ ) y  $41^\circ\text{C}$  ( $105.8^\circ\text{F}$ ), con un compresor centrifugo, el cual tiene un sistema para recircular los gases que no se hayan convertido en Amoniaco.

La mezcla con carga fresca y gas recirculando comprimidos entran al reactor de síntesis, donde en presencia de un catalizador de óxido de hierro se efectúa la reacción exotérmica de síntesis, el

mismo calor generado por la reacción y la presión del gas son las condiciones que propician la reacción.

Los gases Amoniacales e inertes que por su concentración no han podido ser condensados, pasan a un sistema donde se separan inertes y se concentra el Amoniac.

En este reactor la reacción que se lleva es la siguiente:



### III.- SECCION DE REFRIGERACION Y ALMACENAMIENTO.

Su objeto es el recibir, almacenar y convertir los gases de salida del reactor de forma líquida.

El proceso se efectúa en condensadores y usando como refrigerante el Amoniac líquido, que a su vez es comprimido en esta sección por compresores centrifugos de refrigeración.

El Amoniac es almacenado a  $2.8 \text{ kg/cm}^2$ , ( $39.81 \text{ lb/pg}^2$ ) y  $(-1^\circ\text{C})$  - ( $30.2^\circ\text{F}$ ).

La presión y temperatura de las esferas de almacenamiento se logra mediante dos compresores Ingersoll Rand movidos por motor sf

crono.

#### IV. - SERVICIOS AUXILIARES.

Estos servicios tienen como finalidad recibir al agua proveniente del Rfo Huazuntlán, almacenarla en tanques y tratarla químicamente mediante filtros de arena y unidades catiónicas y Aniónicas; y utilizarla dentro del proceso para la generación de vapor mediante calderas; y como agua de enfriamiento.

El diagrama de flujo que se muestra en la Fig. 13 ilustra el proceso para la obtención del Amoniaco.

#### Información General sobre el complejo petroquímico Cosoleacaque.

El complejo petroquímico cosoleacaque, localizado en el kilómetro 39+400 de la carretera costera del Golfo, entre los límites de Minatitlán y Cosoleacaque, Ver., es el centro de mayor producción de Amoniaco de América Latina. Ver Fig. 14, fue iniciado en 1968 cuando ya se encontraba en operación una planta desde 1962, con capacidad de 60,000 tons./año.

Actualmente este centro de trabajo está integrado por cinco plantas productoras de Amoniaco, cuya producción total es de 5.000 tons/día, una planta de acrilonitrilo con una capacidad de 75 tons/día, una de paraxileno con capacidad de 120 tons/día. Se en

cuenta dos plantas más en construcción de Amoniaco con una capacidad de 1,500 tons/día cada una.

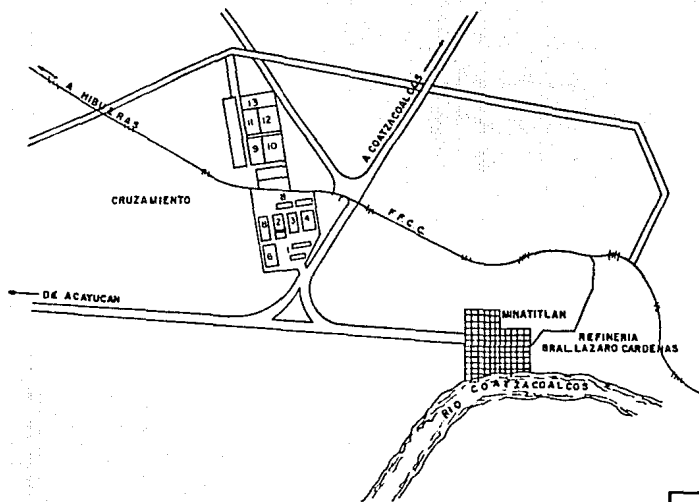
#### Aplicaciones o usos del Amoniaco.

El Amoniaco se usa en la fabricación de fertilizantes nitrogenados y también directamente como fertilizante.

Los productos derivados del Amoniaco comprenden: Urea, Sulfato de Amonio, Nitrato de Amonio, Fosfato de Amonio y Acido Nítrico. Así como la elaboración del Acrilonitrilo.

