

24124

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA



**UTILIZACION DEL N_2 Y DEL CO_2 EN OPERACIONES
DE REPARACION DE POZOS PETROLEROS**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSE MANUEL REYES AGUIRRE



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.

FE DE ERRATAS.

PAGINA	REGLON	DICE	DEBE DECIR
2	9	antarior	anterior
11	7	expnación	expansión
49	20	disparaos	disparos
51	10	espuma	espumas
51	10	hidrsotática	hidrostática
53	3	disminmuye	disminuye
54	4	calidad (%)	calidad (fracción)
70	1	depresión	de presión
81	3	duante	diante
83	9	underbalnced	underbalanced
108	11	acidificación	estimulación
109	7	diénose	diéndose
109	7	hirostática	hidrostática
111	10	cada por	por cada
143	8	rectficadoes	rectificadores
145	20	exsita	exista
146	20	acarbono	carbano
148	8	comonente	comunente
148	19	pododo	podido
154	2	Co2	CO2
174	19	885.9 °F	885.9 °C
189	8	abudancia	abundancia
190	23	reaparación	reparación
193	27	méxima	máxima

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-248



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Señor JOSE MANUEL REYES AGUIRRE.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Carlos Islas Silva, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis - de su examen profesional de ingeniero petrolero:

"UTILIZACION DEL N_2 Y DEL CO_2 EN OPERACIONES DE REPARACION DE POZOS PETROLEROS".

- I INTRODUCCION.
- II PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL N_2 Y DEL CO_2 .
- III APLICACIONES DEL N_2 Y TECNOLOGIA.
- IV APLICACIONES DEL CO_2 Y TECNOLOGIA.
- V EQUIPO PARA EL MANEJO DE N_2 Y CO_2 .
- VI FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA EL USO DE CO_2 POR N_2 .
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
NOMENCLATURA.
REFERENCIAS.

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Coordinación de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 26 de noviembre de 1987.

EL DIRECTOR


DANIEL RESENDIZ NUNEZ

DRN'RJS'gtg

CONTENIDO

I Introducción.	2
II Propiedades físicas y químicas del N₂ y del CO₂.	6
II.1 Nitrogeno.	6
II.1.1 Propiedades físicas del nitrógeno.	6
II.1.2 Propiedades químicas del nitrógeno..	8
II.1.3 Fuentes de nitrógeno.	9
II.1.3.1 Separación criogénica del aire.	10
II.1.3.2 Generadores de gases inertes.	11
II.1.3.3 Absorción por variación de presión.	12
II.2 Dióxido de carbono.	12
II.2.1 Propiedades físicas del dióxido de carbono..	13
II.2.2 Propiedades químicas del dióxido de carbono.	15
II.2.3 Fuentes de dióxido de carbono.	17
II.2.3.1 Producción de dióxido de carbono a partir de gases de desecho.	18
II.2.3.2 Producción de dióxido de carbono a partir de pozos de gas.	19
III Aplicaciones del N₂ y tecnología.	40
III.1 Introducción.	40
III.2 Inducción de pozos y desplazamiento de fluidos.	41
III.3 Remoción de sólidos..	49
III.4 Colocación de empacamientos de grava.	54
III.5 Cementación de tuberías..	58
III.6 Disparos en seno de nitrógeno.	62
III.7 Acidificaciones..	65
III.8 Fracturamientos..	71
III.9 Precauciones durante el manejo del N ₂ .	78
III.10 Resultados de campo.	80
IV Aplicaciones del CO₂ y tecnología.	98
IV.1 Introducción..	98

IV.2 Desplazamiento de fluidos.	99
IV.3 Acidificaciones.	108
IV.4 Fracturamientos.	114
IV.5 Recomendaciones para el diseño de tratamientos con CO ₂	121
IV.6 Precauciones durante el manejo del CO ₂	122
IV.7 Resultados de campo.	125
V Equipo para el manejo de N₂ y CO₂.	134
V.1 Introducción.	134
V.2 Equipo para el manejo de nitrógeno.	134
V.2.1 Unidad de bombeo de nitrógeno.	135
V.2.1.1 Caldera.	136
V.2.1.2 Vaporizador.	136
V.2.1.3 Bomba criogénica.	137
V.2.1.4 Tanque criogénico.. . . .	137
V.2.1.5 Tuberías y conexiones.. . . .	138
V.2.1.6 Tablero de control.	138
V.2.2 Generador de espuma.. . . .	139
V.2.3 Medición del flujo de nitrógeno e instrumentos.	141
V.3 Equipo para el manejo de dióxido de carbono.	143
V.3.1 Materiales de construcción.	145
V.3.1.1 Materiales metálicos.	146
V.3.1.2 Materiales no metálicos.	147
V.3.2 Unidad de bombeo de dióxido de carbono líquido.	148
V.3.3 Unidad de bombeo de dióxido de carbono gaseoso.	149
V.3.4 Medición del flujo de dióxido de carbono e instrumentos.	150
VI Factibilidad técnica y económica para el uso de CO₂ por N₂.. . . .	162
VI.1 Introducción.. . . .	162
VI.2 Consideraciones técnicas.. . . .	163
VI.2.1 Inducción de pozos y desplazamiento de fluidos.. . . .	166
VI.2.2 Operaciones con espuma.. . . .	171
VI.3 Consideraciones económicas.	176

VII Conclusiones y recomendaciones. 189

Nomenclatura. 192

Apendice A.

Determinación de las caídas de presión durante el flujo
de espumas por tuberías y espacios anulares. A-1

Apendice B.

Cálculo del coeficiente combinado de pérdida de fluido
para fluidos fracturantes espumados con N_2 o CO_2 B-1

CAPITULO I.

CAPITULO I: INTRODUCCION.

Durante el desarrollo de la explotación de los pozos petroleros éstos pueden presentar diferentes anomalías en su comportamiento. Dichas anomalías se manifiestan generalmente como una reducción parcial o total de la producción de hidrocarburos, y pueden ser ocasionadas por el proceso mismo de explotación o bien por intervenciones mal diseñadas y/o ejecutadas. Debido a lo anterior, la rama de la Ingeniería Petrolera encargada del cuidado, mantenimiento y conservación de los pozos petroleros, es decir la Ingeniería de Pozos*, programa y realiza diversas intervenciones a los pozos, tendientes al restablecimiento de la capacidad productiva de los mismos.

En algunas de estas intervenciones se utilizan diferentes sustancias que por sus propiedades físicas y químicas ayudan en una u otra forma a solucionar los problemas que aquejan a los pozos. El nitrógeno y el dióxido de carbono, N_2 y CO_2 respectivamente, son dos de estas sustancias que por sus características tan peculiares se utilizan ampliamente en este tipo de operaciones.

Sin embargo, en México solamente el nitrógeno ha experimentado una utilización sistemática en las operaciones en pozos y, por ser una sustancia suministrada por compañías privadas de servicio, el costo de las operaciones resulta muy elevado. Lo anterior ha motivado la búsqueda de otras sustancias que como el dióxido de carbono, cuyos excedentes como subproducto de procesos petroquímicos e industriales no son actualmente utilizados, sean susceptibles de sustituir al nitrógeno por lo menos parcialmente.

* Carlos Islas. "Estimulación y reparación de pozos." Notas de clase. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

Lo anteriormente expuesto constituye la razón principal para la realización de este trabajo, el cual tiene como objetivos fundamentales los siguientes:

- 1) Dar a conocer las principales aplicaciones actuales del N_2 y del CO_2 en las operaciones en pozos que pueden formar parte de un programa de reparación.
- 2) Establecer la posibilidad de utilizar al CO_2 en las operaciones en que tradicionalmente se ha utilizado al nitrógeno en México.

El trabajo se llevó a cabo utilizando diferentes técnicas. Se procedió primero a la búsqueda de información sobre el tema, para después seleccionarla y analizarla cuidadosamente. Dicha información se obtuvo de libros y revistas especializadas, manuales de las compañías de servicios a pozos, boletines de información técnica de dichas compañías, informes de proyectos relacionados realizados en el Instituto Mexicano del Petróleo y en Petróleos Mexicanos, cursos sobre reparación de pozos impartidos en el IMP, etc. También se realizaron visitas al campo para observar directamente algunas de las operaciones donde actualmente se utiliza al nitrógeno.

Una vez obtenida toda la información que se consideró necesaria, se revisó ésta y junto con lo observado en las operaciones de campo se procedió a analizar aquellas en las cuales se utilizan el N_2 y el CO_2 . En base a este análisis se determinaron las operaciones en las que el CO_2 puede sustituir al N_2 .

Para lograr los objetivos propuestos, el trabajo se divide en cinco capítulos, además del correspondiente a esta introducción que es el capítulo I y al de las conclusiones y recomendaciones que es el capítulo VII. En el capítulo II se hace una exposición de las propiedades físicas y químicas del N_2 y del CO_2 , las cuales permiten su utilización en las operaciones en pozos petroleros. En los capítulos III y IV se pre-

senta una breve descripción de las operaciones en que actualmente se aplican estos dos gases, mencionando también la forma y las condiciones en que estos son utilizados. El capítulo V describe el equipo utilizado para el manejo de ambas sustancias en estado líquido o gaseoso. Finalmente en el capítulo - VI se presenta un análisis de los diferentes factores técnicos y económicos que en un momento dado pueden favorecer o limitar la sustitución del N_2 por CO_2 . Así mismo, en este capítulo se presenta la forma en que, de ser posible, el CO_2 se utilizaría en las operaciones en que tradicionalmente se ha empleado al N_2 .

En todos los capítulos que así lo ameritan se presentan algunos ejemplos cuyo propósito es demostrar las técnicas y las condiciones en que el N_2 y el CO_2 son utilizados, así como la forma de determinar algunos parámetros propios de las operaciones con estos gases.

Algunas de las gráficas que se presentan en este trabajo fueron tomadas de los diferentes manuales proporcionados por las compañías de servicios a pozos, y por brevedad de espacio se incluyen únicamente las necesarias para la resolución de los ejemplos.

CAPITULO II.

CAPITULO II: PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL N₂ Y DEL CO₂.

II.1 NITROGENO. (1,2)*

El nitrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido. En su estado natural se presenta en forma de moléculas diatómicas, N₂, y posee las mismas características de los gases inertes ya que no reacciona fácilmente con otras sustancias. Aunque no es tóxico, a concentraciones elevadas impide la respiración de los organismos vivos al disminuir la cantidad de oxígeno en el aire. Es muy poco soluble en agua y en la mayoría de los líquidos. En la naturaleza se encuentra mezclado con otros gases para formar el aire del cual constituye casi un 80 % en peso. En forma combinada se le encuentra en el amoníaco, las sales de amonio, el nitrato de potasio, el nitrato de sodio y las proteínas. Se le aplica principalmente en la elaboración de fertilizantes, ácido nítrico, instrumentos neumáticos, refrigeración, inertización de líneas y tanques, petroquímica, recuperación secundaria de hidrocarburos, etcétera.

II.1.1 PROPIEDADES FISICAS DEL NITROGENO.

El nitrógeno es un elemento que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre puede existir en estado sólido, líquido o gaseoso. Sin embargo, sus aplicaciones en la industria petrolera incluyen únicamente los dos últimos debido a las características tan especiales -

* Referencias al final del capítulo.

de ambos. La tabla II.1* presenta los valores de algunas de las propiedades físicas del nitrógeno líquido y gaseoso.

El nitrógeno adquiere diferentes estados físicos dependiendo de la presión y la temperatura que se le apliquen. En la figura II.1 se muestra el diagrama de fases del nitrógeno para diferentes condiciones de presión y temperatura.

El nitrógeno producido en las plantas de proceso se pasa al estado líquido enfriándolo a una temperatura menor a los -233 °F, que es su temperatura crítica. A temperaturas mayores existe solamente como gas independientemente de cuanto sea la presión a que se someta. A dicha temperatura de -233 °F el nitrógeno gaseoso comenzará a licuarse cuando la presión que se le aplique sea de 492 lb/pg², es decir, cuando se alcance su presión crítica. En estado líquido el nitrógeno es un fluido incoloro y solo puede existir como tal a temperaturas entre -233 y -346 °F, y presiones en el rango de 492 a 1.82 lb/pg². Debido a lo anterior y a que el nitrógeno se transporta como líquido a los pozos, la presión de operación de los tanques de almacenamiento y transporte de éste debe ser tal que permita la presencia de nitrógeno líquido a la temperatura del depósito. En la tabla II.2 se presenta la variación de la presión de vapor del nitrógeno con la temperatura, así como las densidades correspondientes del líquido y del gas.

Aunque las principales aplicaciones del nitrógeno incluyen solamente sus estados líquido y gaseoso, el estado sólido se puede presentar si la temperatura cae por debajo de los -346 °F. el estado sólido presenta dos hábitos cristalinos: la forma α o cúbica, la cual es estable a temperaturas menores a -395.5 °F, y la forma β o hexagonal, que es estable a temperaturas entre -395.5 y -346 °F.

Los tres estados físicos del nitrógeno pueden coexistir en equilibrio si las condiciones de presión y temperatura son

* Las tablas y figuras se presentan al final del capítulo.

1.82 lb/pg² y -346 OF respectivamente, por esta razón dicho punto se conoce como el punto triple del nitrógeno.

Otras propiedades del nitrógeno de interés especial para este trabajo se presentan en las figuras II.2 a II.7, en las cuales se muestra la variación de dichas propiedades con la presión y la temperatura. Las propiedades incluidas son: el factor de compresibilidad, figura II.2, la viscosidad, figura II.3, el calor específico a presión constante, figura II.4, la relación de calores específicos C_p/C_v , figura II.5, la conductividad térmica, figura II.6 y la solubilidad en agua y en aceite, figura II.7.

II.1.2 PROPIEDADES QUIMICAS DEL NITROGENO.

El nitrógeno, con símbolo N y número atómico 7, es un elemento no metálico que existe en la naturaleza en forma de gas diatómico. Existen dos isótopos estables, el N^{14} y el N^{15} , los cuales se presentan en cantidades aproximadas de 99.62 y 0.38 % respectivamente y que dan un peso atómico promedio de 14.008. El nitrógeno es el elemento más ligero en el grupo VA de la tabla periódica. Aunque al formar compuestos puede adquirir diferentes valencias, sus valores principales son +5 y -3. La configuración electrónica del nitrógeno en su estado basal es $1s^2, 2s^2, 2p, 2p, 2p$.

La inactividad del nitrógeno en condiciones normales se debe a que su molécula es muy estable. Esta estabilidad es posible gracias al enlace triple del nitrógeno atómico al formar el nitrógeno molecular. Lo anterior puede explicarse con ayuda de la figura II.8 que es una representación de la estructura molecular del nitrógeno. La capa exterior de electrones está incompleta pues faltan tres para integrar el octeto. Cuando dos átomos se combinan para formar una molécula resulta una configuración estable debido a que los electrones fal-

tantes son compartidos por ambos. El esquema mostrado en la figura II.8 es una disposición posible; los dos núcleos y el par de electrones restantes quedan dentro de la envoltura externa de ocho electrones. La molécula presenta así la configuración extraordinariamente estable de los gases inertes, o sea una envoltura exterior de ocho electrones. De esta forma, para activar al nitrógeno y hacerlo reaccionar con otros elementos es necesario someterlo a temperaturas muy elevadas y en ocasiones a descargas eléctricas muy intensas. (3)

Las propiedades físicas y químicas del nitrógeno hacen que su aplicación en las operaciones en pozos tenga ciertas ventajas entre las que destacan las siguientes:

- 1) es un gas inerte, lo cual elimina las posibilidades de incendio durante su empleo en los pozos.
- 2) se mantiene en estado gaseoso a presiones elevadas.
- 3) tiene una alta relación de conversión de líquido a gas.
- 4) es muy poco soluble en agua.
- 5) reduce también el daño a las formaciones.

II.1.3 FUENTES DE NITROGENO. (2)

El nitrógeno se produce industrialmente separándolo del aire. Existen tres métodos principales de separación: la destilación criogénica, la combustión de hidrocarburos y la absorción por variación de presión. La selección de cualquiera de los métodos depende de la capacidad de producción deseada y de la pureza requerida del nitrógeno. La destilación criogénica es la alternativa más adecuada para la producción a gran escala de nitrógeno puro, y es el método más ampliamente utilizado de los tres. Cantidades apreciables de nitrógeno de mg nor pureza pueden obtenerse a partir de la combustión de hidrocarburos, pero en ocasiones el alto precio de los mismos -

disminuye el atractivo económico de este método para producirlo. Si las necesidades de producción son pequeñas, el método de absorción por variación de presión es el más recomendable.

II.1.3.1 SEPARACION CRIOGENICA DEL AIRE. (2)

El nitrógeno se produce junto con el oxígeno en plantas de gran capacidad. Dichas plantas producen de 100 a cerca de 4 000 toneladas métricas por día de ambos gases.

En los lugares donde se requiere un abasto constante de nitrógeno gaseoso, como es el caso de los distritos petroleros, debe considerarse la construcción de una planta local diseñada para producir nitrógeno exclusivamente. La figura II.9 presenta el diagrama de una planta de separación criogénica del aire para la producción de nitrógeno.

El aire que ha sido comprimido previamente a 100 lb/pg², aproximadamente, es alimentado a un paquete de refrigeración que contiene un intercambiador de calor, una trampa de geles y un calentador. El aire comprimido se enfría en el intercambiador de calor por contraste de temperaturas con el nitrógeno producido y los gases de desecho. Toda el agua, y la mayoría del dióxido de carbono y los hidrocarburos que entran con el aire, son separados por enfriamiento en los intercambiadores de calor. Las corrientes de agua y de gases de desecho -- son recirculadas a intervalos regulares para que, tanto el -- agua como el dióxido de carbono y los hidrocarburos que son -- enfriados y separados del aire, sean acarreados en la corriente de gases de desecho. Después de pasar por el intercambiador de calor, el aire es circulado hacia una trampa de geles donde los hidrocarburos peligrosos y el dióxido de carbono remanentes son removidos.

El aire limpio se enfría todavía más en el calentador -- (intercambiador de calor), y es introducido en una columna de

destilación donde se licúa y separa en nitrógeno puro y gases de desecho. Ambas corrientes se calientan nuevamente conforme pasan por el intercambiador de calor. El nitrógeno producido se transporta posteriormente a través de tuberías.

Las necesidades de refrigeración de la planta se satisfacen expandiendo una parte de los gases de desecho a través de una turbina de expansión, o circulando nitrógeno líquido proveniente de un tanque de almacenamiento. El nitrógeno producido se transporta a 10 lb/pg² aproximadamente, dependiendo de la capacidad de la planta. La presión en la tubería puede incrementarse utilizando compresoras adicionales. El nitrógeno así producido contiene menos de 30 ppm de impurezas, con un máximo de 5 ppm de oxígeno y un punto de rocío de -76 °F.

II.1.3.2 GENERADORES DE GASES INERTES. (2)

En los generadores de nitrógeno a partir de gases de desecho se quema una mezcla de gas natural y aire, y los productos de la combustión son removidos dejando únicamente nitrógeno purificado. Un sistema típico incluye elementos tales como un compresor de aire, controles para el flujo de aire y de gas, un quemador y una cámara de combustión, un conjunto secador enfriador, y un juego de mallas moleculares absorbentes. El aire filtrado es succionado por una compresora y junto con el gas natural es dosificado para producir una relación aire-gas específica en el quemador. La mezcla arde en la cámara de combustión en una reacción exotérmica que permite una combustión completa. El gas quemado contiene nitrógeno, dióxido de carbono, vapor de agua y pequeñas cantidades de monóxido de carbono e hidrógeno. Los gases que salen de la cámara de combustión se enfrían en un condensador, y pasan a través de un separador de vapor donde se les extrae el agua condensada. Los gases fluyen posteriormente por un secador enfriador don-

de su punto de rocío se reduce a 40 °F aproximadamente. El dióxido de carbono y la mayoría del vapor de agua se extraen en una malla molecular; para ello se utilizan dos mallas en forma alternada, los gases se purifican en una de ellas mientras que la otra es activada por succión. El nitrógeno que se produce en esta forma contiene cerca de 500 ppm de monóxido de carbono e hidrogeno, con un punto de rocío de -76 °F y una presión de suministro cercana a la atmosférica.

II.1.3.3 ABSORCION POR VARIACION DE PREBION. (2)

El uso de sistemas de absorción por variación de presión es reciente (1978). Un sistema típico incluye dos bancos absorbentes que contienen cada uno una malla molecular de carbón activado. Un compresor alimenta con aire a uno de los bancos, y este a su vez absorbe todo el oxígeno, vapor de agua y dióxido de carbono contenidos en el aire, mientras que el nitrógeno continúa su camino a través de las tuberías de producción. Al mismo tiempo el otro banco es depresionado, y el oxígeno, vapor de agua y dióxido de carbono que habían sido absorbidos por el mismo son expulsados de la malla molecular. El represionamiento y depresionamiento de los bancos se alterna con válvulas de control. Los periodos óptimos de carga y descarga se seleccionan de acuerdo con la pureza deseada del nitrógeno.

II.2 DIOXIDO DE CARBONO. (4)

El dióxido de carbono es un gas incoloro, con un débil olor y sabor amargo. Van Helmont fué el primero en identificarlo como gas cuando detectó su presencia como producto de -

la combustión y de la fermentación. Actualmente es un subproducto de muchos procesos industriales. Generalmente se le encuentra como uno de tantos en una mezcla de gases, por lo cual es necesario separarlo, recuperarlo y prepararlo para su uso comercial en forma sólida, líquida o gaseosa. Se le encuentra también en los productos de la combustión de todos los combustibles carbonatados, en el gas natural, como producto del metabolismo animal y en pequeñas cantidades en la atmósfera. Sus aplicaciones incluyen la carbonatación de bebidas, extinción de incendios, recuperación secundaria de hidrocarburos, etc. Aunque está presente en la atmósfera y en procesos metabólicos animales y vegetales, el dióxido de carbono no se recupera económicamente de estas fuentes.

II.2.1 PROPIEDADES FISICAS DEL DIOXIDO DE CARBONO. (4)

El dióxido de carbono existe en cualquiera de tres estados físicos, gas, líquido o sólido. El gas es incoloro y tiene un peso específico de 1.5 (aire=1). No es tóxico y posee un ligero olor amargo. La tabla II.3 presenta una lista de algunas propiedades físicas del dióxido de carbono.

La figura II.10 ilustra el comportamiento de fases del dióxido de carbono para diferentes condiciones de presión y temperatura, mediante un diagrama de fases.

Si el dióxido de carbono se enfría y comprime suficientemente, pasa al estado líquido. Sin embargo, este gas no puede licuarse a temperaturas arriba de 88 °F, sin importar cuanto sea comprimido. Esta temperatura de 88 °F se conoce como la temperatura crítica del dióxido de carbono. Esta es la temperatura más alta a la que el dióxido de carbono puede existir en forma de líquido. La presión correspondiente bajo la cual dicho compuesto comenzará a licuarse es de aproximadamente -- 1 066 lb/pg² y se le conoce como presión crítica.

El dióxido de carbono líquido es un fluido incoloro que, a 0 °F y 300 lb/pg² tiene aproximadamente la misma densidad - que el agua. En estado líquido solo puede existir a temperaturas entre 88 y -70 °F y presiones en el rango de 1 066 a 75.1 lb/pg². El dióxido de carbono debe mantenerse bajo presión o pasará a su estado sólido o gaseoso. La presión requerida para mantener al líquido en este estado depende de la temperatura a la que es almacenado.

La presión interna del depósito donde el dióxido de carbono es almacenado como líquido es igual a la presión de vapor del mismo a la temperatura de almacenamiento. La tabla -- II.4 presenta la variación de la presión de vapor del dióxido de carbono con la temperatura, así como la densidad del sólido, del líquido y del gas.

Si el dióxido de carbono se enfría lo suficiente, es posible convertirlo a su forma sólida de la misma manera en que se congela el agua. Este fenómeno tiene lugar a las condiciones de -70 °F y 75.1 lb/pg². El dióxido de carbono puede existir simultáneamente en sus tres estados físicos a las condiciones anteriores, es decir, en su punto triple. La forma sólida del dióxido de carbono no se obtiene normalmente enfriando al líquido, sino permitiendo que éste se expanda a la presión atmosférica a través de una turbina de expansión; una -- parte del mismo se evapora y enfría suficientemente al resto para convertirlo en partículas finas de nieve. Esta nieve es recogida y compactada posteriormente en forma de bloques sólidos. La nieve compactada o hielo seco tiene un color blanco - opaco, y su densidad se aproxima mucho a un valor cercano a - 98 lb/pie³. La temperatura del hielo seco a la presión atmosférica es de -110 °F.

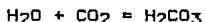
A condiciones atmosféricas, el dióxido de carbono en estado sólido cambia directamente a vapor sin dejar residuos de líquido como ocurre en el caso del agua, debido a lo anterior recibe el nombre de hielo seco. Este proceso de pasar del estado sólido al gaseoso en forma directa se llama sublimación.

Las figuras II.11 a II.16 muestran la variación de algunas otras propiedades del dióxido de carbono, de interés especial para este trabajo, con respecto a la presión y a la temperatura. Dichas propiedades son: el factor de compresibilidad, figura II.11, la viscosidad, figura II.12, el calor específico a presión constante, figura II.13, la relación de calores específicos C_p/C_v , figura II.14, la conductividad térmica figura II.15 y la solubilidad en agua, figura II.16.

II.2.2 PROPIEDADES QUÍMICAS DEL DIOXIDO DE CARBONO.

En su estado gaseoso, el dióxido de carbono se considera usualmente como un gas inerte ya que no reacciona fácilmente con otros gases en la atmósfera. Sin embargo, en solución reacciona activamente con los tejidos de plantas y animales, con los metales, y a temperaturas elevadas con muchas otras sustancias. (6)

La reacción más importante para el caso del dióxido de carbono es aquella que se presenta cuando éste se mezcla con el agua, es decir, cuando se forma el ácido carbónico:



El ácido carbónico se disocia en agua para formar iones como el H_3O^+ y el HCO_3^- , los cuales alcanzan finalmente el equilibrio con la forma no disociada. El número de iones H_3O^+ presentes determina el pH de cualquier ácido. El ácido carbónico tiene un pH de 3 y por tanto es un ácido débil si se le compara con el ácido clorhídrico. A medida que el dióxido de carbono se agrega al agua y reacciona con ella, el pH de ésta disminuye rápidamente hasta valores cercanos a 3. La figura II.17 presenta el efecto de la adición de dióxido de carbono sobre el pH del agua.

El ácido carbónico puede reaccionar con los carbonatos de calcio y magnesio y formar bicarbonatos solubles en agua de acuerdo a las siguientes reacciones: (7)



La adición de dióxido de carbono aumenta cerca de 100 veces la solubilidad de la caliza, CaCO_3 , en el agua, llevándola a valores entre 0.2 y 1.0 % en peso. La solubilidad de la dolomía, MgCO_3 , en el agua, también se incrementa desde casi cero hasta un 7.5 % en peso debido a la adición de dióxido de carbono. Las figuras II.18 y II.19 muestran la variación de la solubilidad en ácido carbónico de los carbonatos de magnesio y calcio respectivamente, como una función de la presión y la temperatura.

Algunas de las ventajas que ofrece el uso del dióxido de carbono en los pozos petroleros, y que son posibles gracias a sus propiedades físicas y químicas son las siguientes: (5)

- 1) la alta concentración de iones hidrógeno del ácido carbónico tenderá a encoger las arcillas hidratables por medio -- del reemplazo de elementos básicos de apreciable peso molecular con hidrógeno, el más ligero de todos los elementos. Este control del hinchamiento es particularmente importante en formaciones que contienen grandes cantidades de arcillas hidratables.
- 2) la mayoría de las formaciones clásticas, y muchas formaciones carbonatadas, contienen sales de hierro y aluminio que pueden disolverse durante los tratamientos de acidificación. Si el pH se elevara a más de 5 durante un tratamiento, estos iones de hierro y aluminio precipitarían en forma de hidróxidos gelatinosos que podrían bloquear completamente los canales de flujo. El pH bajo de los fluidos carbonatados evita la ocurrencia de este problema.

- 3) el yeso y la anhidrita, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ y CaSO_4 respectivamente, pueden ser disueltos por fluidos de tratamiento base - agua. Si el fluido de tratamiento no permanece ácido, ciertos compuestos insolubles como el sulfato de calcio pueden precipitar y restringir el flujo. Aquí también la presencia de dióxido de carbono en solución ayuda a prevenir tal precipitación.
- 4) las dolomías, las calizas, y los silicatos de calcio, estroncio y bario, son solubles en diferentes grados en agua carbonatada. (5) El retiro de la formación de tales materiales, por medio de un fluido carbonatado, resultará en un posible incremento de la permeabilidad.

II.2.3 FUENTES DE DIOXIDO DE CARBONO.

Las fuentes principales para la producción comercial del dióxido de carbono son las siguientes:

- 1) gases de desecho producto de la combustión de diferentes materiales y combustibles.
- 2) plantas de amoníaco e hidrógeno en las cuales el metano y otros hidrocarburos son convertidos a dióxido de carbono e hidrógeno: $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} = 4\text{H}_2 + \text{CO}_2$.
- 3) procesos de fermentación, donde un azúcar como la dextrosa es transformada en alcohol etílico y dióxido de carbono: $\text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 = 2\text{C}_2\text{H}_5\text{OH} + 2\text{CO}_2$.
- 4) hornos de caliza en los que los carbonatos se descomponen térmicamente: $\text{CaCO}_3 = \text{CaO} + \text{CO}_2$.
- 5) elaboración del fosfato de sodio: $3\text{Na}_2\text{CO}_3 + 2\text{H}_3\text{PO}_4 = 2\text{Na}_3\text{PO}_4 + 3\text{CO}_2$.
- 6) pozos de gas natural con un contenido elevado de dióxido de carbono.

De todas las anteriores, las dos más importantes en cuanto al volumen de producción son la uno y la seis.

II.2.3.1 PRODUCCION DE DIOXIDO DE CARBONO A PARTIR DE GASES DE DESECHO. (4)

La figura II.20 representa una planta típica para la producción de dióxido de carbono a partir de la combustión de carbón, aceite y gas. El combustible es quemado en una caldera estándar para la producción de vapor. Posteriormente, los gases de desecho conteniendo del 10 al 18 % de dióxido de carbono salen de la caldera a aproximadamente 650 °F, y pasan a través de dos torres aisladas térmicamente donde son enfriados y deshidratados. A continuación pasan por una compresora, la cual los envía a la base de la torre de absorción. Ya en la torre, el dióxido de carbono es absorbido selectivamente por una solución de etanolaminas que circula en dirección contraria a la corriente de gas. La mono-etanolamina así como la tri-etanolamina son los solventes más utilizados, (8) sin embargo, a partir de 1983 la compañía Carbon Dioxide Technology ha operado una planta que emplea un solvente nuevo desarrollado en sus laboratorios y que ofrece resultados aparentemente superiores. (9)

Los gases de escape libres de dióxido de carbono se ventean a la atmósfera en la cima de la torre de absorción, mientras que la solución rica en este gas sale por la base de la misma y pasa por bombas e intercambiadores de calor hacia la cima de la torre de reactivación. Aquí, el dióxido de carbono es recuperado de la solución de etanolaminas por medio de calor.

El dióxido de carbono y el vapor de agua salen por la cima de la torre de reactivación hacia un enfriador en el que el vapor de agua se condensa y regresa a la torre. En este --

punto el dióxido de carbono está disponible como gas, a una presión de 30 lb/pg² aproximadamente. Si el dióxido de carbono se requiere posteriormente como líquido o como sólido, puede ser purificado y convertido a cualquiera de dichos estados físicos. El balance de vapor (flujo de los gases) mostrado en la figura II.20, permite que todas las bombas y compresoras puedan ser accionadas por turbinas de vapor a alta presión -- proveniente de las calderas. Esto permite una planta bien balanceada en la cual se requieren pocas fuentes externas de -- energía, y en la que las condiciones de la combustión pueden ser controladas para mantener una operación eficiente.

II.2.3.2 PRODUCCION DE DIOXIDO DE CARBONO A PARTIR DE POZOS DE GAS. (10)

Otra fuente potencial de dióxido de carbono la constituyen los depósitos naturales de dicho gas, los cuales pueden -- contener mezclas con concentraciones hasta de un 90 % de CO₂.

El proceso estándar de tratamiento del dióxido de carbono no incluye la separación del agua libre, la deshidratación -- del gas y su compresión. La figura II.21 muestra un esquema -- del proceso normal de tratamiento del dióxido de carbono -- proveniente de pozos de gas natural. La corriente de gas -- procedente de los pozos se introduce a un conjunto de intercambiadores de calor. En ellos se suministra calor suficiente para evaporar al dióxido de carbono líquido completamente, así como para sobrecalentarlo y evitar de esta manera que las caídas de presión subsiguientes provoquen que se licúe nuevamente o que se formen hidratos. El agua producida en los separadores se lleva a tanques de almacenamiento para su eliminación. Dichos tanques están asociados a un sistema de recuperación -- de vapor donde se colecta el gas arrastrado por el agua.

El gas separado entra posteriormente a una torre deshidratadora, generalmente por absorción de glicol, donde su contenido de agua se reduce al nivel requerido para posteriormente ser comprimido hasta la presión del gasoducto. Un calentador adicional proporciona el calor necesario para evaporar la fracción de líquidos en la corriente de gas de los pozos. Una vez completado el proceso, el gas es transportado por medio de tuberías hasta los lugares donde se va a utilizar, por ejemplo en proyectos de recuperación de aceite por inyección de gas o en operaciones en pozos, o bien se transforma en líquido para transportarse o almacenarse como tal.

REFERENCIAS.

- 1.- "Newsco news." Newsco Well Services. (1979)
- 2.- Ronald, W. Schoerer.: "Nitrogen." Encyclopedia of Chemical Technology. v.15. John Wiley & Sons. (1978)
- 3.- Franco, R. Antonio.: "Aplicación del nitrógeno en la estimulación de pozos petroleros en el Depto. de Poza Rica, - Veracruz." Ingeniería Petrolera. (Octubre, 1965)
- 4.- W. Robert Ballou.: "Carbon Dioxide." Encyclopedia of Chemical Technology. v.4. John Wiley & Sons. (1978)
- 5.- "Halliburton fracturing services manual." Part XXI. N₂-CO₂. (1979)
- 6.- Sammie, E. Saylor.: "CO₂: Properties and handling with - safety." Oil and Gas Journal. (Septiembre 23, 1985)
- 7.- H. R. Crawford, G. H. Neill, B. J. Bucy.: "Carbon dioxide: a multipurpose additive for effective well stimulation." J.P.T. (Marzo, 1963)
- 8.- Raj, P. Sha., Elmer, E. Withmeyer.: "A study of CO₂ recovery and tertiary oil production enhancement in the Los - Angeles Basin." Lawrence-Allison & Associates.
- 9.- Williams, R. Wiggins Jr.: "Sources, recovery and transportation of CO₂." Energy Progress. v.3. No.3. (Septiembre, 1983)
- 10.- J. J. Renfro.: "Sheep Mountain CO₂ production facilities - A conceptual design." J.P.T. (Noviembre, 1979)

- 11.- Robert, H. Perry.: "Chemical Engineer's Handbook."
McGraw Hill. (1984)
- 12.- F. Din.: "Thermodinamic functions of gases." v.3. (Methane, Ethane and Nitrogen) Butterwoths. (1961)
- 13.- "Engineering Data Book." Gas Processors and Suppliers --
Association. 9th edition. (1972)
- 14.- L. H. Chen.: "Thermodinamic and transport properties of
carbon dioxide." Thermodinamic and transport properties
of gases, liquids, and solids. Symposium on Thermal Pro-
perties, Purdue University, Lafayette, Indiana. McGraw -
Hill. (Febrero 23-26, 1959)
- 15.- Garbis, S. J.: "The utility of CO₂ as an energizing com-
ponent for fracturing fluids." SPE 13974. Production Ope-
rations Symposium. (Marzo, 1985)

TABLAS Y FIGURAS DEL CAPITULO II.

Tabla II.1
 Propiedades físicas del NITROGENO. (2,5,12)

PROPIEDAD.	VALOR.
Fórmula	N_2
Peso molecular	28.06
Color y olor	gas incoloro e inodoro
Densidad del líquido	líquido incoloro 50.45 lb/pie ³
Densidad del vapor	0.280 lb/pie ³
Densidad del gas	0.0724 lb/pie ³ (70°F, 14.7 lb/pg ²)
Punto de ebullición	-320.45°F
Punto de congelamiento	-345.75°F
Punto triple	-346°F, 1.82 lb/pg ²
Temperatura crítica	-233°F
Presión crítica	492 lb/pg ²
Densidad crítica	19.41 lb/pie ³
Calor específico (Cp)	0.248 BTU/lbm-°F (70°F, 14.7 lb/pg ²)
Relación de calores específicos	1.40 (70°F, 14.7 lb/pg ²)
Calor latente de fusión	10.98 BTU/lbm
Calor latente de vaporización	85.67 BTU/lbm (68°F)
Calor latente de sublimación	182.07 BTU/lbm (68°F)
Viscosidad del gas	0.0165 cp (32°F)

Tabla II.2
 Presión de vapor del NITROGENO
 y densidad del líquido y del gas. (11)

TEMPERATURA (°F)	PRESION DE VAPOR (lb/pg ²)	DENSIDAD		ESTADO
		LIQUIDO (lb/pie ³)	GAS (lb/pie ³)	
- 346.00	1.81	54.19	0.0420	Punto triple
- 342.67	2.58	53.72	0.0596	Equilibrio líquido - vapor
- 333.67	5.58	52.46	0.1182	
- 320.42	14.70	50.39	0.2877	
- 315.67	19.82	49.62	0.3790	
- 297.67	52.19	46.55	0.9381	
- 279.67	112.81	43.05	1.9220	
- 272.56	146.96	41.51	2.6131	
- 261.67	212.79	38.82	3.9066	
- 243.67	364.46	32.77	7.7685	
- 234.67	464.83	27.27	12.3035	
- 233.00	492.00	19.42	19.4200	Punto crítico

Tabla 11.3
Propiedades físicas del DIOXIDO DE CARBONO. (5)

PROPIEDAD.	VALOR
Fórmula	CO ₂
Peso molecular	44.01
Color y olor	gas incoloro e inodoro líquido incoloro
Densidad del sólido	sólido blanco y opaco 97.656 lb/pie ³ (-110°F)
Densidad del líquido	63.69 lb/pie ³ (0°F)
Densidad del gas	0.1234 lb/pie ³ (32°F)
Punto de fusión	-69.9°F, 75.1 lb/pg ²
Punto de ebullición	-109.5°F
Punto triple	-69.9°F, 75.1 lb/pg ²
Temperatura crítica	87.8°F
Presión crítica	1066.3 lb/pg ²
Densidad crítica	28.9855 lb/pie ³
Calor específico del gas	0.1989 BTU/lbm-°F (60°F)
Calor específico del líquido	0.53 BTU/lbm-°F (0°F)
Relación de calores específicos	1.5
Calor latente de fusión	85 BTU/lbm (-69.9°F)
Calor latente de vaporización	122 BTU/lbm (0°F)
Calor latente de sublimación	246 BTU/lbm (-110°F)
Viscosidad del gas	0.015 cp (32°F)
Viscosidad del líquido	0.14 cp (0°F)
Tensión superficial (líquido)	8.23 dinas/cm (0°F)
Conductividad térmica del gas	0.0085 BTU/hr-pie-°F (32°F)
Conductividad térmica del líquido	0.11 BTU/hr-pie-°F (0°F)

Tabla II.4
 Presión de vapor del DIOXIDO DE CARBONO
 y densidad del sólido, líquido y gas. (5)

TEMPERATURA (°F)	PRESION DE VAPOR (lb/pg ²)	DENSIDAD			ESTADO
		SOLIDO (lb/pie ³)	LIQUIDO (lb/pie ³)	GAS (lb/pie ³)	
-109.3	14.7	97.656		0.0757	Equilibrio vapor sólido
-100.0	22.2	97.067		0.2628	
-90.0	33.9	96.154		0.3960	
-80.0	50.9	95.239		0.5882	
-69.9	75.13	94.034	73.5294	0.8643	Punto triple
-50.0	118.2		70.9220	1.3348	Equilibrio líquido - vapor
-40.0	145.8		69.5894	1.6358	
-30.0	177.8		68.2128	1.9894	
-20.0	214.9		66.7557	2.3992	
-10.0	257.3		65.2742	2.8301	
0.0	305.5		63.6943	3.4435	
10.0	360.2		61.9579	4.1014	
20.0	421.8		60.1323	4.8804	
30.0	490.8		58.1734	5.8072	
40.0	567.8		55.9597	6.9252	
50.0	653.6		55.5332	8.2987	
60.0	748.6		50.7614	10.0604	
70.0	853.4		47.8435	12.4378	
80.0	968.7		42.1941	16.4987	
87.8	1066.3		28.9855	28.9855	Punto crítico

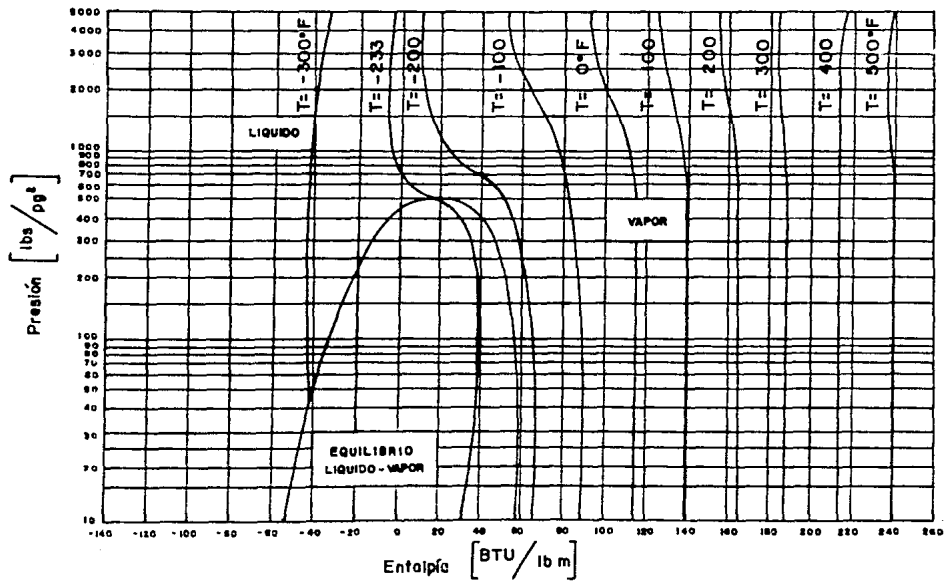


FIGURA II.1 DIAGRAMA DE FASES DEL NITROGENO. ⁽¹³⁾

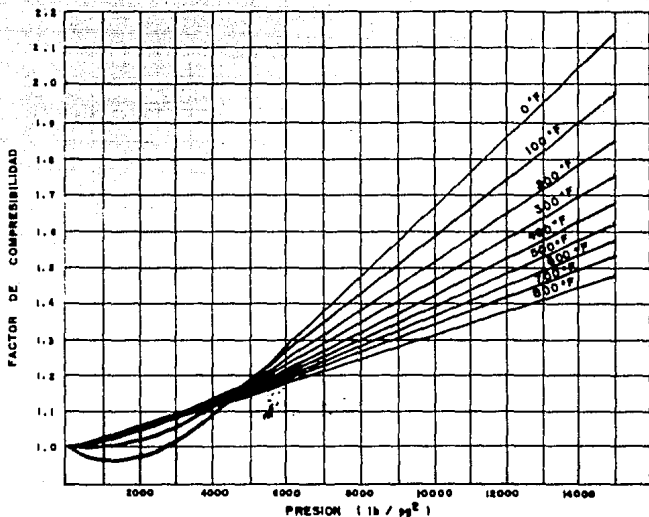


FIGURA II. 2. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL N_2 .⁽⁸⁾

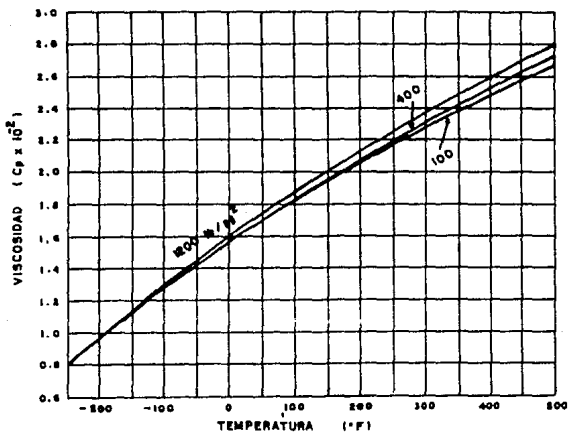


FIGURA II. 3. VISCOSIDAD DEL NITROGENO.⁽¹⁵⁾

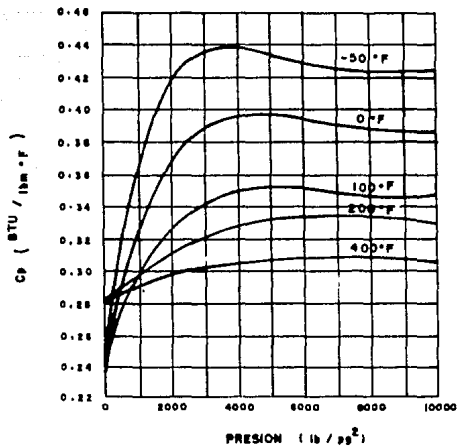


FIGURA II.4. CALOR ESPECIFICO $N_2^{(11)}$

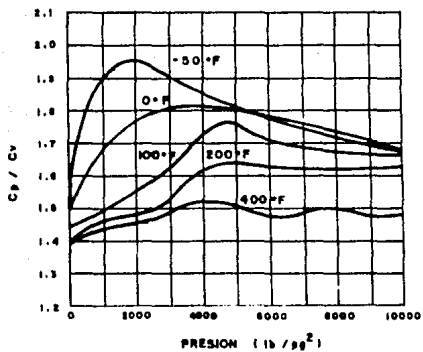


FIGURA II.5. RELACION DE CALORES ESPECIFICOS NITROGENO. ⁽¹¹⁾

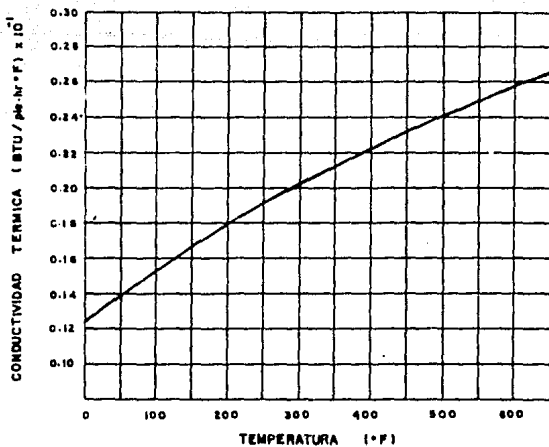


FIGURA II.6. CONDUCTIVIDAD TERMICA DEL NITROGENO.⁽¹²⁾

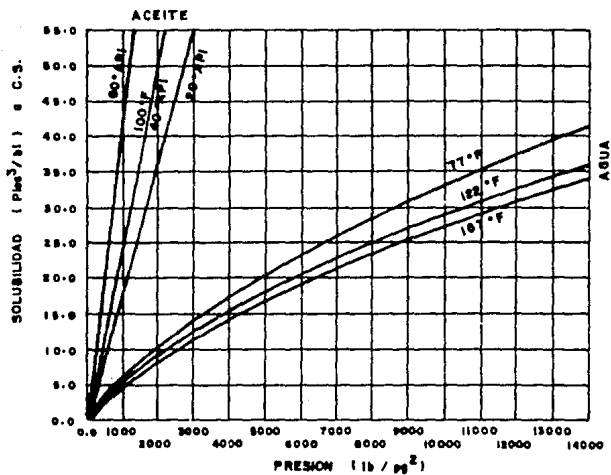


FIGURA II.7. SOLUBILIDAD DEL NITROGENO.⁽⁵⁾

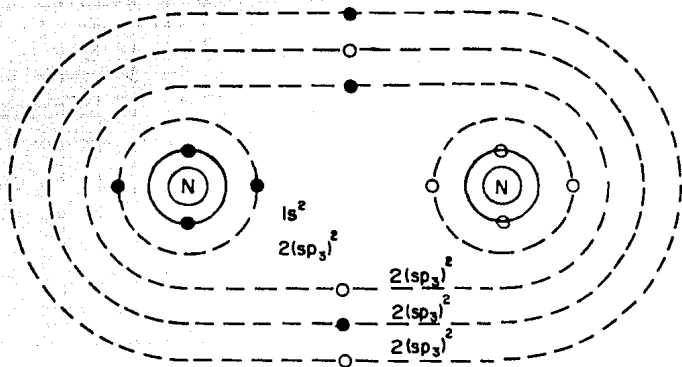


FIGURA II. 8 MOLECULA DE N_2 .