El Anhídrico Carbónico, sub-producto de las plantas de Amoniaco, se utiliza en la fabricación de la Urea, del hielo seco y de las bebidas gaseosas.





- 1.- OFICINAS ADMVAS.
- 2.- PTA. AMONIACO N.º 1
- 3.- PTA. AMONIACO N.º 2
- 4.- PTA. AMONIACO N.º 3
- 5.- PTA. DE ACRILONITRILLO
- 6.- PTA. DE PARAXILENOS
- 7.- ALMACEN
- 8.- TALLERES
- 9.- SERV. AUXILIARES
- 10.- TORRE DE ENFRIAMIENTO
- 11.- AREA DE ALMACENAMIENTO
- 12.- PTAS DE AMONIACO 4 Y 5
- 13.- PTAS DE AMONIACO 6 Y 7

FIG. 14

U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

LOCALIZACION DEL COMPLEJO  
PETROQUIMICO COSOLEACAQUE

F.C.O. R. ESQUEDA ALAKAMURA

### V.3. Usos dentro de la Industria petrolera.

#### a).- Métodos artificiales de producción.

##### 1).- Bombeo neumático continuo.

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción para aerear o aligerar la columna de fluidos, hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado.

##### 2).- Bombeo neumático intermitente.

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinando volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión; el gas es inyectado en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos; este gas pasa posteriormente del espacio anular a la T.P. a través de una válvula que va insertada en la tubería de producción. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la t.p. es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía de gas.

#### b).- Accionar equipos neumáticos.

#### c).- Métodos de recuperación secundaria.



En mecanismos de recuperación secundaria por inyección de gas natural.

Al explotar al yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, es a lo que se ha venido entendiendo por recuperación secundaria.

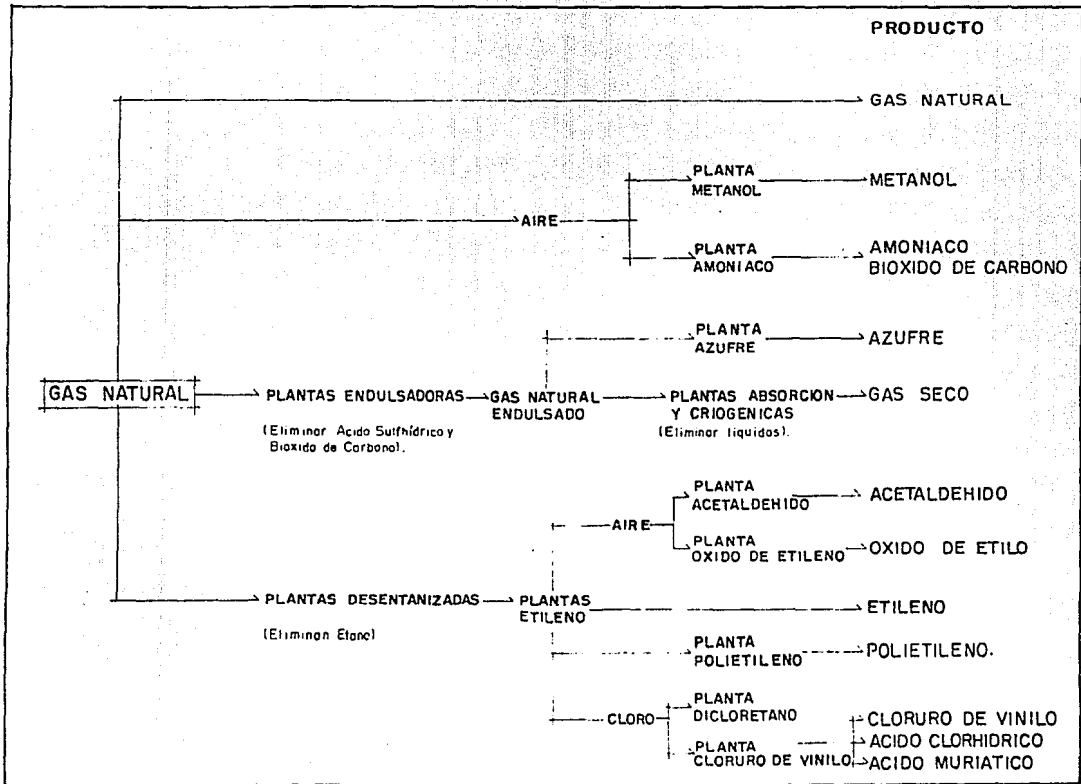
Se tiene que ayudar por medio de un sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo).

En México, los métodos de recuperación secundaria de más éxito son inyección de agua y inyección de gas seco.

Para diferentes viscosidades del gas se tendrá que:

Cuando más viscoso es el fluido desplazante, se tendrán mayores eficiencias de desplazamiento y por ende, se tendrán mayores recuperaciones.

#### V.4 ESQUEMA DE DERIVADOS DEL GAS NATURAL .



V.6. DISTRIBUCION DE GAS NATURAL DURANTE 1986.  
 CIFRAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS ESTANDAR SIN CORREGIR POR PODER CALORIFICO  
 RESUMEN GENERAL

<u>SECTOR</u>	<u>ELECTRICO</u>	<u>INDUSTRIAL</u>	<u>DOMESTICO</u>	<u>* P E M E X</u>	<u>EXPORTACION</u>	<u>T O T A L</u>
ENERO	182,923	815,675	111,088	908,976	-	2'018,662
FEBRERO	277,324	877,642	99,663	1'070,285	-	2'324,914
MARZO	277,767	841,551	79,135	1'142,802	-	2'341,255
ABRIL	271,757	844,535	72,608	1'123,905	-	2'312,805
MAYO	261,904	782,524	70,325	1'114,087	-	2'228,840
JUNIO	297,028	756,057	68,883	1'082,148	-	2'204,116
JULIO	280,024	738,677	66,687	1'070,648	-	2'156,036
AGOSTO	293,824	721,981	65,137	1'098,972	-	2'179,914
SEPTIEMBRE	329,307	698,692	68,203	1'133,192	-	2'229,394
OCTUBRE	311,867	697,505	74,309	1'091,295	-	2'174,976
NOVIEMBRE	311,640	724,315	93,315	1'081,262	-	2'210,465
DICIEMBRE	284,009	680,798	125,732	1'106,183	-	2'196,722
PROM. DIARIO						
ANUAL	281,615	764,990	82,924	1'085,313	-	2'214,842

\* INCLUYE LO ENTREGADO A LA REFINERIA DE MADERO, DIRECTO DE CAMPOS.

V.5 RESUMEN DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL DURANTE 1985  
 CIFRAS EN MILLONES DE PIES CUBICOS ESTANDAR SIN CORREGIR POR PODER CALORIFICO

<u>SECTOR</u>	<u>ELECTRICO</u>	<u>INDUSTRIAL</u>	<u>DOMESTICO</u>	<u>* P E M E X</u>	<u>EXPORTACION</u>	<u>T O T A L</u>
ENERO	216,991	935,812	140,490	1'118,721	-	2'412,014
FEBRERO	223,641	954,806	119,623	1'115,186	-	2'413,256
MARZO	247,258	950,298	83,110	1'003,277	-	2'1283,943
ABRIL	233,126	903,564	72,198	1'110,138	-	2'319,026
MAYO	226,523	923,237	69,992	1'092,873	-	2'312,625
JUNIO	233,503	917,607	66,891	1'083,328	-	2'301,329
JULIO	220,714	924,116	66,965	1'102,806	-	2'314,601
AGOSTO	217,821	919,959	66,522	1'119,976	-	2'324,278
SEPTIEMBRE	228,038	876,711	67,739	1'028,795	-	2'1201,283
OCTUBRE	235,766	890,085	74,152	1'085,975	-	2'285,978
NOVIEMBRE	225,730	906,888	82,699	1'106,248	-	2'321,565
DIEMBRE	217,859	839,326	113,326	1'186,773	-	2'357,072
PROMEDIO						
DIARIO	227,247	911,867	85,291	1'096,175	-	2'320,580
ANUAL						

\* INCLUYE LO ENTREGADO A LA REFINERIA DE MADERO, DIRECTO DE CAMPOS.

V.7. GAS NATURAL PARA USO INDUSTRIAL.