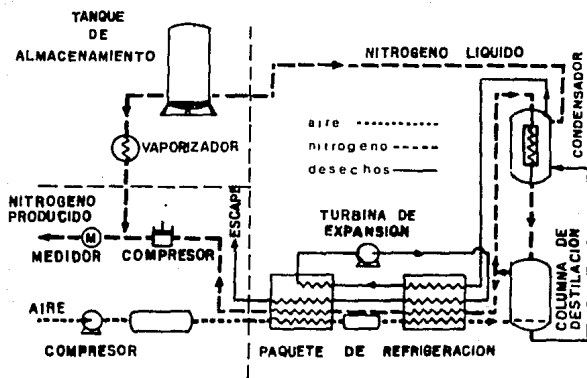


FIGURA II. 9 SEPARACION CRIOSGENICA DEL AIRE PARA LA PRODUCCION DE NITROGENO. (2)

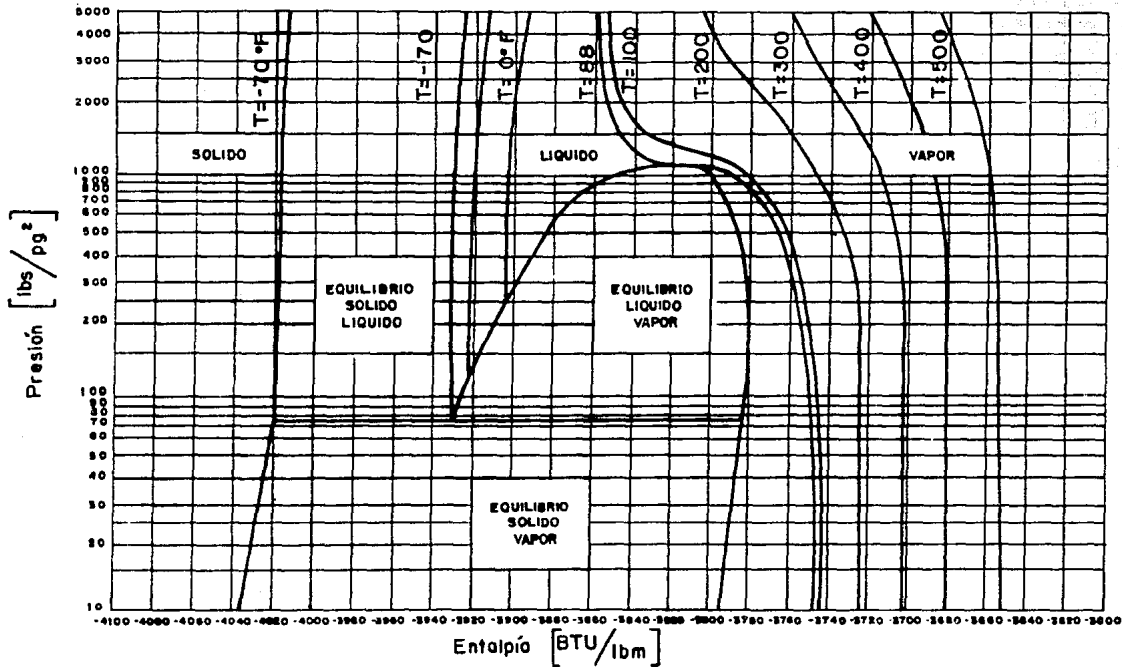


FIGURA II. 10 DIAGRAMA DE FASES DEL DIOXIDO DE CARBONO. (13)

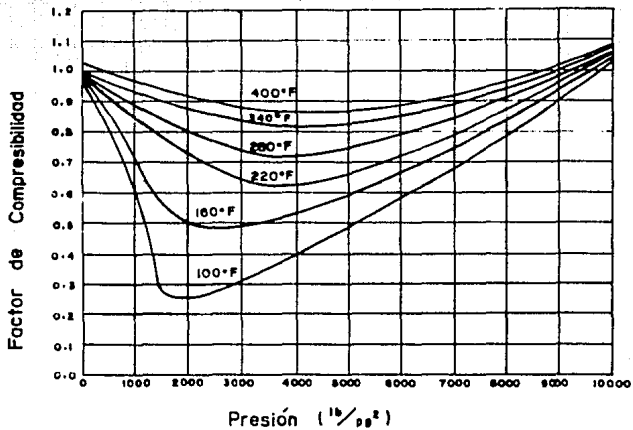


FIGURA II.11 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL CO_2 .⁽¹⁵⁾

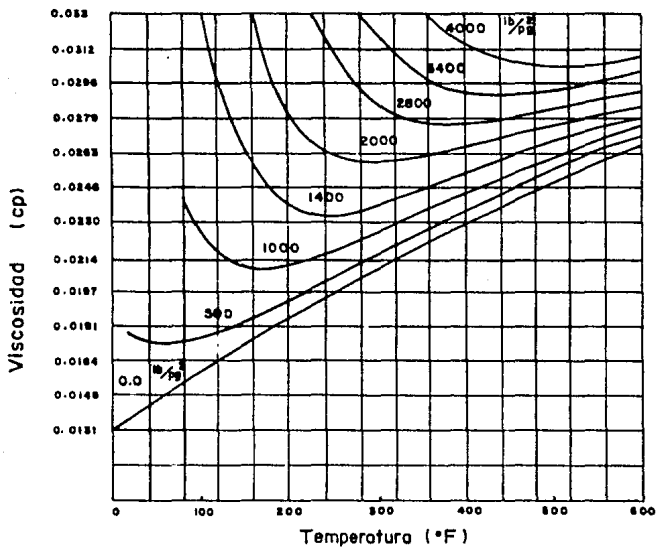


FIGURA II.12 VISCOSIDAD DEL CO_2 .⁽¹⁴⁾

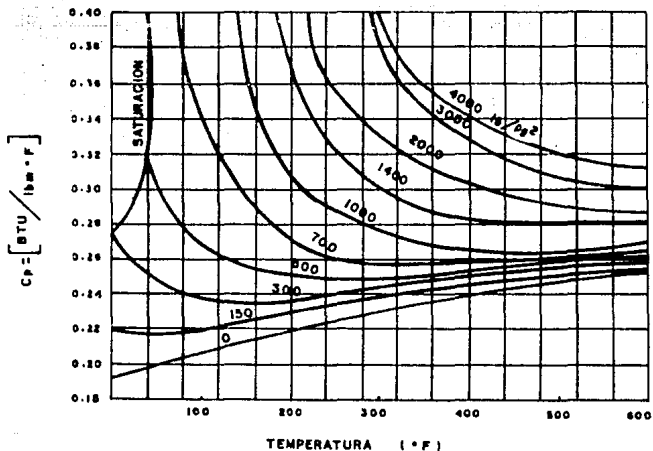


FIGURA II.13. CALOR ESPECIFICO DEL CO_2 (C_p).⁽¹⁴⁾

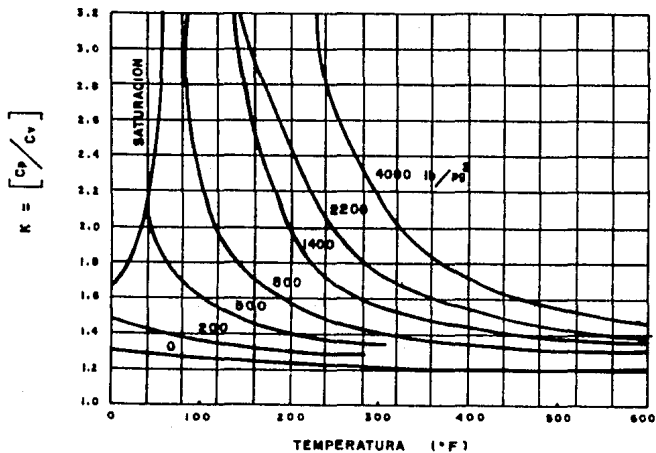


FIGURA II.14. RELACION DE CALORES ESPECIFICOS DEL CO_2 .⁽¹⁴⁾

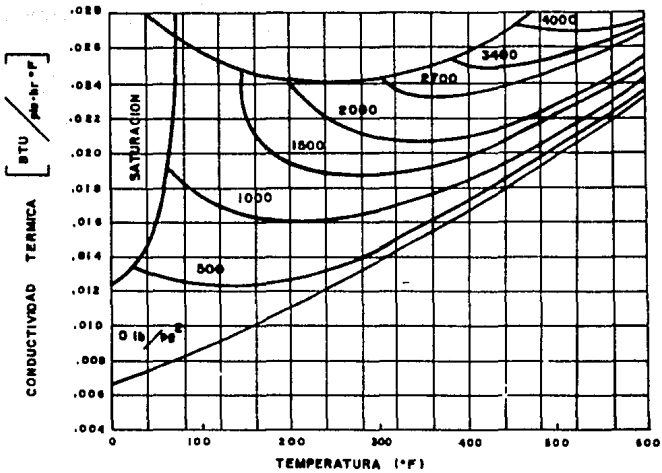


FIGURA II. 15. CONDUCTIVIDAD TERMICA DEL CO₂.⁽¹⁴⁾

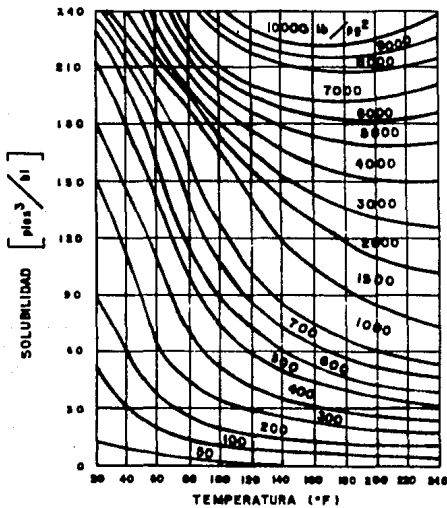


FIGURA II. 16. SOLUBILIDAD DEL CO₂ EN AGUA.⁽¹⁴⁾

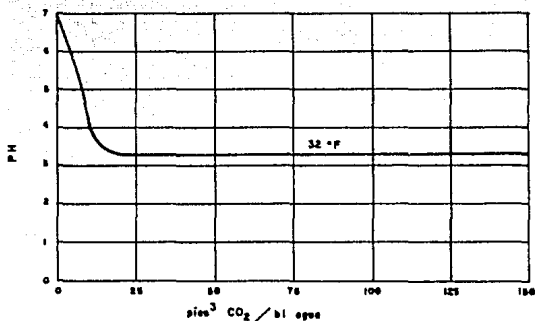


FIGURA II. 17. EFECTO DEL CO₂ EN EL PH DEL AGUA⁽⁶⁾

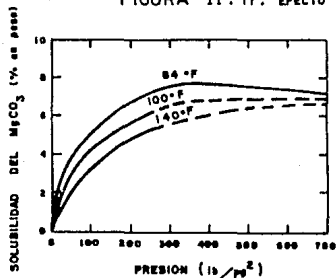
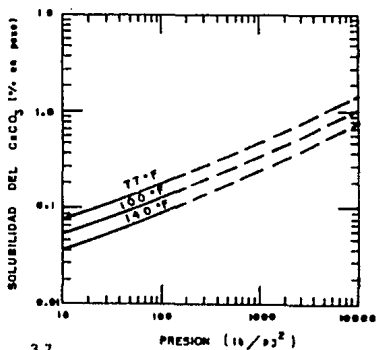


FIGURA II. 18. SOLUBILIDAD DEL MgCO₃ EN ACIDO CARBONICO⁽⁷⁾

FIGURA II. 19⁽⁷⁾. SOLUBILIDAD DEL CaCO₃ EN ACIDO CARBONICO



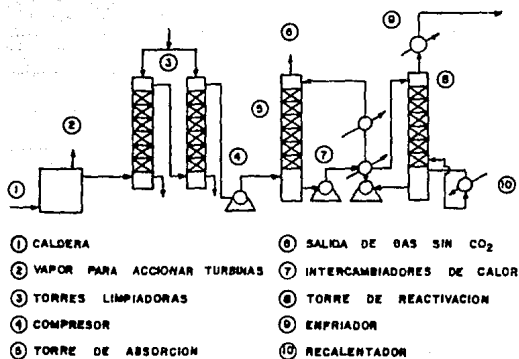


FIGURA II. 20. PLANTA DE DIOXIDO DE CARBONO.⁽⁴⁾

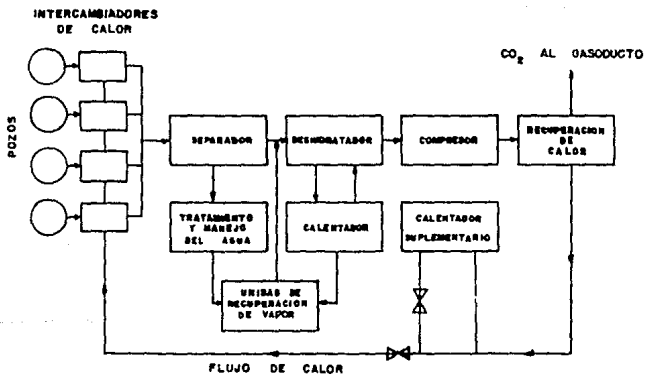


FIGURA II. 21. OBTENCION DE CO₂. A PARTIR DE POZOS DE GAS.⁽¹⁰⁾

CAPITULO III.

CAPITULO III: APLICACIONES DEL N₂ Y TECNOLOGIA.

III.1 INTRODUCCION.

El uso del N₂ en operaciones en pozos no es reciente, -- sin embargo, en los últimos años ha experimentado un creci--- miento muy grande debido al surgimiento de nuevas aplicacio--- nes y al desarrollo de las ya conocidas.

Las propiedades físicas y químicas del nitrógeno en su - estado gaseoso son las principales razones por las que se le ha utilizado. Una de las propiedades más importantes de este gas es su baja densidad, la cual tiende a reducir el gradiente hidrostático del fluido de tratamiento. Esto reduce a su - vez la energía necesaria para fluir nuevamente el pozo y recu- perar a dicho fluido en la superficie. Otra propiedad muy -- útil es su habilidad para almacenar energía cuando se somete a compresión. Esta energía está disponible en cualquier momen- to para ayudar al fluido de tratamiento a retornar a la supe- rficie, logrando así una limpieza más adecuada de la formación y del pozo al término de una operación. Además, cuando el ni- trógeno gaseoso se inyecta a las formaciones como parte de un fluido de tratamiento, el daño a la formación se reduce debi- do a que el contenido de líquidos es generalmente bajo.

A continuación se describen algunas de las aplicaciones del nitrógeno que han tenido mayor auge en los últimos años. Dichas aplicaciones incluyen el desplazamiento de los fluidos del pozo, la generación de espumas para la remoción y trans-- porte de materiales sólidos, la energización de los fluidos - de tratamiento, etc.

III.2 INDUCCION DE POZOS Y DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS. (1-4)*

En las operaciones de reparación y terminación de pozos se utiliza un fluido de control, el cual puede dañar la formación además de provocar una columna hidrostática pesada que dificulte su desplazamiento y expulsión del pozo por los fluidos del yacimiento a la presión disponible. Bajo estas condiciones la formación puede no ser capaz de aportar fluidos al pozo, por lo que es necesario provocar una diferencial de presión a favor de la misma. Esto se logra con una inducción al pozo, método con el cual se aligera la columna hidrostática - permitiendo así que la presión del yacimiento sea mayor que la de dicha columna y pueda haber una aportación de fluidos - al pozo y de ahí a la superficie.

Las operaciones de inducción de pozos se realizan en dos formas, con sonda o con nitrógeno. (2) La inducción con sonda consiste en originar un efecto de succión al introducir y recuperar, por medio de un cable y un malacate, una sonda con un conjunto de copas de hule sintético que son las que directamente extraen al fluido de control o de lavado a la superficie. Para lograr lo anterior se debe determinar la profundidad a la cual se va a introducir la sonda para que esta pueda sostener el peso de la columna hidrostática, así como para conocer el volumen de fluidos que se desalojan del pozo.

En la inducción con nitrógeno este gas es bombeado al interior de la tubería de producción para desplazar al fluido - que en ella se encuentre; el nitrógeno gaseoso expulsa al fluido de la tubería hacia el espacio anular, reemplazando así a la columna de fluido de control o de lavado con una columna de nitrógeno gaseoso bajo presión.

* Referencias al final del capítulo.

Para llevar a cabo una operación como esta es necesario conocer anticipadamente la cantidad total de nitrógeno que se va a utilizar, así como la presión máxima en la cabeza del pozo, ambas en función de las condiciones de éste previas a la inducción o al desplazamiento.

Como ejemplo considérese un pozo de profundidad D , que se encuentra lleno con un fluido de densidad ρ_f . Para reemplazar a la columna de fluido con una columna de nitrógeno gaseoso, es necesario que la presión ejercida sobre la formación por la columna de nitrógeno sea igual a la ejercida por la columna de fluido, es decir:

$$(P_{bh})_g = (P_{bh})_f = \rho_f D + (P_{wh})_f \quad (III.1)$$

Para determinar la presión en la cabeza cuando el pozo está lleno con nitrógeno, sea un elemento diferencial en la tubería de producción. La diferencia de presión a través de este elemento estará dada por la ecuación:

$$dP = \rho_g dx = \frac{P M dx}{Z R T} \quad (III.2)$$

considerando además una variación lineal de la temperatura en el pozo, la ecuación anterior se transforma en:

$$\frac{dP}{P} = \frac{M dT}{Z R T G} \quad (III.3)$$

ya que: $T = T_g + G dx$, o bien: $dT = G dx$.

Integrando ahora la ec. III.3 a lo largo de toda la tubería de producción, es decir resolviendo la expresión:

$$\int_{P_{wh}}^{P_{bh}} \frac{dP}{P} = \frac{M}{G R} \int_{T_s}^{T_{bh}} \frac{dT}{Z T} \quad (III.4)$$

es posible obtener la presión en la cabeza del pozo P_{wh} , dadas la presión de fondo P_{bh} , la profundidad D , el gradiente de temperatura G y la relación funcional entre el factor de compresibilidad Z , la temperatura T y la presión P .

El peso total del nitrógeno requerido para el desplazamiento es igual al producto de la presión hidrostática ejercida por el mismo, y el área transversal de la tubería de producción, esto es:

$$W_g = ATP (P_{bh} - P_{wh})g \quad (III.5)$$

además, sabiendo que la capacidad total de la tubería de producción V , es igual al producto del área transversal de la tubería y la profundidad $ATP D$, entonces:

$$\frac{W_g}{V} = \frac{ATP (P_{bh} - P_{wh})g}{ATP D} = \frac{(P_{bh} - P_{wh})g}{D} \quad (III.6)$$

La ec. III.6 proporciona la cantidad de nitrógeno, en peso, necesaria para llenar una unidad de volumen de tubería en función de la presión de fondo, la presión en la cabeza y la profundidad del pozo. Por conveniencia W_g suele expresarse en términos de un volumen equivalente de nitrógeno @ c.s., esto es, $V' = W_g / \rho'$, con lo cual la ec. III.6 se transforma en:

$$\frac{V'}{V} = \frac{(P_{bh} - P_{wh})g}{\rho' D} \quad (III.7)$$

La solución de las ecs. III.4 y III.7 requiere del establecimiento de la relación funcional entre el factor de compresibilidad del nitrógeno, la presión y la temperatura. Una vez determinada dicha relación, la ec. III.4 puede integrarse para obtener la presión en la cabeza del pozo a partir de la presión de fondo. Al sustituir este valor en la ec. III.7 se obtiene el volumen de nitrógeno @ c.s. necesario para llenar una unidad de volumen de las tuberías en el pozo; el volumen total se obtiene multiplicando dicha cantidad por la capacidad total de las tuberías en el pozo.

Para simplificar los cálculos varias compañías han desarrollado las llamadas curvas de desplazamiento con nitrógeno, estableciendo la relación entre el factor de compresibilidad del gas, la temperatura y la presión, y resolviendo numéricamente las ecs. III.4 y III.7. Un ejemplo de estas curvas se muestra en las figuras III.1 y III.2*. El procedimiento para emplear las curvas de desplazamiento con nitrógeno es el siguiente:

- 1) Obtener P_{wh} a partir de P_{bh} y D . Localice el valor de P_{bh} en el eje vertical y posteriormente su intersección con la curva correspondiente a la profundidad D . Lea sobre el eje horizontal el valor de P_{wh} .
- 2) Obtener el valor de V'/V en función de P_{wh} y D . Localice en el eje horizontal el valor de P_{wh} , así como su intersección con la curva correspondiente a la profundidad D . Sobre el eje vertical determine el valor de V'/V a partir de la intersección anterior.
- 3) Determine el volumen total de nitrógeno necesario para el desplazamiento, multiplicando el valor de V'/V por la capacidad de las tuberías en el pozo.

* Las tablas y figuras se presentan al final del capítulo.

Además del nitrógeno gaseoso puro, las mezclas de nitrógeno con agua u otros líquidos también pueden utilizarse para desplazar a los fluidos del pozo o al fluido de tratamiento mismo. En este tipo de operaciones el nitrógeno se mezcla con diferentes fluidos para desplazar a aquellos contenidos en la tubería de producción o en la de revestimiento, por uno de menor densidad y con una mayor cantidad de energía que promueva la limpieza efectiva del pozo.

Como en el caso del desplazamiento con nitrógeno gaseoso puro, es necesario conocer por adelantado la cantidad de nitrógeno que se requiere, así como la presión final en la cabeza del pozo. Para ello es necesario resolver nuevamente la ec. III.2, sustituyendo a ρ_g por la densidad de la mezcla líquido-gas ρ , para cuya determinación se requiere conocer la solubilidad del gas en el líquido, la cual a su vez depende del tipo de fluido. (3) Haciendo las consideraciones anteriores y siguiendo un procedimiento similar al descrito para el caso del nitrógeno gaseoso puro, es posible establecer relaciones semejantes a las ecs. III.4 y III.7 que para el caso de las mezclas líquido nitrógeno se obtienen de la siguiente manera:

$$\rho = \frac{1 + \rho' I}{\frac{1}{\rho_{sol}} (1 + S \rho') + \frac{\rho'}{\rho_g} (I - S)} \quad \text{III.8}$$

por lo que:

$$dP = \rho dx = \frac{(1 + \rho' I) dx}{\frac{1}{\rho_{sol}} (1 + S \rho') + \frac{\rho'}{\rho_g} (I - S)} \quad \text{III.9}$$

considerando también una variación lineal de la temperatura, la ec. III.9 se transforma en:

$$dP = \frac{(1 + f' I) (dT/G)}{\frac{1}{f_{sol}} (1 + S f') + \frac{f'}{f_g} (1 - S)} \quad (III.10)$$

De la ecuación anterior es posible obtener la presión en la cabeza del pozo P_{bh} , al resolver ahora la integral:

$$\int_{P_{wh}}^{P_{bh}} dP = \int_{T_s}^{T_{bh}} \frac{(1 + f' I) (dT/G)}{\frac{1}{f_{sol}} (1 + S f') + \frac{f'}{f_g} (1 - S)} \quad (III.11)$$

donde f_g , f_{sol} y S son funciones de la presión y la temperatura que son las variables por integrar. La referencia (3) presenta algunas correlaciones utilizadas para calcular dichas cantidades.

De manera semejante al caso del nitrógeno gaseoso, el peso total de la mezcla líquido-gas por unidad de volumen de las tuberías en el pozo W/V , está dado por:

$$\frac{W}{V} = \frac{(P_{bh} - P_{wh})}{D} \quad (III.12)$$

y como $W = W_{liq} + W_g = W_{liq} (1 + f' I)$:

$$\frac{W_{liq} (1 + f' I)}{V} = \frac{(P_{bh} - P_{wh})}{D} \quad (III.13)$$

o bien, ya que $W_{liq} = f_{liq} V_{liq}$, entonces:

$$\frac{V}{V_{liq}} = \frac{D f_{liq} (1 + f' I)}{(P_{bh} - P_{wh})} \quad (III.14)$$

Si en la ec. III.11 se establece la relación entre f_g , f_{sol} y S con la presión y la temperatura, (3) es posible obtener el valor de la presión en la cabeza del pozo P_{wh} , y sustituir éste en la ec. III.14 para obtener los volúmenes de gas y de líquido.

Aquí también las compañías de servicio han desarrollado un conjunto de curvas, basadas en la solución numérica de las ecs. III.11 y III.14, que simplifican los cálculos en forma considerable. Dichas curvas se utilizan en la misma forma que las de desplazamiento con nitrógeno. Las figuras III.3 a III.6 son un ejemplo de este tipo de curvas, las cuales se conocen como curvas de desplazamiento para mezclas líquido-N₂.

EJEMPLO III.1

Para inducir un pozo a producción se requiere desplazar una columna de fluido de 13.5 lb/gal, de una tubería de producción de 10 000 pies, 2 7/8 pg y 6.5 lb/pie. El gradiente de temperatura es 1.6 °F/100 pies y la temperatura en la superficie es de 95 °F. Determine el volumen de nitrógeno necesario para el desplazamiento, así como la presión máxima en la cabeza del pozo. El fluido desplazante es nitrógeno gaseoso puro.

SOLUCION:

- 1) calcular la presión de fondo en la tubería de producción, debida a la columna de fluido:

$$P_{bh} = (10\ 000 \text{ pies}) (13.5 \text{ lb/gal}) (0.052) = 7\ 020 \text{ lb/pg}^2$$

- 2) determine los valores de P_{wh} y V^*/V a partir de las curvas de desplazamiento con nitrógeno correspondientes a los datos del pozo (figuras III.1 y III.2):

$$P_{wh} = 5\,500 \text{ lb/pg}^2$$

$$V'/V = 1\,680 \text{ pies}^3 \text{ @ c.s./bl}$$

- 3) calcule la capacidad total de la tubería y el volumen de nitrógeno necesario para el desplazamiento:

$$V = (0.00579 \text{ bls/pie}) (10\,000 \text{ pies}) = 57.9 \text{ bls}$$

$$V' = (1\,680 \text{ pies}^3/\text{bl}) (57.9 \text{ bls}) = 97\,272 \text{ pies}^3 \text{ @ c.s.}$$

como un galón de N_2 líquido rinde 93.11 pies^3 @ c.s. de N_2 gaseoso, para obtener los 97 272 pies^3 @ c.s. será necesario llevar al pozo aproximadamente 1 050 galones.

Las operaciones de inducción y desplazamiento como la anterior pueden realizarse de las siguientes maneras, de acuerdo al tipo de terminación del pozo:

- 1) Terminación sencilla con tubería de producción franca (figura III.7a).

El pozo se encuentra disparado, lleno de agua y con el árbol de producción y árbol de válvulas definitivos. Por una de las salidas de la tubería de producción se bombea nitrógeno para desplazar al agua, la cual saldrá por una de las válvulas laterales de la tubería de revestimiento. Cuando se tengan indicios de que el nitrógeno está próximo a llegar a la superficie, deberá estrangularse la línea de descarga y continuar el bombeo de nitrógeno hasta desplazar totalmente al agua. A continuación se depresiona lentamente la tubería de producción permitiendo así la entrada de fluidos al pozo.