COSTO

	AÑO	1982	1983	1984	1985	1986	1987
ENERO	PESOS/M <sup>3</sup>	0.523	1.562	6.4261	12.1652	27.0957	50.4348
FEBRERO	" "	0.536	1.639	6.4261	12.6870	28.0957	50.4348
MARZO	" "	0.549	1.722	6.9478	13.2087	29.1391	50.4348
ABRIL	" "	0.563	1.808	7.4696	13.7305	30.2174	66.9565
MAYO	" "	0.577	1.897	7.9933	14.2522	31.3391	66.9565 2 180 43
JUNIO	" "	0.893	3.296	8.5130	14.7739	32.4957	
JULIO	" "	0.938	3.817	9.0348	15.0348	33.4696	
AGOSTO	" "	0.985	4.331	9.5565	15.8174	34.4183	
SEPTIEMBRE	" "	1.034	4.8609	10.0783	16.3391	42.6087	
OCTUBRE	" "	1.086	5.3826	10.6000	16.8609	45.2174	
NOVIEMBRE	" "	1.140	5.9043	11.1217	17.3826	47.8261	
DICIEMBRE	" "	1.550	6.4261	11.6435	17.9044	50.4348	
COSTO PROMEDIO POR AÑO INCLUI							
YENDO I.V.A. PESOS M <sup>3</sup>							
		0.9942	4.0877	10.1402	17.2900	41.44	65.60
COSTO PROMEDIO POR AÑO INCLUI							
YENDO I.V.A. PESOS/MMPC.							
		2.8152	11.5753	28.7144	48.9608	1 173 473	1 857 620

## CONCLUSIONES

1. El gas natural representa la alternativa en el uso de energéticos ya que su manejo representa un menor peligro para la humanidad, lo que no sucede en el uso de la energía nuclear, la cual puede llegar a afectar grandes áreas por tiempo indefinido
2. El gas natural representa la materia prima básica que se emplea en procesos petroquímicos que tanto nos benefician como son: fibras, medicamentos y alimentos.
3. Si estructuramos los elementos básicos como el gas, crudo etc. En petroquímicos, incrementara la entrega de divisas, a la vez que se ira dependiendo menos de países altamente desarrollados.
4. El manejo de gas implementara tecnología para su compresión con lo que se evitará seguir importando gas licuado para usos domésticos y gasolinas.
5. Su manejo es fácil y en caso de fugas su efecto no es tan problemático como lo ha demostrado la energía nuclear.

6. Es conveniente que la Ingeniería Mexicana aproveche al máximo energía alterna como viento, calor, vapor y gas natural de las cuales existen en México y que no hagan uso de energías que no se puedan controlar, en caso de fugas.
  
7. Es necesario que se implementen procesos viables económicamente para aprovechar el gas natural debido a que es indispensable someterlo antes a procesos de deshidrosulfuración.

## INDICE DE FIGURAS

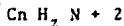
	PAGINA
Fig. # 1.- Yacimiento clásico de hidrocarburos .....	10
Fig. # 2.- Diferentes zonas de formación de los.- hidrocarburos .....	13
Fig. # 3.- Migración de los hidrocarburos .....	19
Fig. # 4.- Migración de los hidrocarburos y formación de los yacimientos .....	20
Fig. # 5.- Esquema de un tubo de venturi .....	39
Fig. # 6.- Esquema de una tobera de flujo .....	40
Fig. # 7.- Esquema de tomas de bridas .....	45
Fig. # 8.- Sistema de toma de vena contracta.....	46
Fig. # 9.- Esquemas de tomas de tubería .....	47
Fig. # 10.- Esquema de bridas del tipo con rosca .....	50
Fig. # 11.- Esquema de bridas soldadas .....	51
Fig. # 12.- Tabla del contenido aproximado de 10 lb de agua/l X 10 <sup>5</sup> ft <sup>3</sup> gas .....	58
Fig. # 13.- Diagrama de flujo de una planta de amoniaco.....	81
Fig. # 14.- Localización del complejo petroquímico Coso leacaque .....	82



## NOMENCLATURA

## SIMBOLOS

## DEFINICION



Fórmula general para los alcanos



Metano



Etano



Butano



Pentano



Exano



Bióxido de carbono



Acido sulfhídrico



Nitrógeno



Helio



Amoniaco



Isobutano



Butano



Isopentano



Pentano



Peso molecular



Gravedad Específica



Grados centigrados



Metros



Mega pascales



Kilometros



Agua

CO	Monoxido de carbono
q	Gasto en $\text{cm}^3/\text{seg}$
$\rho_w$	Densidad del agua a $60^\circ\text{F}=1.000 \text{ gr}/\text{cm}^3$
g	Aceleración de la gravedad = $978.73 \text{ cm}/\text{seg}^2$
d	Diámetro del orificio en cm, pg
$\rho$	Densidad del gas en $\text{gr}/\text{cm}^3$ , $\text{lbs}/\text{pie}^3$
H <sub>w</sub>	Altura de la columna de agua en cm
$\rho_a$	Densidad del aire seco a $14.73 \text{ lb}/\text{pg}^2$ absolutas y $32^\circ \text{ F}$
v <sub>g</sub>	Densidad relativa del gas (aire seco = 1.000)
P <sub>f</sub>	Presión de flujo, $\text{lb}/\text{pg}^2$ absoluta
T <sub>f</sub>	Temperatura de flujo, °R
P <sub>b</sub>	Presión absoluta a condiciones base, $\text{lb}/\text{pg}^2$
q <sub>b</sub>	Gasto en $\text{pie}^3/\text{hr}$ a condiciones base.
C'	Constancia del orificio
h <sub>w</sub>	Presión diferencial en pg de agua
P <sub>g</sub>	Presión estática absoluta en $\text{lb}/\text{pg}^2$

M.D.P.	Medidor de desplazamiento positivo
Q	Cantidad de gas en M <sup>3</sup> /día a cond. - base.
QM	Cantidad de gas a las condiciones de línea.
F <sub>p</sub>	Factor de corrección por presión - para reducir el volumen a la presión base.
F <sub>t</sub>	Factor de corrección por temperatura para reducir a temperatura base
F <sub>p v</sub>	Temperatura base en °C
F <sub>p v</sub>	Factor de corrección por desviación a la ley de Boyle.
F <sub>p c</sub>	Factor de corrección por diferente poder calorífico a la base de - 8460 cal/m <sup>3</sup>
P <sub>A</sub>	Presión atmosférica del lugar kg / cm <sup>2</sup>
P	Presión de la línea en kg/cm <sup>2</sup> man.
T <sub>b</sub>	Temperatura base en °C
p.C.S.	Poder calorífico del gas en cal/m <sup>3</sup>
.8899	Factor para transformar a cond. base saturada.
C C F	Calorias por pie cúbico
M M C F	Miles de miles de pies cúbicos

B.T.U.

Es la cantidad de calor necesaria -  
para elevar un, grado Fahrenheit -  
la temperatura de 1 lt de agua.

R-S-R'

Fórmula general para mercaptanos

R-SH

Fórmula general para sulfuros.

C F

Pie cúbico

S.T.D.S.C.

Sistema troncal ductos sur centro.

P P M

Partes por millón

 $Al_2 O_3$ 

Alúmina

 $K_2 CO_3$ 

Carbonato de potasio

## BIBLIOGRAFIA

- CAPITULO I Canevari Castan Patiño. "Estudio sobre suministro de una estación de recolección a una estación de medición" tesis profesional Instituto Tecnológico Regional de Veracruz.  
mayo (1979)
- CAPITULO II Bernard Durand y Mickel Valais.-" Revista de energía, mundo científico, gas natural" Volumen 3 número 29  
Instituto francés del petróleo (1982)
- CAPITULO III "Nociones sobre medición de fluidos a través de orificios"  
Orificce metering of natural gas  
Gas measurement Commitee Report. No. 3
- CAPITULO IV Katz, Cornell,.- "Handbook of natural gas Engineering"
- CAPITULO V David López Pimentel.- "Cálculo del sistema de tubería de gas, - del separador 120-F, a las torres de carbón 101) y 102), de la — planta 4 y 5 del complejo petroquímico de Cosoleacaque".  
Tesis. Instituto Politécnico Nacional (I.P.N.) abril (1981).  
José Angel Gómez Cabrera "Apuntes de producción de pozos I"  
Facultad de Ingeniería U.N.A.M.  
Diciembre 1986.