- 2) Terminación sencilla con empacador y con camisa de circulación (figura III.7b).

El pozo se encuentra disparado y lleno de agua, con el em-

pacador y la tubería de producción anclados, la camisa de circulación cerrada y el árbol de válvulas instalado. Se abre primero la camisa de circulación con línea de acero. Posteriormente se abren una válvula lateral de la tubería de revestimiento y una de la tubería de producción, y se bombea nitrógeno por esta última hasta desplazar al agua de su interior. Una vez realizado lo anterior, se cierra nuevamente la camisa de circulación. Por último se descarga el nitrógeno por la válvula lateral de la tubería de producción estrangulando el flujo del mismo.

- 3) Terminación sencilla con empacador, con o sin camisa de circulación, y utilizando la unidad de tubería flexible. (figura III.7c).

Para realizar esta operación con tubería flexible, se conecta primero la unidad de nitrógeno a la conexión del carrete de la tubería flexible y se introduce la misma a la profundidad de 100 m aproximadamente. Aquí se inicia el bombeo de nitrógeno hasta obtener circulación con gasto constante y baja presión. Se continúa bajando la tubería flexible hasta la base de los disparaos para en este punto alcanzar la presión máxima de bombeo. En seguida se empieza a recuperar la tubería con gasto constante y disminución de presión. Los fluidos se desalojan a la presa de quema y se vigila el comportamiento del pozo durante toda la operación.

III.3 REMOCION DE SOLIDOS. (2, 4, 5)

Uno de los problemas más frecuentes durante la producción de los pozos petroleros es la formación de depósitos de materiales sólidos en el fondo de los mismos, los cuales pueden llegar a obturar el intervalo perforado e interrumpir la

producción. La formación de estos depósitos se debe a motivos muy variados entre los que destacan el asentamiento del sus--tentante después o durante un fracturamiento, el acarreo de - materiales en formaciones poco consolidadas, etc.

De todos los depósitos de materiales sólidos encontrados en los pozos petroleros, los más comunes son los de arena, ya sea que ésta provenga de formaciones poco consolidadas o de - un fracturamiento.

Por lo general los pozos con arena se limpian por circu--lación con una tubería franca, la cual lleva en su extremo in--ferior un niple de aguja formado por un pedazo de tubo corta--do diagonalmente. Además, en su parte superior y a diferentes profundidades se colocan válvulas check que permiten mantener la presión e impedir el retorno del fluido de tratamiento --- mientras se hacen conexiones de tubería. La operación consis--te en bajar la tubería de trabajo hasta la cima del depósito, y hacerla girar lentamente mientras que por su interior se -- bombea el fluido de circulación para ser extraído, junto con la arena, por el espacio anular. La operación puede realizarse con un equipo de reparación convencional, con un equipo -- snubbing o con una unidad de tubería flexible.

La figura III.8 presenta un diagrama de una operación de desarenamiento en el que se muestra el arreglo del equipo, -- así como el desarrollo de la operación, cuando se utiliza la tubería flexible y un fluido espumado con N_2 .

Antes de intervenir el pozo se recomienda correr un cali--brador para conocer las posibles restricciones, la profundi--dad del depósito, etc. Al llegar al depósito con la punta de la tubería, se aconseja penetrar tres pies en no menos de cin--co minutos, y circular hasta que la mezcla llegue a la super--ficie para tener así un criterio sobre la velocidad de avance por seguir sin sobrecargar al fluido de circulación con sólidos. Si por algún motivo se suspende la circulación, se debe levantar la tubería de inmediato hasta poder reanudar la ope--ración. Se limpia así todo el depósito, de ser posible hasta

el fondo del pozo, manteniendo la circulación aún durante la extracción de la tubería cuando la operación se esté realizando con tubería flexible como en la figura III.8.

El fluido de circulación se escoge dependiendo de la profundidad del pozo, la densidad del sólido y el volumen por limpiar. Si el volumen es considerable o la profundidad es mayor de 7 000 pies se recomienda utilizar lodo o espuma, mientras que a menor escala es posible utilizar agua o aceite.

Para el caso de pozos profundos, la alta capacidad de acarreo de las espumas y la baja presión hidrostática que éstas ejercen son de una gran utilidad en operaciones de remoción de sólidos.

Una espuma puede considerarse como la dispersión de un gas, generalmente nitrógeno, en un líquido que por lo regular es agua. La dispersión del gas en el líquido se logra mediante un generador de espuma, el cual es un dispositivo que inyecta a la corriente de gas en la corriente de líquido o bien a la corriente de líquido en la corriente de gas; este equipo se describe más ampliamente en el capítulo V. El volumen de gas con respecto al de la espuma se conoce como calidad y su valor varía entre un 60 y un 90 % aproximadamente. Los incrementos en la calidad de la espuma producen incrementos en su viscosidad y su estabilidad. La estabilidad de una espuma se mide por el tiempo que tarda la mitad del agua que la forma en volver a su estado original; dicho tiempo se conoce como vida media de la espuma y puede ser modificado agregando a la espuma un agente estabilizante.

En algunas operaciones en las que se han utilizado espumas de nitrógeno para extraer la arena de los pozos, se ha comprobado que éstas poseen una capacidad de acarreo mucho mayor que la del agua y el aceite. Por ejemplo, en una prueba realizada en un pozo, para remover un depósito de arena se utilizaron una salmuera y una espuma de nitrógeno. A una velocidad anular de 150 pies/min la salmuera acarreó 15.8 libras

de arena por cada barril de fluido, mientras que la espuma logró levantar hasta 42.1 libras de arena.

Por otro lado, la baja densidad de la espuma de nitrógeno reduce los problemas de pérdida de circulación que pueden llegar a presentarse cuando se utiliza agua como fluido de circulación. Además, debido a su bajo contenido de líquidos, el uso de espumas reduce el daño a la formación.

El diseño de una operación de remoción de sólidos con espuma consiste en simular el flujo de la misma a través del sistema de circulación. Los cálculos se inician en la descarga de la tubería de revestimiento, fijando la contrapresión necesaria para que la calidad máxima sea menor a 0.95; se siguen posteriormente por el espacio anular hasta determinar la presión de fondo, y se continúan por el interior de la tubería de producción hasta obtener la presión de inyección en la superficie. La simulación del flujo de la espuma puede hacerse utilizando el procedimiento descrito en el apéndice A de este trabajo, considerando que el fluido que se inyecta por la tubería de producción es espuma solamente mientras que el que se extrae por el espacio anular es una mezcla de espuma y de sólidos.

El gasto de inyección de líquido se determina en función del gasto máximo que pueda proporcionar la unidad generadora de espuma; el gasto de gas se determina en función de éste y de la calidad de la espuma requerida en la superficie.

El volumen total de espuma requerido para una operación dada se calcula tomando en cuenta las capacidades de las tuberías, el volumen y la densidad del depósito por desalojar y la capacidad de acarreo de la espuma (masa del sólido por volumen unitario de espuma).

Se acostumbra fijar una contrapresión en la descarga de la tubería de revestimiento con objeto de mantener la calidad de la espuma por abajo de 0.95. Arriba de este valor se tendría un flujo predominante de gas, el cual tiene una viscosidad muy baja, disminuyendo así la capacidad de acarreo del

fluido y ocasionando el reasentamiento del material tanto en el pozo como en el cabezal.

Como la calidad de la espuma disminuye con la profundidad, debido a que con la mayor presión se reduce el volumen de gas, su valor en el fondo de los pozos es muy reducido, pudiendo llegar a ser hasta de 0.30. Sin embargo, a profundidades muy grandes el efecto de remoción y acarreo de sólidos dependerá casi exclusivamente de la velocidad de la espuma al salir de la tubería de trabajo y no tanto de su calidad o viscosidad. De esta forma, los sólidos son levantados del fondo por efecto de la velocidad del flujo, y llevados en suspensión hasta la superficie debido a la cada vez mayor calidad y viscosidad de la espuma.

EJEMPLO III.2

Utilizando un fluido espumado con nitrógeno se quiere -- desarenar un pozo cuyos datos son los siguientes:

TP: 2 7/8 pg, 6.4 lb/pie

TR: 6 5/8 pg, 28 lb/pie

profundidad del depósito: 3 000 pies

temperatura de superficie: 60 °F

gradiente de temperatura: 1.4 °F/100 pies

gasto de líquido: 40 gal/min

gasto de gas: 300 pies³ @ c.s./min

calidad de la espuma en la descarga de la TR: 0.95

Determine la presión de inyección, la presión de fondo y la presión en la descarga de la TR, así como la calidad de la espuma en cada una de estas posiciones del sistema de circulación.

SOLUCION:

Utilizando el programa ESPUMA,* el cual está basado en el procedimiento descrito en el apéndice A de este trabajo, se obtuvieron los siguientes resultados:

profundidad (pies)	presión (lb/pg ²)	calidad (%)
en TR: 0	34.357	0.950
500	154.357	0.778
1 500	244.357	0.721
2 000	424.357	0.673
2 500	519.357	0.630
3 000	613.969	0.593
2 500	533.969	0.621
2 000	463.969	0.651
1 500	413.969	0.673
1 000	363.969	0.698
500	333.969	0.713
en TP: 0	307.972	0.729

presión y calidad en la inyección: 308 lb/pg² y 72.9 %

presión y calidad en el fondo: 614 lb/pg² y 59.3 %

presión y calidad en la descarga de la TR: 34 lb/pg² y 95.0 %

III.4 COLOCACION DE EMPACIAMIENTOS DE GRANA. (2,6,7)

Los yacimientos de arena no consolidada provocan un arenamiento de los pozos debido al acarreo de la arena por el fluido producido, ocasionando así una reducción parcial o to-

* Programa desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo por los ingenieros Pedro Silva Lopez y Vicente Casariego -- González.

tal de la producción. Para controlar este problema existen -- dos métodos principales, la consolidación con materiales químicos y la retención mecánica.

La consolidación con materiales químicos tiene un costo relativamente alto, y consiste en inyectar una resina al yacimiento para consolidar los granos de arena y evitar su migración al pozo.

El método mecánico es el más usado y consiste en colocar y engravar un filtro o cedazo a la profundidad del intervalo productor, lo cual se lleva a cabo en dos etapas, la de preparación y la de colocación y engravamiento del cedazo. En pozos ademados la preparación consiste en desarenar el pozo y acondicionarlo con barrena y escareador; en pozos descubiertos consiste en ampliar el agujero a un diámetro 6 pgs mayor que el de la última tubería de revestimiento cementada y acondicionarlo.

El equipo utilizado en superficie está formado por unidades convencionales de bombeo a alta presión, dosificadores de arena o grava, unidades para el mezclado de los diferentes -- componentes y múltiples de inyección para el bombeo de la mezcla al pozo.

El equipo subsuperficial que se utiliza para colocar el cedazo es el siguiente. En la parte inferior de la sarta de trabajo se coloca generalmente una zapata guía. Arriba de la zapata se coloca el cedazo, cuya longitud debe cubrir todo el intervalo disparado. El diámetro del cedazo debe ser de 6 a 8 pgs menor que el del agujero, si la operación se realiza en agujero descubierto, o bien debe ser igual o ligeramente mayor que el de la tubería de producción, si la operación es en agujero ademado. También se colocan a lo largo de la sarta algunos centradores para tener un mejor acomodo de la grava alrededor del cedazo. En su parte superior se coloca un cedazo corto o "chismoso" que indica el final de la etapa de engravamiento. Encima del cedazo corto se coloca una junta acopladora, seguida de una junta soltadora y de la herramienta engra-

vadora, la cual consiste de un dispositivo de desviación del flujo y un elemento empacador. En seguida se conecta una junta que lleva colgada una tubería lavadora a lo largo de todo el cedazo, y por último la tubería de trabajo.

Una vez colocado el cedazo a la profundidad programada - se establece circulación directa y se bombea la grava en etapas. La grava suspendida en el fluido es desviada hacia el espacio anular por medio de unos orificios situados abajo del elemento empacador. En esta forma se continúa el bombeo hasta cubrir la longitud total del cedazo, vigilando la presión de circulación. Al cubrir la grava el cedazo corto o chismoso, - el fluido ya no puede regresar por la tubería lavadora suspendiéndose la circulación en el espacio anular y notándose un incremento brusco en la presión de bombeo. A continuación se suelta el cedazo dando vueltas a la tubería para desconectar la junta soltadora. Por último se levanta la tubería y se cicula el exceso de grava. Una vez recuperada la herramienta -- soltadora se procede a conectar el extremo de la tubería de producción con la boca del cedazo. Las figuras III.9 y III.10 presentan la secuencia del engravamiento de pozos descubiertos y de pozos ademados.

Los fluidos que se utilizan como medio de transporte de la arena o grava son generalmente agua o aceite gelificados. Sin embargo, los fluidos espumados se han empezado a utilizar ya como fluidos de circulación para la colocación de empacamientos de grava. Estos sistemas contienen entre un 75 y un 95 % en volumen de nitrógeno. Algunos estudios de laboratorio han demostrado que los empacamientos de grava colocados - con espumas de nitrógeno, presentan características similares e incluso superiores a los colocados con fluidos convencionales. La tabla III.1 presenta los resultados obtenidos de dichos estudios. De esta tabla se puede concluir que la espuma posee las siguientes características como fluido para colocar empacamientos de grava:

- 1) alta viscosidad
- 2) alta capacidad de acarreo
- 3) bajo contenido de líquidos
- 4) baja densidad
- 5) bajas pérdidas de fluido
- 6) bajo costo

De acuerdo a lo anterior, las áreas de aplicación para la colocación de empacamientos de grava con espuma de nitrógeno no son las siguientes:

- 1) pozos someros o de baja presión
- 2) pozos con problemas importantes de pérdida de circulación
- 3) pozos perforados en formaciones sensibles a líquidos

El diseño de una operación consiste básicamente en la determinación del tamaño de la grava y de la apertura del cedazo, así como en la determinación de los gastos y presiones de bombeo durante el flujo del fluido de circulación, con y sin grava.

Para determinar el tamaño de la grava o arena, así como el de la apertura del cedazo, en la referencia (2) se presenta un método basado en el análisis granulométrico de la arena recuperada durante la etapa de limpieza del pozo.

Por su parte, la determinación de gastos y presiones de bombeo se puede realizar en la misma forma que se hace para una operación de desarenamiento, pero considerando ahora que el fluido que se bombea por la tubería de producción es una mezcla de espuma y grava o arena, y que el que sale por la -- descarga de la tubería de revestimiento es solamente espuma.

III.5 CEMENTACION DE TUBERIAS. (3,7-9)

En la cementación primaria de pozos petroleros existen varias situaciones en las que se hace necesario colocar largas columnas de cemento para así poder sostener la tubería de revestimiento a las paredes del pozo. Sin embargo, en muchas ocasiones la carga hidrostática ejercida por estas columnas es suficiente como para romper formaciones con gradientes de fractura reducidos, provocando con esto la pérdida de la lechada hacia la formación y el consiguiente fracaso de la operación.

La solución a este problema ha sido normalmente la técnica de cementación por etapas, o bien el empleo de aditivos reductores de densidad. Aunque efectiva cuando se diseña y se lleva a cabo correctamente, la técnica de cementación por etapas implica ciertos riesgos; por ejemplo, que la camisa de cementación no cierre o no abra, que el cemento de la etapa anterior alcance la profundidad de la camisa en el espacio anular y obstruya su funcionamiento, etc.

La otra alternativa consiste en utilizar aditivos reductores de la densidad de la lechada para reducir la carga hidrostática sobre la formación. El método más común para lograr lo anterior es la adición de agua en exceso, aunque esto tiende a reducir la resistencia a la compresión del cemento. Además, la densidad mínima que puede obtenerse manteniendo una resistencia a la compresión aceptable es de 10.5 lb/gal - aproximadamente, lo cual en algunos casos es todavía mayor que el gradiente de fractura de algunas formaciones. También es posible el empleo de esferas huecas de cerámica o de vidrio como método para reducir la densidad de una lechada de cemento; con esto se pueden lograr densidades de hasta 8 lb/gal. Sin embargo, el costo de las esferas es excesivamente elevado además de que éstas pueden romperse si la presión es mayor a su límite de resistencia.

Con el desarrollo de las unidades de vaporización y bombeo de nitrógeno, este gas puede ser utilizado en la preparación de cementos espumados cuya baja densidad permita la colocación de largas columnas de cemento, sin sobrepasar el gradiente de fractura de las formaciones. La densidad de un cemento espumado puede variarse fácilmente incrementando o disminuyendo el volumen de gas, pudiendo obtenerse lechadas de hasta 6 lb/gal con 300 a 500 lb/pg² de resistencia a la compresión. Estos sistemas no presentan limitaciones de presión ya que utilizan burbujas de gas para reducir la densidad de las lechadas; las burbujas de gas se comprimen simplemente a presiones elevadas y después se expanden nuevamente.

Además de utilizarse como cemento de baja densidad para cementar zonas con gradientes de fractura bajos, el cemento espumado puede usarse para aislar zonas de pérdida de circulación, o bien como un aislante térmico en pozos inyectoros o productores de vapor.

Los sistemas de cementos espumados son fáciles de mezclar y se componen de varios elementos. El sistema base es generalmente un cemento para pozos petroleros con una densidad entre 13 y 16 lb/gal. Se añaden nitrógeno y surfactantes al sistema base y se bombea éste a través de un generador de espuma. La figura III.11 presenta un arreglo del equipo necesario para la preparación y bombeo de un cemento espumado.

Existen dos métodos principales para el bombeo de una lechada de cemento espumado, el de gasto constante de inyección de gas y el de gasto variable de inyección de gas. Con el primero se obtiene una columna de cemento con una densidad y una resistencia a la compresión que se incrementan con la profundidad. El segundo proporciona una columna de cemento con la misma densidad y resistencia a la compresión a cualquier profundidad.

Cuando se diseña una lechada de cemento espumado, lo primero que debe tomarse en cuenta es la presión y la temperatura a que estará sujeto el gas en el espacio anular. La magni-

tud de dichas propiedades determina el volumen de gas que deberá bombearse para lograr una densidad específica de la lechada o, a la inversa, la densidad que se obtendrá cuando se utilice un determinado volumen de gas. Otras variables son la densidad de la lechada a la cual se va a agregar el gas, así como el gasto de bombeo tanto del gas como de la lechada. A continuación se presenta un ejemplo en el que se muestra la forma de determinar el volumen de nitrógeno necesario para reducir la densidad de una lechada de cemento, y en general la de cualquier tipo de fluido, a un valor dado.

EJEMPLO III.3

En un agujero de 10.105 pgs se quiere cementar una tubería de revestimiento de 5 1/2 pgs y 14 lb/pie, con una columna de cemento de las siguientes características: del fondo hacia arriba 2 100 pies de cemento de 13.4 lb/gal y 2 500 pies de cemento espumado con nitrógeno. Determine el volumen de cemento y de nitrógeno necesarios para obtener una presión hidrostática equivalente a una columna de 7 100 pies de fluido de control de 9.3 lb/gal. El gradiente de temperatura es de 1.1 °F/100 pies y la temperatura superficial de 80 °F.

SOLUCION:

- 1) determine la presión de fondo máxima permisible (presión hidrostática de la columna de lodo):

$$P_{bh} = (7\ 100 \text{ pies}) (9.3 \text{ lb/gal}) (0.052) = 3\ 434 \text{ lb/pg}^2$$

- 2) calcule la presión hidrostática ejercida por la columna de cemento espumado:

$$(Ph_C)_F = P_{bh} - Ph_C - Ph_m$$

$$Ph_C = (2\ 100\ \text{pies}) (13.4\ \text{lb/gal}) (0.052) = 1\ 463\ \text{lb/pg}^2$$

$$Ph_m = (2\ 500\ \text{pies}) (9.3\ \text{lb/gal}) (0.052) = 1\ 209\ \text{lb/pg}^2$$

$$(Ph_C)_F = 3\ 434 - 1\ 463 - 1\ 209 = 762\ \text{lb/pg}^2$$

- 3) obtenga la densidad del cemento espumado a las condiciones medias de presión y temperatura en la columna de cemento:

$$(\bar{D}_C)_F = 2\ 500\ \text{pies} + 2\ 500\ \text{pies}/2 = 3\ 750\ \text{pies}$$

$$(\bar{P}_C)_F = 1\ 209\ \text{lb/pg}^2 + 762\ \text{lb/pg}^2/2 = 1\ 590\ \text{lb/pg}^2$$

$$(\bar{T}_C)_F = 80\ \text{°F} + (3\ 750\ \text{pies}) (1.1\ \text{°F}/100\ \text{pies}) = 121\ \text{°F}$$

$$(\rho'_C)_F = Ph_F/0.052\ h_F = 762 / (0.052 \times 2\ 500) = 5.86\ \text{lb/gal}$$

- 4) de la gráfica de densidad deseada vs. porcentaje de nitrógeno, figura III.12, obtenga la cantidad de nitrógeno necesaria para reducir la densidad original a la densidad deseada (en este caso la densidad deseada es igual a la densidad del cemento espumado y la densidad original es igual a la densidad del cemento no espumado):

$$\text{porcentaje de nitrógeno} = 56, (0.56)$$

- 5) de la gráfica de presión vs. factor de expansión del nitrógeno, β , figura III.13, obtenga el valor de β a partir de la presión media en la columna de cemento espumado $(\bar{P}_C)_F$:

$$\beta = 0.145$$

- 6) de la gráfica de factor de expansión del nitrógeno vs. porcentaje de nitrógeno, figura III.14, obtenga la concentración de este gas necesaria para la reducción de densidad:

$$RGL = 700\ \text{pies}^3 @\ \text{c.m.}/\text{bl}$$

7) determine el volumen de cemento contenido en la espuma:

$$(V_c)_F = (2\ 500\ \text{pies}) (0.0702\ \text{bls/pie}) (1 - 0.56) = 77.22\ \text{bls}$$

8) determine el volumen necesario de nitrógeno @ c.s.:

$$V' = (77.22\ \text{bls}) (700\ \text{pies}^3/\text{bl}) = 54\ 054\ \text{pies}^3\ \text{@ c.s.}$$

como 1 gal de N_2 líquido rinde 93.1 pies^3 @ c.s. de N_2 gaseoso, para obtener los 54 054 pies^3 @ c.s. se requiere -- llevar al pozo por lo menos 581 gal aproximadamente.

III.6 DISPAROS EN SENO DE NITROGENO. (3,10,11)

La perforación bajobalanceada de tuberías de revestimiento, es decir, el disparar dichas tuberías con la presión de formación mayor que la presión en el pozo, se considera como uno de los mejores métodos para obtener disparos abiertos y sin daño.

Cuando se dispara una tubería con la presión a favor del pozo, en unos cuantos microsegundos una onda de presión dirigida abre un agujero en la tubería y en la formación. El material en la trayectoria de la onda de presión es forzado hacia los poros de la roca, y la zona adyacente a los disparos se -- tapona y se compacta ocasionando así un daño a la formación. Esta compactación de la roca próxima a los disparos puede reducir la permeabilidad inicial en un 70 % o más.

En la perforación bajobalanceada, la diferencia de presión entre la formación y el pozo ayuda a reducir las dimensiones de esta zona dañada, al evitar que los fragmentos originados por la detonación penetren en los disparos y en la -- formación productora. De esta forma se elimina con frecuencia la necesidad de inducir el pozo.

La figura III.15 presenta una comparación entre la perforación de tuberías de revestimiento con la presión a favor y en contra del pozo. Si los dos intervalos de la figura III.15 se disparan con la presión a favor del pozo, en un fluido limpio, y posteriormente se induce el pozo, entonces la diferencia de presión se vuelve a favor de la formación. A medida que esta diferencia de presión alcanza el valor requerido para la limpieza de los mejores disparos, estos comienzan a fluir. Sin embargo, cuando el flujo se inicia, la diferencial de presión en los disparos restantes disminuye debido a la contrapresión impuesta por el flujo ya existente haciendo que estos permanezcan cerrados y no productivos. Si la tubería de revestimiento se dispara con una presión diferencial a favor de la formación productora, entonces la zona uno se limpia más completamente pero la zona dos aún sigue sin fluir. Cuando la diferencia de presión a favor de la formación alcanza el valor adecuado, cuya determinación se discute más adelante, un mayor número de disparos se limpian eficientemente y con ello se logra mejorar la productividad inicial del pozo.

Con el uso de nitrógeno y un lubricador es posible crear diferenciales de presión a favor de la formación que permitan limpiar los disparos adecuadamente. Con esto se elimina virtualmente la posibilidad de un exceso de presión hidrostática en el agujero que empuje los fragmentos del disparo hacia la formación. También es posible utilizar para estos efectos un fluido espumado a base de nitrógeno.

Cuando el pozo está listo para ser disparado se procede a desplazar al fluido de lavado por medio de la inyección de nitrógeno, tal como si se tratara de una inducción. A continuación se ancla el empacador y se introduce la pistola a través del lubricador hasta colocarla enfrente del intervalo por disparar. Se depresiona entonces el pozo hasta obtener la presión bajobalanceada determinada con anterioridad y se procede al disparo. Una vez realizado esto, se retira la pistola a --

través del lubricador y el nitrógeno se descarga lentamente a la atmósfera para ayudar así a que el pozo comience a fluir.

La perforación bajobalanceada es básicamente una técnica para ayudar a la limpieza inicial de los disparos. Algunos -- factores muy importantes que en ella intervienen son:

- 1) establecer la presión bajobalanceada adecuada, de acuerdo a la permeabilidad de la formación
- 2) abrir el pozo lentamente después de dispararlo para asegurar así la limpieza de un mayor número de disparos
- 3) evitar las presiones bajobalanceadas excesivas, ya que estas no mejoran la productividad y si en cambio pueden ocasionar problemas mecánicos en el pozo.

La presión bajobalanceada necesaria para limpiar los disparos eficientemente varía entre 500 y 4 000 lb/pg². Es importante optimizar su valor ya que con esto se pueden evitar problemas mecánicos en los pozos, particularmente en formaciones débiles donde los valores muy altos podrían llegar a colapsar la tubería; en contraposición a lo anterior, los valores muy bajos de la presión bajobalanceada podrían no ser suficientes para limpiar los disparos adecuadamente.

Una forma práctica para determinar la mínima presión bajobalanceada que puede utilizarse para obtener disparos abiertos y limpios se presenta en las figuras III.16 y III.17. Dichas figuras se derivan de un estudio realizado en 90 pozos -- de los Estados Unidos, en el cual se estableció una correlación entre la permeabilidad de la formación y la mínima presión bajobalanceada para limpiar los disparos. El estudio consistió en analizar los resultados de la estimulación de los pozos después de ser disparados con diferentes presiones bajobalanceadas. Los pozos cuyo índice de productividad se mejoró en más del 10 % se consideró habían sido dañados debido a una presión bajobalanceada insuficiente. Se consideró también que los pozos cuyo índice de productividad no se mejoró notable--

mente, no habian sido dañados debido a que se dispararon con una presión bajobalanceada adecuada. Los resultados se graficaron en papel doble logaritmico y se determinó la presencia de una linea que establecia los valores mínimos de la presión bajobalanceada con los cuales se obtuvieron disparos de buena calidad.

III.7 ACIDIFICACIONES. (3,7,13)

Existen tres clasificaciones básicas de sistemas ácidos que contienen nitrógeno, aquellos que contienen menos de un 52 % en volumen de gas y que se conocen como energizados, los que contienen de un 52 a un 95 % llamados espumas, y las dispersiones de un liquido en un gas, con el gas formando la fase continua, lo cual ocurre cuando el volumen de gas es mayor al 95 %. Estos últimos se conocen como sistemas atomizados. Los sistemas ácidos energizados se utilizan principalmente para mejorar la limpieza del pozo. Los sistemas ácidos espumados se utilizan en lugar de los sistemas convencionales para mejorar la penetración del ácido y para mejorar el flujo en el pozo posteriormente a un tratamiento.

Los sistemas ácidos energizados se utilizan para mejorar el flujo de retorno de los fluidos de tratamiento, así como su recuperación en superficie, en tratamientos a la matriz. Lo anterior es posible gracias a la baja densidad de este tipo de sistemas, lo cual reduce la energía necesaria para llevarlos desde el fondo del pozo hasta la superficie, y a que, cuando se encuentran en la formación, el nitrógeno se expande y con ello desaloja un mayor volumen de fluido de tratamiento de la formación.

El ácido espumado mejora los dos factores principales que determinan la penetración del mismo y el éxito posterior de una operación de fracturamiento ácido: el control de la pérdida de fluido y la velocidad de reacción del ácido.

Las bajas pérdidas de fluido de un sistema ácido espumado ayudan a obtener un mejor cubrimiento al eliminar la formación de agujeros de gusano en la roca. La tensión interfacial entre el ácido y el nitrógeno es el mecanismo que controla la pérdida de fluido en un sistema ácido espumado. El control -- efectivo de las pérdidas de fluido elimina la necesidad de -- utilizar aditivos sólidos para este propósito.

El ácido espumado también presenta una velocidad de reacción retardada en formaciones solubles en ácido. La velocidad de reacción se reduce debido a la geometría de la fractura y a la estructura física de la espuma. El ácido espumado tiene una viscosidad mayor que la del ácido común, lo cual resulta en una amplitud de fractura mayor. Esta mayor amplitud reduce la relación área volumen, disminuyendo así la velocidad de -- transporte y la de reacción. Por otro lado, la estructura física de la espuma dificulta el transporte de los iones H^+ del ácido, al hacer que recorran una mayor distancia para llegar a la superficie de la roca y reaccionar con ella, reduciendo también la velocidad de reacción. Ambos factores, tanto el -- control de la pérdida de fluido como la retardación de la velocidad de reacción del ácido, proporcionan una mayor penetración del ácido vivo dentro de la fractura.

Una vez que la zona de interés ha sido fracturada, el -- ácido espumado acarrea los finos insolubles fuera de la formación y hasta la superficie durante el periodo de limpieza del pozo. El mismo mecanismo de acarreo del sustentante en un --- fluido fracturante, es decir la alta viscosidad, permite al -- ácido espumado suspender los finos y sólidos para su remoción de la formación.

Los sistemas atomizados se utilizan para obtener una mejor distribución y penetración del fluido durante tratamientos a la matriz. Estos sistemas se comportan igual que los gases puros y tienen muy bajas densidades, viscosidades y tensiones interfaciales. Estas propiedades permiten una fácil penetración del ácido en los espacios porosos de la roca. Los -

sistemas atomizados requieren menos potencia para la inyección que los sistemas convencionales, en virtud de que su baja viscosidad disminuye la presión de inyección en cerca de 500 o hasta 1 000 lb/pg². Los sistemas atomizados ayudan también a eliminar el problema de la formación de bancos de fluido debido a que el líquido permanece disperso en el gas en todo momento. Estos fluidos también ayudan al rompimiento y remoción de los bancos ya existentes. La acción penetrante de estos fluidos ayuda a romper el banco y después, durante la limpieza, la alta velocidad y saturación del gas desplazan al banco e incrementan la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación.

Existe una gran variedad de fluidos que pueden ser utilizados en sistemas ácidos energizados, espumados o atomizados. Todas las concentraciones de uso común de ácido clorhídrico, fluorhídrico, acético y fórmico pueden usarse en estos sistemas, dependiendo del tipo de formación. También se incluyen en este tipo de sistemas aditivos como inhibidores de corrosión, agentes secuestrantes, agentes antilodo asfáltico, agentes de suspensión, agentes de mojabilidad, etc.

Como se mencionó anteriormente, uno de los motivos por los cuales se utiliza el nitrógeno en los tres tipos de sistemas descritos es el mejoramiento de la limpieza del pozo después de un tratamiento. Para ello es necesario que la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos que retornan a la superficie, en este caso ácido gastado y nitrógeno, sumada a las caídas de presión por fricción en la tubería y a la presión requerida en la cabeza del pozo, sea menor que la presión de fondo fluyendo. Entre mayor sea la diferencia, el pozo se limpiará más rápidamente, es decir, el fluido de tratamiento se recuperará en la superficie en un menor tiempo y en mayor cantidad.

Para lograr lo anterior, y considerando que el fluido que retorna a la superficie es una mezcla de un líquido con un gas, deberá determinarse la concentración de nitrógeno en

cesaría para que el fluido llegue a la superficie con la presión requerida en la cabeza del pozo. Esto puede hacerse utilizando una correlación de flujo multifásico como la de Poettman y Carpenter, Baxendell y Thomas, Orkiszewski, Hagedorn y Brown, etc. También puede usarse un juego de curvas de gradiente de presión, basado en una de dichas correlaciones, ya que éstas son más fáciles y prácticas de manejar. En este trabajo se emplea un juego de curvas de gradiente de presión, figura III.18, basado en la correlación de Hagedorn y Brown* así como en diferentes correlaciones para determinar las propiedades de los fluidos. La forma de utilizar las curvas de gradiente de presión, para determinar la concentración de nitrógeno requerida para la limpieza del pozo, es la siguiente:

- 1) Seleccione la gráfica correspondiente a las condiciones del pozo: gradiente de temperatura, densidad del líquido, diámetro de la tubería y gasto de retorno. Este último puede estimarse con ayuda de la tabla III.2.
- 2) Una vez determinada la presión de fondo fluyendo, y conociendo la profundidad del pozo, localice sobre la gráfica la intersección de estos dos valores.
- 3) Determine la concentración de nitrógeno (relación gas-líquido o RGL) necesaria para la limpieza del pozo. Este valor corresponde al de la curva de concentración más cercana a la intersección del paso 2.

* Hagedorn, A. R. and Brown, K. E.: "Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two phase flow in small diameter vertical conduits." J.P.T. (Abril, 1965). Citado en "Oil field nitrogen services handbook." Halliburton Company. (1981)

A continuación se presenta un ejemplo de una operación de fracturamiento con ácido nitrogenado; en el se muestra la forma en que se utilizan las curvas de gradiente de presión y las curvas de desplazamiento para mezclas líquido-nitrógeno.

EJEMPLO III.4

Un pozo se encuentra disparado entre los 13 950 y los 14 050 pies y contiene un lodo de 12 lb/gal. El operador planea realizarle un fracturamiento ácido, inyectando a la formación 500 bls de ácido clorhídrico al 15 %, mezclados con nitrógeno, a razón de 5 bls/min. Para ello pretende desanclar el empacador, colocado a 13 500 pies, y desplazar al lodo de la tubería de producción con una parte de la mezcla ácido-nitrógeno para posteriormente volverlo a anclar y desplazar al sistema ácido con una mezcla agua-nitrógeno hacia la formación. Otros datos del pozo son:

TR: 7 pgs, 23 lb/pie, 14 500 pies

TP: 2 7/8 pg, 6.5 lb/pie, 13 500 pies

presión de fractura: 9 500 lb/pg²

presión de fondo fluyendo: 5 200 lb/pg²

gradiente de temperatura: 1.1 °F/100 pies

densidad del ácido: 9 lb/gal vivo y 9.5 lb/gal gastado

Determine la concentración de nitrógeno necesaria para recuperar al fluido de tratamiento con una presión en la cabeza del pozo de 1 000 lb/pg². Calcule también el volumen de ácido que debe bombearse antes de volver a anclar el empacador, el volumen de agua para el desplazamiento del sistema ácido, el volumen total de nitrógeno y la presión máxima esperada durante el tratamiento.

SOLUCION:

- 1) utilizando las curvas de gradiente depresión para mezclas líquido nitrógeno correspondientes a los datos del pozo, - figura III.1B, determine la concentración de nitrógeno necesaria para recuperar al fluido de tratamiento en la superficie:

de la tabla III.2: $Q = 1 \text{ bl/min}$

de la figura III.1B: $RGL = 700 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s./bl}$

- 2) con ayuda de las curvas de desplazamiento para mezclas líquido-nitrógeno correspondientes a los datos del pozo, figuras III.3 y III.4, determine el volumen de ácido que deberá mezclarse con nitrógeno para desplazar al lodo de la tubería de producción:

$$P_{bh} = (13\ 500 \text{ pies}) (12 \text{ lb/gal}) (0.052) = 8\ 424 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{de la figura III.3: } P_{wh} = 3\ 450 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{de la figura III.4: } V/V_1 = 1.46 \text{ blmezcla/blíquido}$$

$$V = V_{TP} = (13\ 500 \text{ pies}) (0.00579 \text{ bl/pie}) = 78.2 \text{ bl}$$

$$V_1 = V/1.46 = 78.2/1.46 = 53.5 \text{ bl} = V_{\text{ácido}}$$

$$V' = (53.5 \text{ bl}) (700 \text{ pies}^3/\text{bl}) = 37\ 476.4 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s.}$$

- 3) determine el volumen de agua necesario para el desplazamiento del sistema ácido; utilice las curvas de desplazamiento correspondientes a los datos del pozo, figuras III.5 y III.6:

$$P_{bh} = P_f = 9\ 500 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{de la figura III.5: } P_{wh} = 4\ 450 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{de la figura III.6: } V/V_1 = 1.41 \text{ blmezcla/blíquido}$$

$$V = V_{TP} + V_{TR} = 78.2 + (450 \text{ pies}) (0.0393 \text{ bl/pie})$$

$$= 95.885 \text{ bl}$$

$$V_1 = V/1.41 = 95.885/1.41 = 68 \text{ bl} = V_{\text{agua}}$$

$$V' = (68 \text{ bl}) (700 \text{ pies}^3/\text{bl}) = 47\ 602.4 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s.}$$

4) calcule el volumen total de nitrógeno:

$$\begin{aligned}V' &= (500 \text{ bl ácido} + 68 \text{ bl agua}) (700 \text{ pies}^3/\text{bl}) \\ &= 397\,602 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s.}\end{aligned}$$

5) $P_f = P_{wh} + P_h - \Delta P_f$

$$P_{wh} = P_f - P_h + \Delta P_f$$

del paso 3: $P_h = P_f - P_{wh} = 9\,500 - 4\,450 = 5\,050 \text{ lb/pg}^2$

de la tabla III.3: $GP_f = 12.7 \text{ lb/pg}^2/100 \text{ pies}$

$$\Delta P_f = (13\,500 \text{ pies}) (0.127 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}) = 1\,714.5 \text{ lb/pg}^2$$

$$(P_{wh})_{\text{max}} = 9\,500 - 5\,050 + 1\,714.5 = 6\,164.5 \text{ lb/pg}^2$$

III.8 FRACTURMIENTOS. (3,7,12,13)

Los fluidos fracturantes que contienen nitrógeno se clasifican en dos categorías básicas, energizados y espumados. - Los primeros tienen un contenido de gas del 52 % en volumen, mientras que los segundos contienen de un 52 a un 95 %. El uso de estos dos tipos de sistemas depende de las condiciones del pozo y de la formación, así como de los objetivos de diseño del tratamiento.

Los sistemas energizados se usan generalmente para ayudar en la recuperación del fluido fracturante durante la etapa de limpieza posterior a un tratamiento. Estos sistemas adquieren las características generales de los fluidos base con excepción del gradiente hidrostático. El gradiente hidrostático de un sistema energizado es menor que el del fluido base y por tanto se requiere de menos energía para limpiar el pozo. La viscosidad y las propiedades de pérdida de fluido son las mismas que las del fluido base, lo cual permite la inyección de las concentraciones normales de sustentantes durante los tratamientos.

Los sistemas espumados exhiben varias de las características deseadas en un fluido fracturante efectivo: bajo contenido de líquidos, capacidad elevada de acarreo del sustentante, bajas pérdidas de fluido y viscosidad aparente elevada. - El bajo porcentaje de líquidos en una espuma, entre el 5 y el 48 %, reduce las posibilidades de daño por reducción de la permeabilidad relativa ocasionado por el bloqueo de fluidos - cerca de las paredes de la fractura, o bien el causado por el hinchamiento de las arcillas. Esta propiedad se aplica principalmente en formaciones muy sensibles al agua.

La velocidad de asentamiento del sustentante es menor -- que en los fluidos convencionales o complejos. Esto permite - que el sustentante sea acarreado más allá dentro de la formación, para crear fracturas altamente conductivas y con mayor penetración.

La baja pérdida de fluido permite que un mayor volumen - de la espuma permanezca dentro de la fractura y genere una mayor área de la misma. La espuma no necesita agentes sólidos - para pérdida de fluido los cuales podrían dañar la permeabilidad en la cara de la fractura o en el banco de sustentante en la misma. El control de la pérdida de fluido en una espuma se debe a la tensión interfacial entre las fases líquida y gaseosa, y su magnitud es mayor que en los fluidos convencionales o complejos en formaciones con permeabilidades menores a un **milidarcy**. La tensión interfacial también crea una viscosidad de la espuma que es mayor a la del gas o del líquido, así como viscosidades aparentes iguales a las de los fluidos convencionales o complejos.

La principal de las aplicaciones de la espuma como fluido fracturante ha sido el fracturamiento de pozos de gas, aunque también se le ha empleado para fracturar pozos de aceite. El costo de los tratamientos es aproximadamente el mismo, o ligeramente mayor, que el de los tratamientos con fluidos convencionales para volúmenes y gastos iguales.

Los tres tipos de fluidos base utilizados en sistemas -- energizados y espumados son: agua, aceite crudo o refinado y alcohol. El nitrógeno puede usarse con cualquiera de ellos.

Durante un fracturamiento, la fase líquida ya gelificada pasa por una mezcladora donde se le combina con el agente su^g tentante para de ahí pasar a las bombas de alta presión; cuan^g do se realiza una operación con espuma, el agente espumante - se agrega corriente abajo de éstas bombas mientras que el gas se introduce al flujo corriente abajo del punto de inyección del espumante. La espuma se genera en este punto por medio de un generador de espuma y posteriormente es inyectada al pozo.

El diseño de una operación de fracturamiento con espuma es básicamente el mismo que cuando se utilizan fluidos fractu^g rantes convencionales. La mayor diferencia se presenta en el cálculo hidráulico ya que, para determinar las caídas de presión por fricción en la tubería, es necesario considerar que las variaciones pequeñas de presión provocan cambios grandes en el volumen de la fase gaseosa, y que con esto se modifican también la velocidad de flujo, la densidad, la calidad y la - viscosidad de la espuma. También difiere la forma de calcular el coeficiente combinado de pérdida de fluido ya que, como la espuma es un fluido que no forma enjarres, el coeficiente que corresponde a esta propiedad no debe ser tomado en cuenta. -- En los apéndices A y B se presentan respectivamente los resú- menes de las fórmulas utilizadas para calcular las caídas de presión por fricción y el coeficiente combinado de pérdida de fluido.

Otro factor importante que debe ser considerado es el vo^g lumen de nitrógeno o dióxido de carbono que se requiere a con^g diciones de superficie, para obtener un determinado volumen - de espuma en el fondo y con una calidad previamente definida. Dicho volumen puede obtenerse de la siguiente forma:

$$PV = Z n R T \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (III.15)$$

$$V = \frac{Z n R T}{P} \quad (III.16)$$

$$V' = \frac{Z' n R T'}{P'} \quad (III.17)$$

$$V_{bh} = \frac{Z_{bh} n R T_{bh}}{P_{bh}} \quad (III.18)$$

$$\frac{V'}{V_{bh}} = \frac{Z' T' P_{bh}}{Z_{bh} T_{bh} P'} = 35.37 = \frac{P_{bh}}{Z_{bh} T_{bh}} \quad (III.19)$$

y como V_{bh} (pies³) = 5.615 FQ V_F (bls), entonces:

$$V' = \frac{198.6 P_{bh} FQ V_F}{Z_{bh} T_{bh}} \quad (III.20)$$

La ec. III.20 incluye solamente al volumen de gas libre en la espuma por lo que también es necesario calcular el volumen de gas que se disuelve en el líquido. Dicho volumen se obtiene de la siguiente forma:

$$V' = S_g V_1 = S_g V_F (1 - FQ) \quad (III.21)$$

de donde el volumen total de gas se obtiene sumando las ecs. III.20 y III.21, es decir:

$$V' = \frac{198.6 P_{bh} FQ V_F}{Z_{bh} T_{bh}} + S_g V_F (1 - FQ) \quad (III.22)$$

donde: FQ = calidad de la espuma, fracción

P_{bh} = presión en el fondo del pozo, lb/pg²

- S_g = solubilidad del gas en el fluido de tratamiento,
 pies³ @ c.s./bl, @ P_{bh} y T_{bh}
 T_{bh} = temperatura en el fondo del pozo, °R
 V_F = volumen de la espuma, bls
 V' = volumen de gas @ c.s., pies³ @ c.s.
 Z_{bh} = factor de compresibilidad del gas @ P_{bh} y T_{bh}

El procedimiento completo para el cálculo del volumen requerido de gas es el siguiente:

- 1) Suponga una calidad de la espuma en el fondo (0.65-0.85).
- 2) Determine la solubilidad del gas en el fluido de tratamiento, figuras II.7 o II.16, @ P_{bh} y T_{bh} .
- 3) A las mismas condiciones obtenga el factor de compresibilidad del gas, figuras II.2 o II.11.
- 4) Aplicando la ec. III.22 determine el volumen de gas requerido para el tratamiento.
- 5) Calcule la duración del tratamiento dividiendo al volumen de la espuma entre el gasto de inyección.
- 6) Obtenga el gasto de inyección del nitrógeno gaseoso o del dióxido de carbono líquido, dividiendo su volumen total -- entre la duración del tratamiento

En seguida se presenta un ejemplo en el que se muestra la forma de utilizar el procedimiento anterior, para el cálculo del volumen de gas que se requiere en una operación de fracturamiento con espuma de nitrógeno.

EJEMPLO III.5

Se quiere fracturar una formación por medio de la inyección de 2 381 barriles de espuma agua-nitrógeno, con una calidad de 0.7 en el fondo. Determine el volumen de nitrógeno que se requiere para formar la espuma conociendo los siguientes - datos:

presión de fractura: 9 200 lb/pg²

temperatura de fondo: 150 °F

gasto de inyección: 15 bls/min

SOLUCION:

1) la calidad de la espuma es $FQ = 0.7$

2) de la figura II.7: $S_g = 27 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s./bl}$

3) de la figura II.2: $Z_{bh} = 1.52$

4) aplicando la ec. III.22, el volumen de nitrógeno necesario para llevar a cabo el tratamiento es:

$$V' = \frac{(198.6) (9\ 200) (0.7) (2\ 381)}{(1.52) (610)} + (27) (2\ 381) (1 - 0.7)$$

$$= 3\ 301\ 167 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s.}$$

5) $t = 2\ 381 \text{ bls} / 15 \text{ bls/min} = 158.7 \text{ min}$

6) $q_g = 3\ 301\ 167 \text{ pies}^3 / 158.7 \text{ min} = 20\ 796 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s./min}$

como 1 gal de nitrógeno líquido rinde 93.11 pies³ de nitrógeno gaseoso @ c.s., para obtener los 3 301 167 pies³ --- @ c.s. del paso 4 se requiere llevar al pozo por lo menos 34 455 galones.

Otra de las aplicaciones del nitrógeno en las operaciones de fracturamiento es la de modificar la densidad de los fluidos de estimulación. Por medio de la adición de nitrógeno a los fluidos de tratamiento es posible colocarlos en la parte de la fractura que se deseé.

Por ejemplo, si la fractura tiende a extenderse por abajo de la zona productora hacia una zona de agua, para colocar al fluido fracturante en la zona de interés puede ser necesario bombear un precolchón pesado seguido por un fluido de tratamiento aligerado con nitrógeno. Si por el contrario el crecimiento de la fractura tiende a ser hacia arriba de la zona productora, es decir, hacia una zona de gas, entonces tal vez sea necesario bombear un precolchón aligerado con nitrógeno -- seguido de un fluido de tratamiento pesado. Por otro lado, si la fractura tiende a extenderse hacia arriba o hacia abajo de la zona productora, para colocar al fluido de tratamiento -- exactamente en la zona que contiene aceite, la solución puede ser el bombeo de un precolchón pesado seguido de un precolchón ligero y de un fluido fracturante de densidad media.

Este tipo de tratamientos se denominan de densidad controlada, siendo el nitrógeno una de las sustancias que se utilizan para dicho control. A continuación se presenta un ejemplo en el que se muestra la forma en que el nitrógeno puede ser empleado en este tipo de operaciones.

EJEMPLO III.6

Para asegurar la colocación del sustentante en la parte superior de una fractura, se requiere que la diferencia de densidades entre el fluido de tratamiento y el precolchón sea de 0.5 lb/gal. Determine la concentración de nitrógeno que se requiere para reducir la densidad del fluido de tratamiento, agua con una concentración de arena de 4 lb/gal, al valor adg

cuado. La densidad del precolchón es de 9.7 lb/gal y de 21.9 lb/gal la de la arena. La temperatura de fondo es de 250 °F y la presión de tratamiento es de 6 500 lb/pg².

1) determine la densidad de la mezcla agua arena:

$$\begin{aligned}V_f &= V_{\text{agua}} + V_{\text{arena}} = 1 \text{ gal} + (1/21.9 \text{ gal/lb}) (4 \text{ lb}) \\ &= 1.18 \text{ gal}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}m_f &= m_{\text{agua}} + m_{\text{arena}} = (8.5 \text{ lb/gal} + 4 \text{ lb/gal}) (1 \text{ gal}) \\ &= 12.5 \text{ lb}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\rho_f &= m_f/V_f = 12.5 \text{ lb}/1.18 \text{ gal} = 10.57 \text{ lb/gal} \\ &= \text{densidad original}\end{aligned}$$

2) determine la concentración de nitrógeno que se requiere para reducir la densidad del fluido de tratamiento:

$$\begin{aligned}\rho_{fg} &= \text{densidad precolchón} - 0.5 \text{ lb/gal} \\ &= 9.7 \text{ lb/gal} - 0.5 \text{ lb/gal} = 9.2 \text{ lb/gal} \\ &= \text{densidad deseada}\end{aligned}$$

de la figura III.12: % N₂ = 13

de la figura III.13: β = 0.375

de la figura III.14: RGL = 259 pies³ @ c.s./bl

III.9 PRECAUCIONES DURANTE EL MANEJO DEL N₂. (14)

El manejo seguro del nitrógeno líquido o gaseoso requiere del conocimiento de sus propiedades, así como del seguimiento de las prácticas de seguridad adecuadas, ya que los peligros potenciales que el uso de este gas encierra surgen de las mismas características por las cuales es utilizado.

Aunque el nitrógeno es en si mismo una sustancia no tóxica, su uso en áreas encerradas, con una ventilación deficiente, puede provocar una disminución del oxígeno en el aire y - la posibilidad de asfixia del personal que labora en el área. Debido a lo mismo, los tanques de almacenamiento de nitrógeno deben ser purgados con aire antes de entrar a ellos para su - mantenimiento.

Las temperaturas extremadamente bajas del nitrógeno líquido pueden congelar fácilmente cualquier área desprotegida de la piel y los ojos, la cual pueda estar en contacto con el nitrógeno o con los materiales enfriados por el mismo. Es por ello que cuando se trabaje con nitrógeno líquido se debe usar la ropa de seguridad adecuada, así como guantes, mascarilla y lentes especiales. Por otro lado, las bajas temperaturas del nitrógeno líquido o gaseoso pueden fragilizar muchos materiales, y estos a su vez pueden romperse causando serios daños - al equipo y al personal. Debido a lo anterior se recomienda - el uso de materiales especiales para aplicaciones criogénicas, tal como se describen en el capítulo V de este trabajo - referente al equipo para el manejo de N_2 y CO_2 .

Además de lo anterior, el diseño del equipo debe ser tal que permita que el nitrógeno no se acumule en ningún recipiente cerrado sin una válvula de seguridad. Esto debido a que al calentar nitrógeno líquido en un espacio confinado pueden desarrollarse presiones extremadamente altas (hasta de 40 000 - lb/pg²). Contrariamente, en equipos enfriados indirectamente por nitrógeno líquido pueden generarse condiciones de vacío - extremas.

Como puede notarse a través de lo expuesto en este capítulo, el nitrógeno en las operaciones en pozos tiene muchas y muy variadas aplicaciones. Todas ellas surgen de las propiedades físicas y químicas de dicho gas, así que, teniendo un adecuado conocimiento de las mismas y tomando en cuenta los peligros potenciales que éstas establecen, las operaciones pueden desarrollarse en forma segura y eficiente.

III.10 RESULTADOS DE CAMPO.

Caso 1.

Después de haberse lavado y disparado, este pozo exploratorio de 14 150 pies de profundidad fué sondeado hasta los 6 560 pies. Como no se pudo sondear a mayor profundidad, se decidió desplazar al agua restante a través de la camisa de circulación, situada a 13 973 pies, mediante la inyección de nitrógeno. La operación tardó dos horas veite minutos y se emplearon 126 200 pies³ de nitrógeno @ c.s., bombeados a una presión de 5 000 lb/pg². Como no se obtuvo flujo del pozo a pesar de que la inducción lo dejó en las mejores condiciones posibles, se procedió a acidificarlo sin obtener buenos resultados por lo que se decidió abandonarlo como improductivo.

Caso 2.

Para remover un depósito de arena en un pozo con una tubería de revestimiento de 6 5/8 pg se utilizó un fluido espumado con nitrógeno. El gas se inyectó con gastos que variaron entre 21 y 100 pies³ @ c.s./min. La fase líquida consistió de agua dulce, agentes espumantes y agentes reductores de fricción. La arena se removió completamente hasta la profundidad de 7 649 pies cuando se bombeaban 22 gal/min de líquidos con 400 a 495 pies³ @ c.s./bl de concentración de nitrógeno, con una presión de entre 400 y 530 lb/pg². Desde la limpieza el pozo no ha vuelto a arenarse y ha producido tres millones de pies³ @ c.s. al día.

Caso 3.

Durante la fase de perforación de este pozo se tuvieron algunos problemas de pérdida de circulación por lo que, cuando se decidió terminarlo colocando un empacamiento de grava, se pensó en utilizar un fluido espumado con nitrógeno. Al finalizar la operación la presión se elevó de 100 a 150 lb/pg²

cuando se habían bombeado 85 sacos de grava, lo que representaba un 85 % del volumen planeado. La operación se evaluó mediante un registro de calibración y uno de densidad, los cuales comprobaron el llenado completo de la sección descubierta del agujero.

Caso 4.

Esta operación de cementación se realizó en un pozo inyector de agua, el cual presentaba una zona de porosidad vular que ocasionaba pérdidas de circulación y que tenía una presión de fractura muy baja. La operación consistió en bombear un bache de agua espumada con nitrógeno, para reducir la carga hidrostática, seguido de un cemento espumado también con nitrógeno y a razón de 0.6 bls/min y 185 pies³ de nitrógeno @ c.s. por cada barril de fluido. Al finalizar la operación un registro de temperatura demostró que la zona de pérdida de circulación había sido aislada totalmente.

Caso 5.

En este pozo se acidificó el intervalo comprendido entre los 9 938 y 9 970 pies dentro de la formación Tamabra. El tratamiento se realizó por la tubería de producción bombeando -- 7 100 pies³ de nitrógeno @ c.s. como precolchón, seguidos por 1 590 gal de ácido con 11 100 pies³ de nitrógeno @ c.s. en total. La operación tardó 23 minutos y las presiones fueron de 2 988 lb/pg² la máxima y de 1 423 lb/pg² la final. Al abrirse el pozo nuevamente fluyó espontáneamente aceite y ácido con nitrógeno; a los 23 minutos fluyó aceite de la formación.

REFERENCIAS.

- 1.- Colín Cruz Juan José.: "Utilización del equipo de tubería flexible en la explotación de hidrocarburos." Tesis Profesional. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (1984)
- 2.- Francisco Garaicochea P., Miguel Angel Benitez H.: "Apuntes de terminación de pozos." Facultad de Ingeniería, --- U.N.A.M. (1985)
- 3.- "Oil field nitrogen services handbook." Halliburton Company. (1981)
- 4.- "Servicio de tubería flexible, la solución rápida y económica a problemas complejos y costos." Petro-Tec S.A. --- de C.V.
- 5.- Stanley O. Hutchinson.: "Foam workover cut costs 50 %." World Oil. (Noviembre, 1969)
- 6.- T. D. Elson, G. W. Anderson.: "Foam gravel packing." SPE 11013. 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition. New Orleans, LA. (Septiembre 26-29, 1982)
- 7.- V. L. Ward.: "Nitrogen and carbon dioxide in the oilfield: stimulation and completion applications." SPE 12594. 1984 Permian Basin Oil and Gas Conference. Midland, TX. (Marzo 8-9, 1984)
- 8.- Paul M. Mc Elfresh, Virgilio C. Go Boncan.: "Applications of foam cement." SPE 11203. 57th Annual Fall Technical -- Conference and Exhibition. New Orleans, LA. (Septiembre 26-29, 1982)

- 9.- O. G. Bengt, L. B. Spangle.: "Foamed cement - solving old problems with a new technique." SPE 11204. 57th Annual -- Fall Technical Conference and Exhibition." New Orleans, - LA. (Septiembre 26-29, 1982)
- 10.- G. E. King, A. R. Anderson, M. D. Bingham.: "Field study of underbalanced pressure necessary to obtain clean perforations using tubing conveyed perforating." J.P.T. (Junio, 1986)
- 11.- W. T. Bell.: "Perforating underbalanced - evolving techniques." J.P.T. (Octubre, 1984)
- 12.- R. E. Blauer, C. A. Kolhaas.: "Formation fracturing with foam." SPE 5003. 49th Annual Fall Meeting. Houston, TX. (Octubre 6-9, 1974)
- 13.- John W. Ely.: "Stimulation treatment handbook." Penn --- Well Books. (1985)
- 14.- Ronald W. Schoereder.: "Nitrogen." Encyclopedia of Chemical Technology." v.15. John Wiley & Sons. (1978)
- 15.- "Newsco News." Newsco Well Services. (Mayo, 1979)
- 16.- P. F. Beeler.: "Stimulation successes scored by CO₂." -- Petroleum Engineer. (Agosto, 1963)
- 17.- Francisco J. Muñoz.: "Utilización del gas nitrógeno en pozos petroleros." Ingeniería Petrolera. (Enero, 1963)

TABLAS Y FIGURAS DEL CAPITULO III.

Tabla 111.2

Gasto de retorno recomendado para
varios diámetros de tubería. (16)

DIAMETRO (pg)	GASTO (bls/min)
1 1/2	0.3 - 0.4
2	0.4 - 0.5
2 1/2	0.5 - 0.6
3	1.0 - 1.5
4 1/2	1.0 - 2.0
5 1/2	1.5 - 2.0
7	1.9 - 2.8
GASTO MINIMO = 0.2 bls/min	

Tabla III. 3

Caidas de presión para el flujo de agua por tuberías y espacios anulares. (3)

DIAMETRO (pg)	GASTO (bls/min)			
	5	10	20	40
2 3/8	34.2	122.2	435.4	-----
2 7/8	12.7	45.4	161.7	577.5
3 1/2	4.7	16.7	59.6	212.7
4 1/2	1.12	4.0	14.3	51.1
4 1/2 - 2 3/8	7.6	27.2	96.9	345.9
5 1/2 - 2 3/8	1.6	5.6	19.9	70.9
5 1/2 - 2 7/8	2.7	9.7	34.7	123.9
7 - 2 7/8	-----	1.3	4.7	16.7

GP_f (lb/pg²/100 pies)

NOTA: para gastos diferentes a los indicados, constrúyase una gráfica de gasto vs. GP_f en papel doble logarítmico e interpólese gráficamente para cada diámetro de tubería en particular.

1.6° F / 100 pies

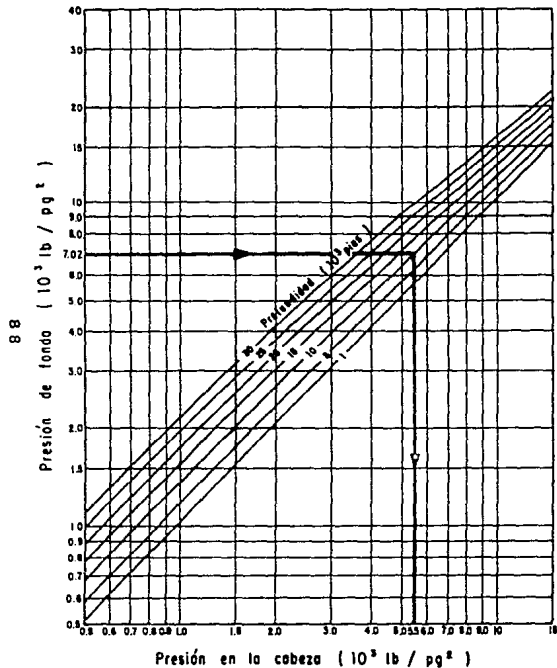


FIG. III. 1 CURVAS DE DESPLAZAMIENTO CON N₂⁽³⁾

1.6° F / 100 pies

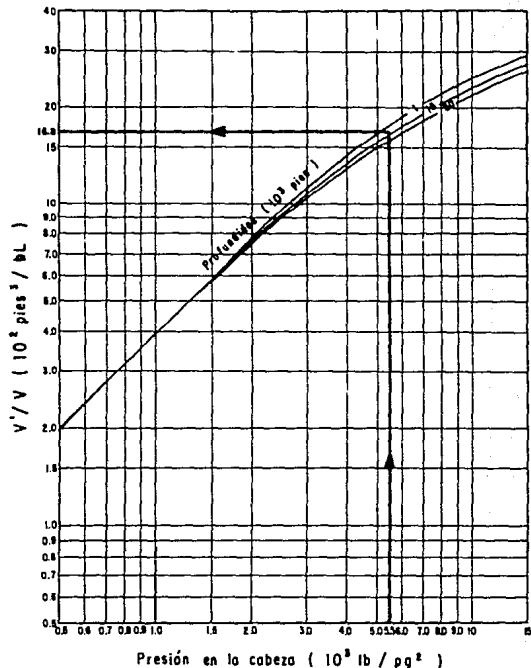


FIG. III. 2 CURVAS DE DESPLAZAMIENTO CON N₂⁽³⁾

1.1 °F / 100 pies
 $\rho = 9.0 \text{ lb/gal}$
 RGL = 700 pies / bl

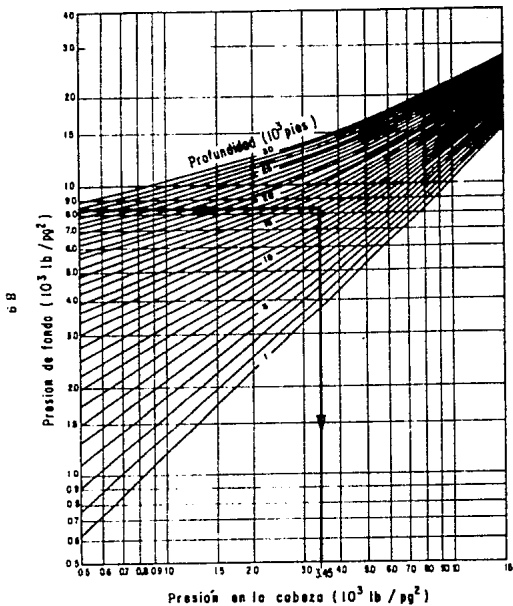


FIG.III. 3.-CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS CON N₂⁽³⁾

1.1 °F / 100 pies
 $\rho = 9.0 \text{ lb/gal}$
 RGL = 700 pies / bl

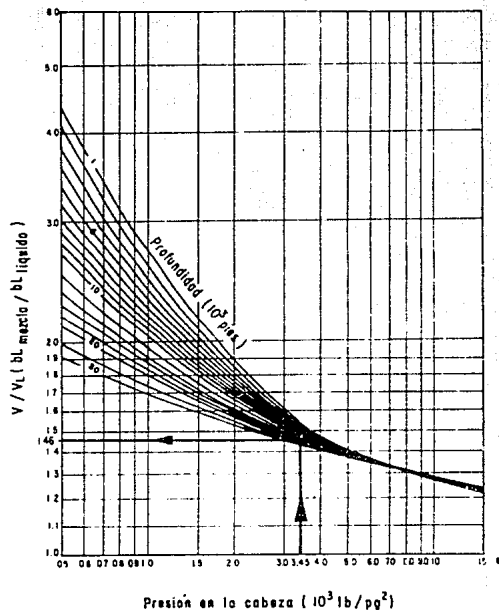


FIG.III. 4.-CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS CON N₂⁽³⁾

1.1 °F / 100 pies
 $\rho = 8.5 \text{ lb / gal}$
 $\text{RGL} = 700 \text{ pies}^3/\text{bL}$

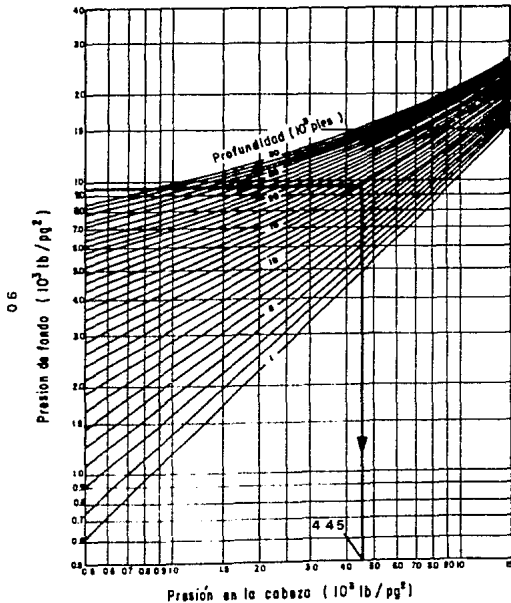


FIG. III. 5.- CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS CON N_2 (3).

1.1 F / 100 pies
 $\rho = 8.5 \text{ lb / gal}$
 $\text{RGL} = 700 \text{ pies}^3/\text{bL}$

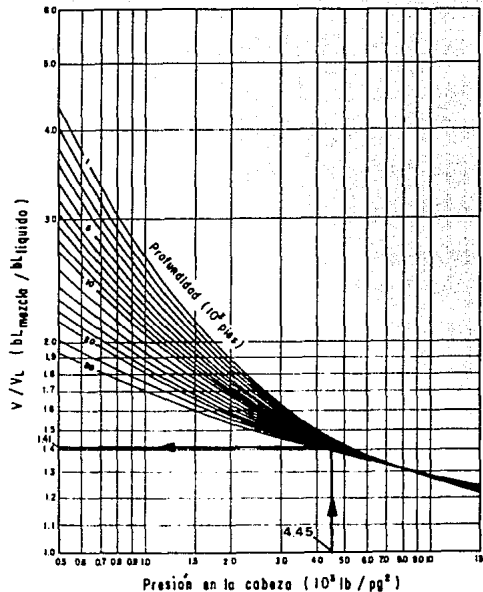


FIG. III. 6.- CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS CON N_2 (3).

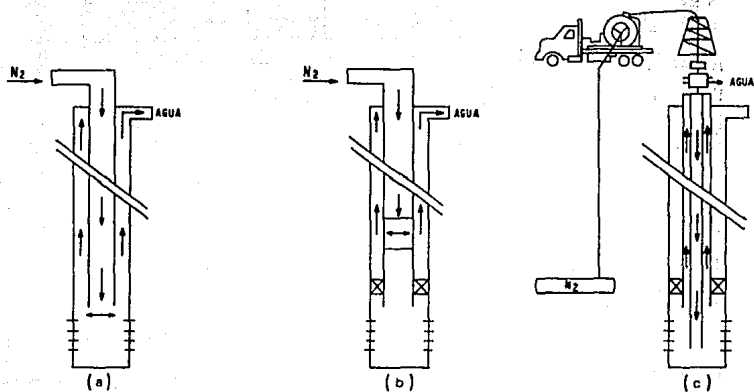


FIG. III . 7 TIPOS DE INDUCCIONES CON N_2 (2) .

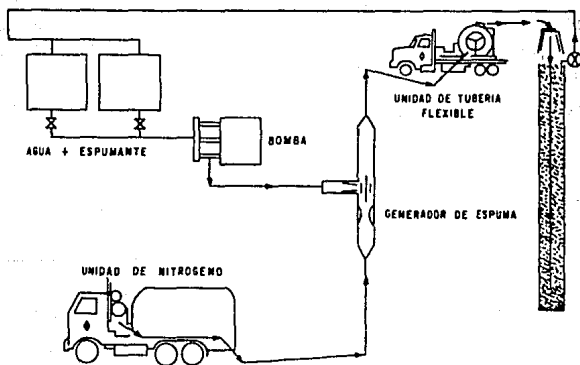


FIG. III. 8 DESARENAMIENTO CON TUBERIA FLEXIBLE Y N_2 (15)

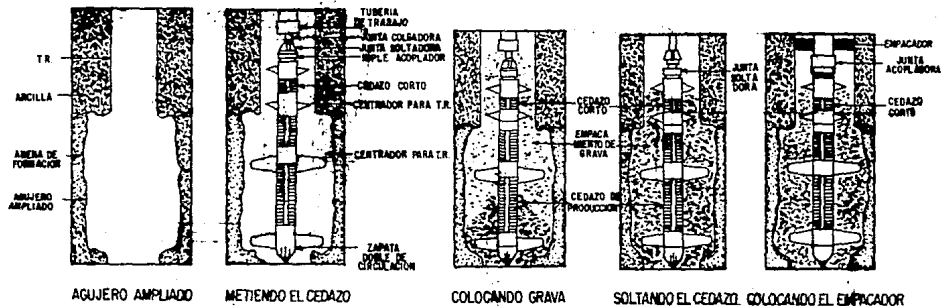


FIG. III. 9 ENGRAVADO DE POZOS DESCUBIERTOS (2)

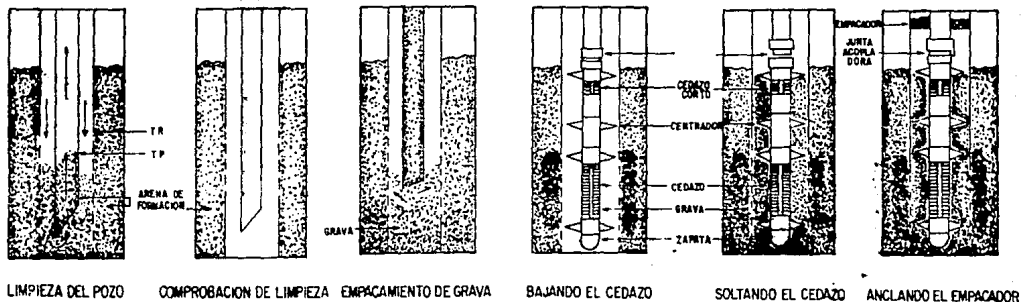


FIG. III. 10 ENGRAVADO DE POZOS ADEMADOS (2)

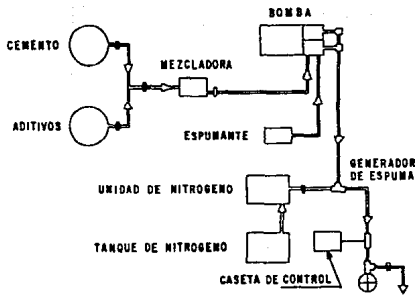


FIG. III.11.- CEMENTACION CON ESPUMA DE N_2 .⁽⁶⁾

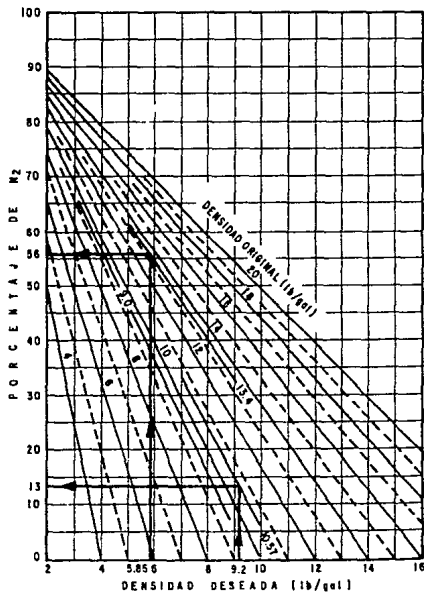


FIG. III.12.- CURVAS DE CONTROL DE DENSIDAD.⁽³⁾

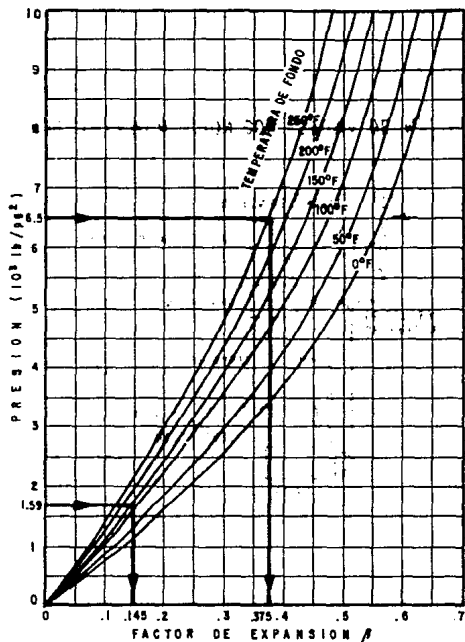


FIG. III.13.-CURVAS DE CONTROL DE DENSIDAD.⁽³⁾

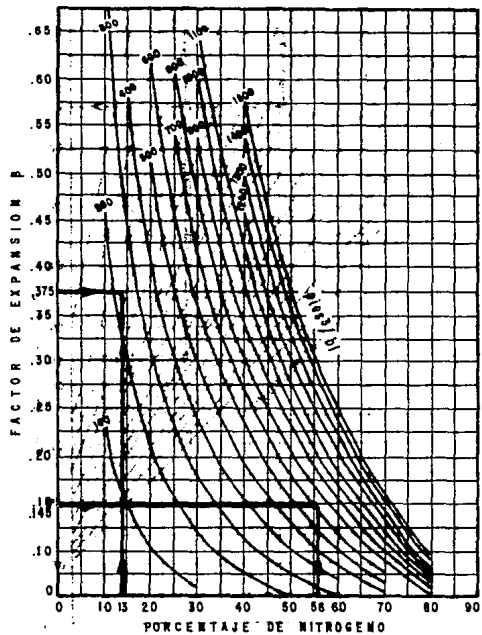


FIG. III.14.-CURVAS DE CONTROL DE DENSIDAD.⁽³⁾

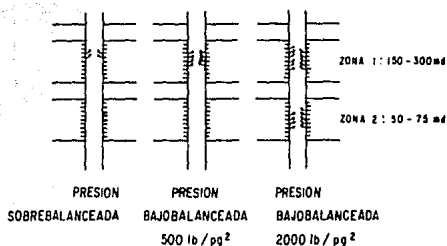


FIG. III .15.- PERFORACION SOBRE Y BAJOBALANCEADA DE TR's (11).

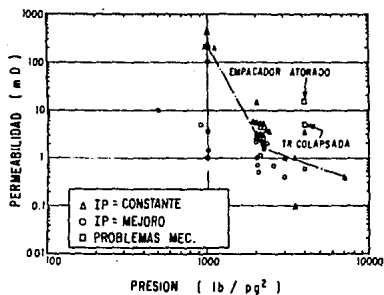


FIG. III .16.- PRESION BAJOBALANCEADA MINIMA EN POZOS DE GAS (10).

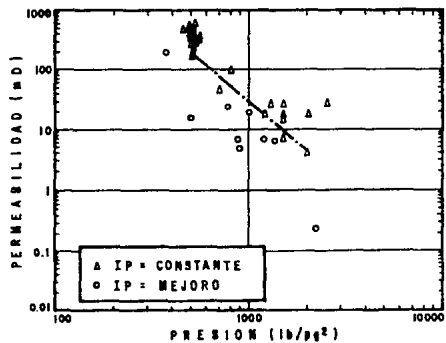


FIG. III. 17.- PRESION BAJOBALANCEADA MINIMA EN POZOS DE ACEITE.⁽¹⁰⁾

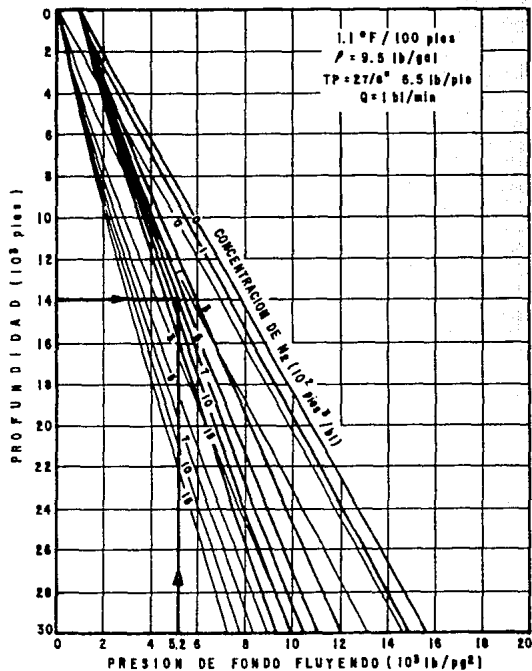


FIG. III. 18.- CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION PARA MEZCLAS CON N₂⁽¹¹⁾

CAPITULO IV.

CAPITULO IV: APLICACIONES DEL CO₂ Y TECNOLOGIA.

IV.1 INTRODUCCION.

El uso del CO₂ en las operaciones en pozos se inició a principios de la década de los sesentas, época en la que se empezaron a aprovechar sus propiedades físicas y químicas tan útiles en esta área de la Ingeniería Petrolera. Desde sus primeros usos, el CO₂ se ha inyectado a los pozos en estado líquido ya que esto facilita su manejo en superficie. Además, una vez que se encuentra en el pozo y es calentado suficientemente debido a la temperatura existente en el mismo, el CO₂ comienza a gasificarse haciendo posible el aprovechar también las propiedades de su estado gaseoso.

El CO₂ líquido se agrega a los fluidos de tratamiento para mejorar los resultados de las operaciones, así como para combatir algunos de los problemas asociados con la estimulación de pozos de gas y de aceite. Favorece especialmente la limpieza rápida de los pozos sin la necesidad de inducirlos y además, cuando la presión en la cabeza del pozo se reduce después de una operación, el CO₂ se expande y desplaza a los fluidos de tratamiento. La presencia del CO₂ gaseoso en estos fluidos de tratamiento reduce la columna hidrostática, de tal forma que el pozo es capaz de descargar los fluidos con su propia energía. Con esto se obtienen recuperaciones del fluido de tratamiento de hasta un 80 %.

El CO₂ mejora también la productividad de los pozos previniendo el daño a la formación debido al fluido de estimulación y limpiando el área crítica cercana al pozo. En ocasiones el uso del CO₂ resulta también en la recuperación de finos de la formación, limo, productos de reacción y lodo perdido durante la perforación.

El CO₂ es compatible con todos los fluidos de tratamiento: agua, ácido o aceite, y con la mayoría de los aditivos -- utilizados en la estimulación y reparación de pozos; el CO₂ -- también es compatible con los fluidos de la formación. En los casos donde el agua es el fluido de tratamiento, la solución carbonatada que se forma tiene un pH ácido. Esto previene el hinchamiento de las arcillas, la precipitación de hidróxidos y la precipitación de yeso. Además, debido a la solubilidad -- de varios carbonatos en tales soluciones, la permeabilidad de las formaciones carbonatadas también se ve mejorada. En tratamientos con aceite, la viscosidad de éste se reduce considerablemente al añadirle CO₂, lo cual resulta en menores pérdidas de presión por fricción y mayores gastos de inyección, con un ahorro fuerte en los requerimientos de potencia hidráulica.

En el presente capítulo se describen las aplicaciones -- del CO₂ en operaciones de desplazamiento de fluidos, acidificaciones y fracturamientos, las cuales implican su inyección como líquido y su vaporización en el pozo. En el capítulo VI se discute la posibilidad tanto técnica como económica para -- inyectar al CO₂ en estado gaseoso desde la superficie ya que en la actualidad esto no se realiza.

IV.2 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS. (1) *

En muchas de las operaciones en pozos se requiere desplazar, hacia la formación o hacia el espacio anular, a los fluidos contenidos en la tubería de producción. Los fluidos utilizados para el desplazamiento pueden ser de diferentes tipos y entre ellos se encuentran las mezclas líquido-CO₂.

El desplazamiento de fluidos con una mezcla líquido-CO₂ implica el bombeo al pozo de una combinación de fluido base y

* Referencias al final del capítulo.

dióxido de carbono líquido. Cuando el CO₂ alcanza su temperatura crítica por efecto del calor recibido del pozo se produce la vaporización del mismo. Debido a la presencia de esta fase gaseosa, al final del tratamiento se tendrá en la tubería de producción un fluido de menor densidad y con una mayor cantidad de energía que permitirá limpiar el pozo en forma adecuada.

Para realizar un desplazamiento con una mezcla líquido-CO₂ se requiere conocer el volumen total de CO₂ que se va a utilizar, así como la presión máxima en la cabeza del pozo. La presión en el fondo se conoce generalmente ya que debe ser igual a la ejercida por la columna hidrostática del fluido que se quiere desplazar, si se trata de una operación de inyección, o bien debe ser igual a la presión de tratamiento en el fondo si se trata de desplazar un fluido hacia la formación para acidificarla o fracturarla.

Al igual que para mezclas líquido-nitrógeno, la presión en la cabeza del pozo se puede obtener resolviendo la siguiente ecuación, la cual se dedujo en el capítulo III:

$$\int_{P_{wh}}^{P_{bh}} dP = \int_{T_s}^{T_{bh}} \frac{(1 + \beta' I) (dT/G)}{\int_{sol} (1 + S \beta') + \int_g (I - S)} \quad (III.11)$$

teniendo en cuenta que la fase gaseosa es ahora CO₂ y no N₂, y sabiendo además que \int_g , \int_{sol} y S son funciones de las variables de integración presión y temperatura.

El volumen de CO₂ se puede obtener nuevamente a partir de la ecuación:

$$\frac{V}{V_{liq}} = \frac{D \int_{liq} (1 + \beta' I)}{(P_{bh} - P_{wh})} \quad (III.14)$$

cuya expresión en unidades de campo se obtiene de la siguiente manera:

$$\frac{V}{V_{11q}} = \frac{k' D}{P_{bh} - P_{wh}} \quad (IV.1)$$

donde, de la ecuación III.14:

$$\begin{aligned} k' \text{ (lb/pie}^3\text{)} &= f_{11q} (1 + f' I) = f_{11q} + f_{11q} f' I \\ &= f_1 \text{ (lb/gal)} \times \frac{7.48 \text{ gal}}{\text{pie}^3} + \\ &\quad 0.116697 \frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \times \text{RGL} \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{bl}} \right) \times \frac{1 \text{ bl}}{5.615 \text{ pies}^3} \\ &= 7.48 f_1 + 0.020783 \text{ RGL} \\ &= 7.48 \left(f_1 + \frac{0.020783}{7.48} \text{ RGL} \right) \\ &= 7.48 (f_1 + \text{RGL}/359.9) \quad (IV.2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{D}{P_{bh} - P_{wh}} \left(\frac{\text{pie}}{\text{lb/pie}^2} \right) &= \frac{D}{P_{bh} - P_{wh}} \left(\frac{\text{pie}}{\text{lb/pg}^2} \right) \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pg}^2} \\ &= \frac{D}{144 (P_{bh} - P_{wh})} \left(\frac{\text{pie}}{\text{lb/pg}^2} \right) \quad (IV.3) \end{aligned}$$

por lo que, sustituyendo IV.2 y IV.3 en IV.1:

$$\frac{V}{V_{11q}} = \frac{V}{V_1} = \frac{7.48 (f_1 + \text{RGL}/359.9) D}{144 (P_{bh} - P_{wh})} \quad (IV.4)$$

$$V_1 = \frac{0.051944 D (\rho_1 + RGL/359.9)}{P_{bh} - P_{wh}} = \frac{k D}{P_{bh} - P_{wh}} \quad (IV.5)$$

donde: D = profundidad del pozo, pies
 k = parámetro equivalente a:
 $0.051944 (\rho_1 + RGL/359.9)$
 P_{bh} = presión de fondo, lb/pg²
 P_{wh} = presión en la cabeza del pozo, lb/pg²
 RGL = relación gas-líquido, pies³ @ c.s./bl
 V/V_1 = volumen de la mezcla líquido-gas por unidad de
volumen de líquido, blmezcla/bl líquido
 ρ_1 = densidad del líquido, lb/gal

Para simplificar los cálculos algunas compañías han desarrollado las llamadas curvas de desplazamiento para mezclas líquido-CO₂, basándose en la integración numérica de la ec. III.11. Con ellas se puede obtener la presión en la cabeza del pozo a partir de la presión de fondo, o bien se puede obtener ésta a partir de la primera durante la etapa de bombeo de los fluidos; lo anterior es posible si además se conocen la relación gas-líquido, la densidad del líquido, la profundidad del pozo y el gradiente de temperatura. Un ejemplo de estas curvas se presenta en las figuras IV.1 y IV.2.* También se desarrolló una tabla de la cual es posible obtener el valor de k en la ec. IV.5, en función de la densidad del líquido y de la relación gas-líquido; la tabla IV.1 constituye un ejemplo de lo anterior. El procedimiento para emplear las curvas de desplazamiento para mezclas líquido-CO₂ es el que se presenta a continuación:

- 1) Seleccione la gráfica de P_{bh} vs. P_{wh} correspondiente a los datos del pozo: gradiente de temperatura, densidad del ---

* Las tablas y figuras se encuentran al final del capítulo.

fluido y relación gas-líquido, y obtenga P_{wh} a partir de P_{bh} . Para ello localice el valor de P_{bh} en el eje vertical y encuentre su intersección con la curva correspondiente a la profundidad; obtenga el valor de P_{wh} en el eje horizontal a partir de esta intersección.

- 2) Calcule el volumen de desplazamiento V .
- 3) Obtenga el valor de k por medio de la tabla IV.1.
- 4) Calcule el valor de V/V_1 usando la ec. IV.5.
- 5) Determine el volumen de líquido V_1 , dividiendo al volumen de desplazamiento V entre el valor de V/V_1 .
- 6) Calcule el volumen de CO_2 gaseoso multiplicando el volumen de líquido por la relación gas-líquido.

Otra forma de obtener el valor de la relación V/V_1 es -- considerando que los volúmenes de la mezcla y del líquido están dados respectivamente por:

$$V = \frac{W}{f} \quad \text{y} \quad V_{liq} = \frac{W_{liq}}{f_{liq}} \quad \text{.} \quad (IV.6)$$

y por tanto:

$$\frac{V}{V_{liq}} = \frac{W}{W_{liq}} \frac{f_{liq}}{f} \quad \text{.} \quad (IV.7)$$

como además:

$$W = W_{liq} + W_g = W_{liq} (1 + f' I) \quad \text{.} \quad (IV.8)$$

entonces:

$$\frac{V}{V_{11q}} = \frac{w_{11q} (1 + f' I) f_{11q}}{f w_{11q}} = \frac{f_{11q}}{f} (1 + f' I) \quad (IV.9)$$

Con la ecuación anterior es posible calcular la RGL, representada por I , necesaria para obtener un valor determinado de V/V_1 , representado por V/V_{11q} , o bien el valor de V/V_1 que se tendrá al usar una RGL dada. Como lo anterior requiere únicamente de la presión y la temperatura de fondo para calcular f , las compañías de servicio han obtenido una serie de gráficas, basadas en la ec. IV.9, las cuales se obtuvieron dando diferentes valores a la presión y un solo valor a la temperatura para cada juego de curvas. Las gráficas de este tipo se conocen como curvas de desplazamiento para mezclas líquido- CO_2 a temperatura constante, siendo la figura IV.3 un ejemplo de dichas gráficas. El procedimiento para emplear las curvas de desplazamiento para mezclas líquido- CO_2 a temperatura constante es el que se presenta a continuación:

- 1) Calcule el volumen de desplazamiento V .
- 2) De las curvas de desplazamiento para mezclas líquido- CO_2 a temperatura constante, seleccione la gráfica correspondiente a la temperatura que más se acerque al valor real de la temperatura en el fondo del pozo y, según sea el caso:

Obtenga V/V_1 :

Localice en el eje horizontal el valor de P_{bh} , encuentre su intersección con la curva correspondiente a la concentración dada de CO_2 (RGL), y lea sobre el eje vertical el valor de V/V_1 .

Obtenga RGL:

Localice sobre el eje vertical el valor dado de V/V_1 , y se

bre el eje horizontal el de P_{bh} ; la ubicación de la intersección de estos dos valores determina la concentración de CO_2 (RGL).

- 3) Determine el volumen de líquido V_1 , a partir del valor de la relación V/V_1 y el volumen de desplazamiento V .
- 4) Calcule el volumen de CO_2 gaseoso multiplicando al volumen de líquido por la relación gas-líquido.

A continuación se presenta un ejemplo en el que se muestra la forma en que se utilizan las curvas de desplazamiento para mezclas líquido- CO_2 a temperatura constante. Dicho ejemplo, al igual que todos los demás presentados en este capítulo, fueron ya resueltos para el caso del nitrógeno en el capítulo anterior y ahora se resuelven con fines comparativos para el caso del CO_2 .

EJEMPLO IV.1

En el ejemplo III.1 se utilizó nitrógeno para desplazar una columna de fluido de control de 13.5 lb/gal, de una tubería de 10 000 pies, 2 7/8 pg y 6.5 lb/pie. Determine el volumen de CO_2 necesario para realizar el desplazamiento del ejemplo III.1, considerando ahora que el fluido desplazante es una mezcla agua- CO_2 . Considere además que $RGL=1$ 500, 3 000 y 6 000 pies³ @ c.s./bl. El gradiente de temperatura es de 1.6 °F/100 pies y la temperatura en la superficie es de 95 °F.

SOLUCION:

- 1) del ejemplo III.1, la presión de fondo, el volumen de desplazamiento y la temperatura de fondo son:

$$P_{bh} = 7\ 020\ \text{lb/pg}^2$$

$$V = 57.9\ \text{bls}$$

$$T_{bh} = (10\ 000\ \text{pies}) (1.6\ \text{PF}/100\ \text{pies}) + 95\ \text{PF} = 255\ \text{PF}$$

$$\text{Para RGL} = 1\ 500\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s./bl:}$$

2) de la figura IV.3: $V/V_1 = 1.5\ \text{blsmezcla/blagua}$

3) $V_1 = 57.9\ \text{bls}/1.5 = 38.6\ \text{blsagua}$

4) $V' = (38.6\ \text{bls}) (1\ 500\ \text{pies}^3/\text{bl}) = 57\ 900\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$

5) de la ecuación IV.5: $P_{wh} = 2\ 633\ \text{lb/pg}^2$

$$\text{Para RGL} = 3\ 000\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s./bl:}$$

2) de la figura IV.3: $V/V_1 = 2.05\ \text{blsmezcla/blagua}$

3) $V_1 = 57.9\ \text{bls}/2.05 = 28.2\ \text{blsagua}$

4) $V' = (28.2\ \text{bls}) (3\ 000\ \text{pies}^3/\text{bl}) = 84\ 732\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$

5) de la ecuación IV.5: $P_{wh} = 2\ 751\ \text{lb/pg}^2$

$$\text{Para RGL} = 6\ 000\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s./bl:}$$

2) de la figura IV.3: $V/V_1 = 3.2\ \text{blsmezcla/blagua}$

3) $V_1 = 57.9\ \text{bls}/3.2 = 18.1\ \text{blsagua}$

4) $V' = (18.1\ \text{bls}) (6\ 000\ \text{pies}^3/\text{bl}) = 108\ 562\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$

5) de la ecuación IV.5: $P_{wh} = 2\ 934\ \text{lb/pg}^2$

Como puede observarse, a mayor RGL se tiene una mezcla - cada vez más ligera y una presión en la cabeza cada vez mayor, lo cual facilitará la expulsión de los fluidos del pozo al término de la operación. Esto nos indica que, aumentando - la concentración de CO₂ en el fluido desplazante, el desplazamiento se asemeja cada vez más al que se efectúa con N₂. Sin embargo, además de que los volúmenes de CO₂ serán más grandes que los de N₂, al final de la operación quedará siempre una - cierta cantidad de líquidos lo mismo que un gas más pesado. - Para desplazar estos líquidos el pozo tendría que realizar un mayor esfuerzo comparándolo con el que realizaría si estuviera lleno de gas exclusivamente, y por tanto no estaría en las mejores condiciones posibles para ser inducido y comenzar a fluir.

Cuando el objetivo de una operación de desplazamiento -- sea el de desplazar a los fluidos del pozo sin inyectarlos a la formación, tal como ocurre en las operaciones de inducción, el desplazamiento utilizando mezclas líquido-CO₂ puede llevarse a cabo en las formas que se indican en la sección -- III.2. Sin embargo, en los casos 1 y 2 que corresponden a - terminaciones sencillas con tubería franca el primero, y con empacador y camisa de circulación el segundo, el desplazamiento por la tubería de revestimiento puede resultar en una menor carga hidrostática sobre la formación, debido a que el -- fluido que entre a la tubería de producción seguramente con-- tendrá una mayor cantidad de gas por haber estado más tiempo expuesto a la temperatura del pozo. La ventaja de realizar la operación en esta forma sería que una mayor cantidad de CO₂ - líquido se habría gasificado al entrar a la tubería de producción, y con esto se desplazaría una mayor cantidad del fluido original. La desventaja sería que se tendría que desplazar primero a los fluidos del espacio anular hacia la tubería de producción, y luego habría que desplazarlos de dicha tubería.

En el caso de la inyección por tubería flexible, es aconsejable iniciar el desplazamiento con agua o con algún otro -

fluido más ligero que el de la tubería de producción, e iniciar el bombeo de CO₂ cuando la punta de la tubería flexible esté a punto de alcanzar la profundidad donde se estime tener una temperatura igual o ligeramente menor a la temperatura crítica del CO₂. Con esto se evitaría la circulación de CO₂ líquido hacia afuera del pozo y se podría bombear también una mayor cantidad de CO₂ gasificado a la tubería de producción.

IV.3 ACIDIFICACIONES. (1,2)

Una de las aplicaciones más importantes del CO₂ en las operaciones en pozos petroleros es la acidificación. La acidificación con CO₂ es un tipo de acidificación, matricial o por fracturamiento, en la cual se inyecta una mezcla ácido-dióxido de carbono a la formación con objeto de remover o sobrepasar el daño existente en la vecindad del pozo. A diferencia de las acidificaciones con mezclas ácido-nitrógeno, en las operaciones con CO₂ éste es inyectado al pozo en estado líquido para posteriormente ser evaporado cuando la temperatura del pozo exceda su temperatura crítica.

Los ácidos comúnmente utilizados en este tipo de operaciones son los mismos que se usan en tratamientos con nitrógeno, es decir, ácido clorhídrico, fluorhídrico, acético y fórmico, a las concentraciones de uso normal. El dióxido de carbono se agrega a estos fluidos en diferentes concentraciones dando lugar a tres tipos de sistemas: energizados, espumados y atomizados. El contenido de CO₂ gaseoso en cada uno de ellos es, sobre una base volumétrica, de hasta un 52 %, del 52 al 95 % y de más del 95 % respectivamente.

Los sistemas energizados con CO₂ se utilizan principalmente para mejorar la limpieza del pozo después de un tratamiento a la matriz. Esto se logra aprovechando las propiedades de expansión del CO₂ gaseoso, lo cual permite que, al aba

tirse la presión a que está sometido durante una operación, - éste se libere del fluido de tratamiento proporcionando así - un empuje semejante al producido por el mecanismo de desplazamiento de fluidos en yacimientos de aceite saturado, es decir, a la expansión del gas disuelto. Además, una vez que los fluidos retornan al pozo, el CO₂ continúa liberándose y expandiéndose disminuyendo así la carga hirostática sobre la formación, y por consiguiente los requerimientos de energía para expulsar al fluido de tratamiento hasta la superficie.

Por su parte los fluidos espumados se emplean por permitir una mayor distribución y penetración del ácido dentro de la formación, en operaciones de fracturamiento con ácido. Lo anterior se logra gracias a las bajas pérdidas de fluido que presentan las espumas, debido a la alta tensión interfacial entre el CO₂ gaseoso y el ácido, lo cual reduce la pérdida de ácido a través de las paredes de la fractura y favorece la penetración y distribución del mismo en la formación. Además, - el ácido espumado presenta una velocidad de reacción retardada debido a la alta viscosidad de las espumas y a su estructura física. La alta viscosidad del ácido espumado ayuda a obtener amplitudes de fractura mayores, lo cual reduce a su vez - el área total de la fractura y por tanto la relación área volumen. Esta menor relación área-volumen, junto con la mayor - distancia que los iones H⁺ del ácido vivo tienen que recorrer desde el seno de la espuma hasta la pared de la formación, retarda la velocidad de reacción del ácido. Por su parte, la estructura física de la espuma retarda también la velocidad - de transporte del ácido vivo, desde el seno de la espuma hasta la pared de la formación, ya que los iones H⁺ deben rodear las burbujas de gas y por tanto recorren una mayor distancia para alcanzar la superficie de la roca y reaccionar con ella.

Si la permeabilidad de la formación es alta, del orden - de 1 darcy o mayor, la estimulación con ácido espumado con -- N₂ o CO₂ puede llegar a ser del tipo matricial. En tales casos se obtendría también una mayor penetración y distribución del ácido dentro de la formación.

Los sistemas atomizados, debido a su baja densidad, viscosidad y tensión interfacial, son empleados principalmente - para mejorar la distribución y penetración del ácido en tratamientos a la matriz, para reducir los requerimientos de potencia y para minimizar el daño a la formación por el bloqueo de fluidos.

Una de las razones por las cuales se utiliza el CO_2 en tratamientos con ácido es porque favorece la limpieza rápida de los pozos y las formaciones. Lo anterior se produce cuando la suma de la presión hidrostática ejercida por la columna líquido- CO_2 , más la presión en la cabeza del pozo y las caídas de presión por fricción, resulta menor que la presión de fondo fluyendo.

Para obtener la condición anterior es necesario inyectar al pozo un volumen de CO_2 que, al reducir la carga hidrostática sobre la formación, haga que los fluidos lleguen a la superficie con la presión requerida en la cabeza del pozo. La determinación de dicho volumen puede hacerse, al igual que para el caso del nitrógeno, utilizando alguna correlación de flujo multifásico o bien un juego de curvas de gradiente de presión basado en alguna de dichas correlaciones. En este trabajo se utiliza un juego de curvas de gradiente de presión, - figura IV.4, el cual se generó a partir de la correlación de Hagedorn y Brown* así como de otras correlaciones para determinar las propiedades del líquido y del gas (CO_2). (1) El procedimiento para emplear las curvas de gradiente de presión de la figura IV.4 es el mismo que se describió en la sección III.7 del capítulo anterior para el caso del nitrógeno.

* Hagedorn, A. R. and Brown, K. E.: "Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two phase flow in small diameter vertical conduits." J.P.T. (Abril, - 1965). Citado en "Oil field carbon dioxide services handbook." Halliburton Company. (1980)

A continuación se presenta un ejemplo en el que se muestra la forma de utilizar las curvas de gradiente de presión - para mezclas líquido- CO_2 , así como las curvas de desplazamiento, para determinar la concentración y el volumen de CO_2 necesarios en la realización de un tratamiento con ácido.

EJEMPLO IV.2

Para fracturar el pozo del ejemplo III.4, el cual está - disparado entre los 13 950 y 14 050 pies, el operador inyectó 500 bls de ácido clorhídrico al 15 %, mezclados con 700 pies³ de nitrógeno @ c.s. cada por barril de ácido, a un gasto de 5 bls/min. La operación se realizó desanclando el empacador y - desplazando al fluido de la tubería de producción con una mezcla ácido-nitrógeno, para posteriormente volverlo a anclar y desplazar al resto del sistema ácido hacia la formación con - una mezcla agua-nitrógeno. Considerando ahora el uso de dióxido de carbono en lugar de nitrógeno, determine la concentración de CO_2 necesaria para recuperar al fluido de tratamiento con 1 000 lb/pg² en la cabeza del pozo, el volumen de ácido - que debe bombearse antes de volver a anclar el empacador, el volumen total de CO_2 y la presión máxima esperada durante la operación. Otros datos son:

TR: 7 pgs, 23 lb/pie, 14 500 pies

TP: 2 7/8 pg, 6.5 lb/pie, 13 500 pies

presión de fractura: 9 500 lb/pg²

presión de fondo fluyendo: 5 200 lb/pg²

gradiente de temperatura: 1.1 °F/100 pies

densidad del ácido: 9 lb/gal vivo y 9.5 lb/gal gastado

SOLUCION:

- 1) utilizando las curvas de gradiente de presión para mezclas líquido- CO_2 correspondientes a los datos del pozo, figura IV.4, determine la concentración de CO_2 necesaria para recuperar al ácido gastado en la superficie:

de la tabla III.2, interpolando para un diámetro de tubería de producción de 2 7/8 pg: $Q = 1$ bl/min

de la figura IV.4 se observa que, para $P_{bh} = 5\ 200$ lb/pg², $P_{wh} = 1\ 000$ lb/pg² y $D = 14\ 000$ pies, la RGL necesaria para elevar los fluidos a la superficie supera al límite práctico de 1 500 pies³ @ c.s./bl por lo que el pozo no podrá desalojar a los fluidos con la P_{wh} establecida. Sin embargo, utilizando las curvas para $P_{wh} = 100$ lb/pg², de la misma figura se observa que para una RGL = 300 pies³ @ c.s./bl se tiene una $P_{wh} = 100$ lb/pg², y que si RGL = 1500 pies³ @ c.s./bl se tiene una $P_{wh} = 700$ lb/pg². Debido a lo anterior se continuará el ejemplo con una RGL = 1 500 pies³ @ c.s./bl, por ser la que proporciona una mayor aproximación a la P_{wh} requerida en la superficie.

- 2) con ayuda de las curvas de desplazamiento para mezclas líquido- CO_2 correspondientes a los datos del pozo, figura IV.1, determine el volumen de ácido vivo que deberá mezclarse con CO_2 para desplazar al lodo de la tubería de producción:

del ejemplo III.4, paso 2, la presión de fondo y el volumen de desplazamiento son:

$$P_{bh} = 8\ 424 \text{ lb/pg}^2$$
$$V = V_{TP} = 78.2 \text{ bls}$$

de la figura IV.1: $P_{wh} = 2\ 525$ lb/pg²
de la tabla IV.1: $k = 0.6840$

$$\frac{V}{V_1} = \frac{k D}{P_{bh} - P_{wh}} = \frac{(0.6840) (13\ 500)}{8\ 424 - 2\ 525} = 1.57 \text{ bl}_{\text{mezcla}}/\text{bl}_{\text{ácido}}$$

$$V_1 = 78.2 \text{ bl}/1.57 = 49.96 \text{ bl}_{\text{ácido}}$$

- 3) determine el volumen de agua necesario para el desplazamiento del sistema ácido utilizando las curvas de desplazamiento para mezclas líquido-CO₂ correspondientes a los datos del pozo, figura IV.2:

del ejemplo III.4, paso 3, la presión de fondo y el volumen de desplazamiento son:

$$P_{bh} = P_f = 9\ 500 \text{ lb/pg}^2$$

$$V = V_{TP} + V_{TR} = 95.88 \text{ bl}$$

de la figura IV.2: $P_{wh} = 3\ 600 \text{ lb/pg}^2$
de la tabla IV.1: $k = 0.6581$

$$\frac{V}{V_1} = \frac{k D}{P_{bh} - P_{wh}} = \frac{(0.6581) (14\ 000)}{9\ 500 - 3\ 600} = 1.56 \text{ bl}_{\text{mezcla}}/\text{bl}_{\text{agua}}$$

$$V_1 = 95.88 \text{ bl}/1.56 = 61.4 \text{ bl}_{\text{agua}}$$

- 4) calcule el volumen total de CO₂:

$$V' = (500 \text{ bl}_{\text{ácido}} + 61.4 \text{ bl}_{\text{agua}}) (1\ 500 \text{ pies}^3 @ \text{c.s./bl})$$

$$= 842\ 100 \text{ pies}^3 @ \text{c.s.}$$

- 5) calcule la presión máxima esperada durante el tratamiento:

$$P_f = P_{wh} + P_h - \Delta P_f$$

$$P_{wh} = P_f - P_h + \Delta P_f$$

$$\text{del paso 3: } P_h = P_{bh} - P_{wh} = 9\ 500 - 3\ 600 = 5\ 900 \text{ lb/pg}^2$$

$$\text{del ejemplo III.4, paso 5: } \Delta P_f = 1\ 714.5 \text{ lb/pg}^2$$

$$(P_{wh})_{\text{max}} = 9\ 500 - 5\ 900 + 1\ 714.5 = 5\ 314.5 \text{ lb/pg}^2$$

Como puede observarse, para limpiar el pozo adecuadamente el desplazamiento con CO_2 requirió una RGL mayor que el desplazamiento con N_2 , y aún así no se obtuvo la presión en la cabeza del pozo esperada. Además, el volumen total de gas fue de más del doble. Por otro lado, debido a la mayor densidad de las mezclas con CO_2 , la presión máxima de bombeo fue menor en el desplazamiento con CO_2 y por tanto también lo fueron los requerimientos de potencia. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, el desplazamiento de fluidos con mezclas líquido- CO_2 puede ser tan efectivo como el desplazamiento con mezclas líquido- N_2 , más no así la limpieza del pozo después de un tratamiento.

IV.4 FRACTURAMIENTOS. (1-4)

Al igual que para el caso del nitrógeno, los fluidos fracturantes mezclados con CO_2 pueden ser de dos tipos: energizados y espumados. El contenido de gas de los fluidos energizados es de hasta un 52 % mientras que el de los fluidos espumados varía entre el 52 y el 95 %, ambos sobre una base volumétrica.

Los fluidos energizados con dióxido de carbono, debido a su baja densidad y a las propiedades de expansión del CO_2 , se utilizan principalmente para mejorar el retorno del fluido fracturante a la superficie ya que requieren de una menor cantidad de energía para desalojar los fluidos del pozo después de un tratamiento. Además, debido a que conservan la alta viscosidad del fluido base, los fluidos energizados con CO_2 permiten la inyección de altas concentraciones de sustentantes durante los tratamientos.

Por su parte los fluidos espumados con CO_2 se utilizan como fluidos fracturantes para los siguientes fines: aumentar el volumen de la fractura al disminuir el volumen de fluido -

que se pierde a la formación, reducir el volumen de fluido base sustituyéndolo por un volumen de gas, reducir el daño a la formación al reducir el volumen de líquidos, inyectar mayores concentraciones de agentes sustentantes, etc. Debido a lo anterior, la principal aplicación de las espumas con CO₂ ha sido el fracturamiento de pozos de gas y de pozos profundos, -- aunque también se han usado para fracturar pozos de aceite -- con presiones de fondo elevadas.

Cuando el CO₂ constituye la fase gaseosa de una espuma, ésta se considera adecuada para usarse en operaciones de fracturamiento y con ella se obtienen prácticamente los mismos resultados que con las espumas convencionales de N₂. Sin embargo, existen similitudes lo mismo que diferencias entre los -- dos sistemas.

La diferencia más notable entre el dióxido de carbono y el nitrógeno es que el gas se bombea como líquido y se deja vaporizar en el pozo cuando el tratamiento se realiza con sistemas de CO₂. Esto contrasta directamente con las espumas de N₂ donde el gas se vaporiza antes de mezclarse con la fase líquida y la espuma se genera en la superficie. Por otro lado, una característica común a los dos sistemas es que, en ambos, los componentes se mezclan para proporcionar una determinada relación gas-líquido o calidad a condiciones de tratamiento -- en el fondo. Esta relación es crítica para el éxito de los -- tratamientos con espuma y debe ser considerada teniendo en -- cuenta las peculiaridades del proceso de generación de espumas con CO₂.

Los sistemas espumados con dióxido de carbono están compuestos por un líquido base, generalmente agua, aceite crudo o refinado, alcohol o ácido, así como de dióxido de carbono -- líquido, un agente espumante y un agente emulsificante. El líquido base se gelatiniza antes de ser bombeado y después se -- le añaden los diferentes espumantes, emulsificantes, sustentantes, etc, por medio de una mezcladora. Posteriormente se -- emulsifica la mezcla agregando el CO₂ líquido corriente abajo

de la bomba de alta presión, para de ahí ser bombeada hacia el pozo.

No obstante que la mayor parte de la mezcla es CO₂ líquido, el cual tiene una viscosidad baja, el hecho de que los líquidos forman una emulsión le imparte una viscosidad considerablemente alta al sistema. La viscosidad de la emulsión mantiene en suspensión al sustentante incluso cuando la espuma empieza a formarse estando ya en la fractura. Esta acción sinérgica en términos de viscosidad es parecida a la que se presenta en las emulsiones de aceite en agua.

De igual manera que con el nitrógeno, el diseño de una operación de fracturamiento con espumas de dióxido de carbono es básicamente el mismo que cuando se utilizan fluidos fracturantes convencionales. Las principales diferencias se encuentran en el cálculo de las caídas de presión por fricción, debido a la variación del volumen del gas y de todas las propiedades de la espuma con la presión, y también en la obtención del coeficiente combinado de pérdida de fluido ya que las espumas son fluidos que no forman enjarres. La forma de realizar los cálculos anteriores se muestra en los apéndices A y B al final del trabajo.

La calidad de la espuma en un tratamiento con CO₂ debe determinarse tomando en cuenta la temperatura y la presión de tratamiento en el fondo. Normalmente las operaciones de fracturamiento con espumas de CO₂ se diseñan para calidades de espuma en el rango de 0.65 a 0.70. Esta recomendación está basada en consideraciones tales como comportamiento óptimo del sistema, economía en los volúmenes de gas utilizados y abatimiento de las pérdidas de presión por fricción en tuberías.

Una vez determinada la calidad de la espuma en el fondo, y conociendo el volumen total de la misma, es necesario calcular el volumen total de CO₂ que se requiere a condiciones estándar para obtener la calidad deseada en el fondo. Dicho volumen puede obtenerse aplicando el procedimiento descrito en la sección III.B del capítulo anterior.

A continuación se presenta un ejemplo en el que se muestra la forma de calcular el volumen de gas requerido en una operación de fracturamiento con espuma de dióxido de carbono, de acuerdo con el procedimiento de la sección III.8.

EJEMPLO IV.3

Si el fluido fracturante del ejemplo III.5, 2 381 bls de espuma agua-nitrógeno con calidad del 70 %, fuera una espuma con dióxido de carbono como fase gaseosa, ¿cuál sería el volumen de este gas que se necesitaría para la operación?. Los datos del pozo son los siguientes:

presión de fractura: 9 200 lb/pg²
 temperatura de fondo: 150 °F
 gasto de inyección: 15 bls/min

SOLUCION:

- 1) la calidad de la espuma es: $FQ = 0.7$
- 2) de la figura II.16: $S_g = 215 \text{ pies}^3 \text{ @ c.s./bl}$
- 3) de la figura II.11: $Z_{bh} = 0.96$
- 4) aplicando la ecuación III.22, el volumen de CO₂ necesario para llevar a cabo el tratamiento es:

$$V' = \frac{(198.45) (9200) (0.7) (2381)}{(0.96) (610)} + (215) (2381) (1 - 0.7)$$

$$V' = 5\,349\,887 \text{ pies}^3 \text{ @ c.s.}$$

$$5) t = 2\,381 \text{ bls} / 15 \text{ bls/min} = 158.7 \text{ min}$$

$$6) q_g = 5\,349\,887 \text{ pies}^3 @ \text{c.s.} / 158 \text{ min}$$

$$= 33\,711 \text{ pies}^3 @ \text{c.s.} / \text{min}$$

como un galón de CO₂ líquido rinde 73.1 pies³ de CO₂ gaseoso @ c.s., para obtener los 5 349 887 pies³ @ c.s. es necesario llevar al pozo por lo menos 73 186 gal.

Del ejemplo anterior puede advertirse que los fluidos espumados con CO₂ requieren de un mayor volumen de gas que aquellos espumados con N₂, para una misma calidad de espuma en el fondo. Esto se debe a que, por ser el CO₂ más compresible, el mismo volumen a condiciones de fondo ocupa un volumen mayor a condiciones estándar comparándolo con el que ocuparía el N₂.

El dióxido de carbono también puede utilizarse para modificar la densidad de los fluidos de tratamiento en las operaciones de fracturamiento. Lo anterior se realiza mediante la adición de CO₂ gaseoso al precolchón, al fluido fracturante o al postcolchón, con lo cual se logra colocar al fluido fracturante en la parte de la fractura que se requiera o que se desee debido al contraste de densidades entre éste y el precolchón o el postcolchón.

A continuación se presenta un método para determinar la cantidad de CO₂ que se requiere agregar al fluido fracturante para reducir su densidad a un valor determinado. El método se basa en el uso de las curvas de desplazamiento para mezclas líquido-CO₂ a temperatura constante, y también es aplicable al caso de mezclas líquido-N₂ siempre y cuando se cuente con las curvas apropiadas, las cuales no se incluyen en este trabajo. El procedimiento para el cálculo anterior es el siguiente:

- 1) Determine la densidad original del fluido fracturante ρ_f .
- 2) Determine la densidad deseada del fluido fracturante (fluido fracturante y gas) ρ_{fg} .

3) Determine la densidad del gas ρ_g , de la siguiente forma:

$$P_{bh} V_{bh} = Z_{bh} n R T_{bh} = Z_{bh} \frac{m}{M} R T_{bh} \quad (IV.10)$$

$$\rho_g = \frac{m}{V_{bh}} = \frac{P_{bh} M}{Z_{bh} R T_{bh}} \quad (IV.11)$$

donde ρ_g está dada en lb/pie³, o bien:

$$\rho_g = \frac{0.1336 P_{bh} M}{Z_{bh} R T_{bh}} \quad (IV.12)$$

donde: ρ_g = densidad del gas, lb/gal

P_{bh} = presión de fondo, lb/pg²

T_{bh} = temperatura de fondo, OR

Z_{bh} = factor de compresibilidad del gas @ P_{bh} y T_{bh}

M = peso molecular del gas, lb/lb mol

R = constante universal de los gases

= 10.73 (lb/pg²-pie³)/(OR-lb mol)

4) Obtenga el valor de V/V_1 ponderando la densidad deseada de la mezcla fluido fracturante-gas con respecto a los volúmenes de gas y de líquido en el volumen total de fluido, es decir:

$$\rho_{fg} = \frac{\rho_f V_f + \rho_g V_g}{V_{fg}} \quad (IV.13)$$

$$\rho_{fg} = \rho_f \frac{V_f}{V_{fg}} + \rho_g \frac{V_g}{V_{fg}} \quad (IV.14)$$

$$\rho_{fg} = \rho_f \frac{V_f}{V_{fg}} + \rho_g \left(1 - \frac{V_f}{V_{fg}}\right) \quad (IV.15)$$

de donde despejando V_f/V_{fg} se obtiene:

$$\frac{V_f}{V_{fg}} = \frac{\rho_{fg} - \rho_g}{\rho_f - \rho_g} = \frac{V_1}{V} \quad (IV.16)$$

$$\frac{V}{V_1} = \frac{\rho_f - \rho_g}{\rho_{fg} - \rho_g} \quad (IV.17)$$

- 5) Obtenga el valor de RGL a partir de V/V_1 y P_{bh} , haciendo uso de las curvas de desplazamiento para mezclas líquido--CO₂ a temperatura constante.

El siguiente constituye un ejemplo de aplicación del método anterior.

EJEMPLO IV.4

En el ejemplo III.6 se determinó que para reducir la densidad del fluido fracturante, agua con 4 lb/gal de arena, de 10.57 a 9.2 lb/gal, era necesario agregar a dicho fluido 250 pies cúbicos de nitrógeno @ c.s. por cada barril de fluido. - Para los mismos datos del ejemplo III.6, 250 OF de temperatura de fondo y 6 500 lb/pg² de presión de tratamiento, determine ahora la concentración de dióxido de carbono que se requiere para reducir la densidad del mismo fluido de tratamiento.

SOLUCION:

- 1) del ejemplo III.6: $\rho_f = 10.57$ lb/gal = densidad original
- 2) del ejemplo III.6: $\rho_{fg} = 9.2$ lb/gal = densidad deseada

3) de la figura II.11: $Z_{bh} = 0.8$

$$f_g = \frac{(0.1336) (6\ 500) (44)}{(0.8) (10.73) (710)} = 6.27 \text{ lb/gal}$$

4) de la ecuación IV.17:

$$\frac{V}{V_1} = \frac{10.57 - 6.27}{9.2 - 6.27} = 1.47 \text{ bl}_{\text{mezcla}}/\text{bl}_{\text{liquido}}$$

5) utilizando las curvas de desplazamiento para mezclas líquido- CO_2 a temperatura constante correspondientes a 250 $^{\circ}\text{F}$:

del ejemplo III.6: $P_{bh} = 6\ 500 \text{ lb/pg}^2$

de la figura IV.3: $\text{RGL} = 1\ 500 \text{ pies}^3 @ \text{ c.s./bl}$

IV.5 RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DE TRATAMIENTOS CON CO_2 . (4,8)

A continuación se presenta una serie de recomendaciones sencillas para diseñar tratamientos con CO_2 , las cuales pueden incrementar notablemente la eficiencia de las operaciones al considerar aspectos tanto técnicos como económicos.

Durante las operaciones en pozos de aceite, la parte del fluido de tratamiento en contacto con los fluidos del pozo -- puede diluirse en los mismos dificultando así su recuperación posterior. Debido a lo anterior, la adición de CO_2 en exceso durante la etapa inicial del tratamiento, ayuda a asegurar -- una recuperación más completa de los fluidos de tratamiento -- al evitar que se mezclen con los del pozo y queden retenidos en la formación. Con esto se logra también el proporcionar -- una mayor cantidad de energía a dichos fluidos para su autodesalojo de la formación y del pozo. También debe considerarse

la inyección de un volumen extra de CO₂ debido a su solubilidad en el fluido de tratamiento.

Como el CO₂ se disuelve en los fluidos de la formación a través de largos periodos de tiempo, los tiempos de cierre de los pozos no deberán exceder de 12 horas. Si el tiempo de cierre excede este límite, el CO₂ se disolverá en los fluidos de la formación, perdiéndose así una gran parte de la energía -- disponible para la expulsión de la formación de los fluidos -- de tratamiento.

Por otro lado, a gastos de retorno elevados las caídas -- de presión por fricción en tuberías de diámetro pequeño, colocadas a grandes profundidades, pueden ser tan severas que limiten el uso de cualquier gas, en este caso CO₂, para la limpieza del pozo; en tales casos el flujo de retorno a través -- de la tubería de revestimiento o el espacio anular puede arrojar mejores resultados.

El aumento en la cantidad del gas disminuye la densidad de los fluidos hasta que se alcanza un límite práctico. Las -- relaciones gas-líquido mayores a 1 500 pies³ @ c.s./bl, aunque disminuyen considerablemente la densidad de los fluidos -- de tratamiento, provocan otros efectos que como el colgamiento del líquido dificultan la expulsión de los fluidos del --- pozo durante la etapa de limpieza. Por tal motivo las concentraciones de CO₂ mayores que 1 500 pies³ @ c.s./bl no proporcionan los beneficios que se requieren.

IV.6 PRECAUCIONES DURANTE EL MANEJO DEL CO₂. (5,6)

El uso del CO₂ en las operaciones en pozos ofrece muchas ventajas debido a sus propiedades físicas y químicas tan especiales. Sin embargo, debido a estas mismas propiedades, el -- uso del CO₂ en tratamientos a pozos representa ciertos peligros potenciales, los cuales pueden llegar a desencadenar ac-

cidentes muy graves. Las consecuencias de un accidente en una operación con CO₂ pueden llegar a ser desastrosas, desde el punto de vista económico y sobre todo humano, y por tanto es necesario evitar al máximo las probabilidades de que éstos -- ocurran. De esta manera, para realizar un tratamiento con CO₂ en condiciones de seguridad adecuadas es necesario tomar ciertas precauciones. En seguida se discuten algunas de ellas.

Anteriormente se dijo que el CO₂ era un gas denso y no tóxico a condiciones atmosféricas; sin embargo, debido a la densidad del CO₂ mayor que la del aire, éste último puede ser desplazado por el CO₂ provocando así la posible asfixia del personal. Por lo tanto, para minimizar la exposición al CO₂ -- solamente el personal necesario deberá permanecer en el área de inyección, además de que deberán tomarse todas las medidas necesarias para asegurar una ventilación adecuada o para tener una fuente auxiliar de aire.

Por otro lado, el CO₂ se maneja como un fluido criogénico en la localización. Por tal motivo los metales expuestos a dichas temperaturas no deberán ser tocados si no es con guantes especiales. También debe tenerse el cuidado de eliminar -- cualquier cantidad de agua en las líneas de tratamiento ya -- que ésta puede congelarse y crear así un tapón sólido. Para remover el agua del sistema, tanto las bombas de CO₂ como las líneas de inyección deberán barrerse con diesel antes de iniciar la operación. Así mismo se recomienda enfriar todo el -- sistema, incluyendo las bombas de alta presión, antes de iniciar el bombeo. Esto con el propósito de evitar al máximo la fraglización del metal por las bajas temperaturas. Lo anterior se logra haciendo circular CO₂ desde el tanque hasta el cabezal, descargándolo por una válvula de purga, hasta que todo el equipo se cubra con una delgada capa de hielo en su exterior.

También es muy importante evitar cualquier situación en la que el CO₂ pueda acumularse sin tener una forma segura de purgar el equipo. Debido a esto es necesario colocar válvulas

de seguridad en todos los puntos de las líneas de tratamiento donde se puedan acumular fluidos densos, así como en las líneas de CO₂ a baja presión. Si se permite que la presión en el sistema de CO₂ caiga por abajo de 60 lb/pg², se provocará un enfriamiento súbito y la consiguiente solidificación del CO₂. El CO₂ puede llegar a formar un tapón en la tubería, creando así condiciones explosivas debido al represionamiento de las líneas. Lo anterior hace necesario calibrar las válvulas de seguridad por arriba de 60 lb/pg². Además, para evitar mayores problemas se recomienda no cerrar nunca una línea que contenga CO₂ líquido sin purgarla inmediatamente o sin tener un sistema de monitoreo de la presión en esa línea. Se aconseja también la instalación de por lo menos una válvula de purga y una de seguridad, colocadas en la parte más baja de la línea entre dos válvulas de bloqueo. Otra recomendación consiste en purgar las líneas de CO₂ desde su punto más bajo, ya que con esto se libera más gas en las partes altas ayudando así a expulsar al CO₂ líquido de la tubería y a evitar el taponamiento de la misma.

Durante la etapa de limpieza posterior a un tratamiento, los fluidos expulsados del pozo poseen una gran energía debido a su alto contenido de CO₂ gaseoso. Esto hace necesario -- que tanto las líneas de inyección como las de descarga deban estar firmemente ancladas al terreno. Además deberá estrangularse el flujo de retorno para tener un mejor control del mismo. Se recomienda empezar con un diámetro pequeño e incrementarlo poco a poco de acuerdo con el comportamiento del pozo.

Finalmente, para proporcionar una mayor seguridad a los operadores de las bombas y del equipo en general, deberá procurarse que todas las bombas y válvulas en las líneas de inyección y de descarga sean operadas a control remoto y que se sean sistemas de respaldo para su operación.

IV.7 RESULTADOS DE CAMPO.

Caso 1.

Este pozo se terminó a 9 800 pies en una formación problemática de arena arcillosa. Los grandes volúmenes de fluido y sustentantes necesarios para fracturar el pozo ocasionaron siempre el arenamiento del mismo. Debido a esto se decidió -- utilizar un fluido espumado con CO₂ para realizar el fracturamiento.

Durante el tratamiento se inyectaron 78 500 gal de un -- fluido espumado con CO₂, con una calidad del 70 % y a razón -- de 22 bls/min y 9 700 lb/pg². La fase líquida consistió de -- una solución de metanol al 10 % además de surfactantes y agentes gelatinizantes. Como sustentante se utilizaron cerca de -- 50 000 lbs de arena 20/40 y 25 000 lbs de un sustentante de -- resistencia intermedia.

Como resultado de la operación, el pozo expulsó rápida-- mente el 60 % del fluido de tratamiento y posteriormente produjo 180 bls/día de aceite, 7 bls/día de agua y un millón de pies³ de gas @ c.s. a través de un estrangulador de 12/16 pg.

Caso 2.

Este pozo se perforó en una formación arenosa con objeto de explotar su alto contenido de gas. La porosidad y la permeabilidad del yacimiento fueron de 10.4 % y 0.1 md respectivamente. El intervalo perforado se localizaba entre los 10548 y 10748 pies, donde la temperatura era de 250 °F. La producción inicial fué de solo 150 000 pies³ de gas @ c.s. por día.

Debido a esta baja producción se procedió a fracturar la formación mediante la inyección de 280 000 gal de un fluido -- espumado con CO₂ y 685 000 lbs de sustentante.

Después del fracturamiento la producción diaria se elevó a 4.9 millones de pies³ de gas @ c.s. y 405 bls de condensados. Tres meses después el flujo se estabilizó en 3.35 millo-

nes de pies³ @ c.s. y 276 bls de condensados, a través de un estrangulador de 18/64 pg y con una presión de 1 800 lb/pg².

Caso 3.

Este pozo se terminó en dos intervalos diferentes. El intervalo inferior produjo tres millones de pies³ de gas @ c.s. por día después de haber sido acidificado, mientras que el superior produjo solamente 280 000 pies³ @ c.s. Debido a esto se acidificó nuevamente este intervalo inyectando en el mismo 25 000 gal de ácido con 1 000 pies³ de CO₂ @ c.s. por cada barril; la producción de gas aumentó de esta manera a 1.5 millones de pies³ de gas @ c.s. por día.

Caso 4.

Este pozo, perforado en la formación Fuselman de Texas, fué acidificado con 50 000 gal de ácido gelatinizado conteniendo 37 000 lbs de arena y 1 000 pies³ de CO₂ @ c.s. por cada barril de ácido. Los fluidos se inyectaron por una tubería de revestimiento de 7 pgs, a razón de 60 bls/min y 4 500 lb/pg² de presión. Después del tratamiento el pozo produjo 480 bls de aceite por día.

REFERENCIAS.

- 1.- "Oil field carbon dioxide services handbook." Halliburton Company. (1980)
- 2.- V. L. Ward.: "Nitrogen and carbon dioxide in the oilfield: stimulation and completion applications," SPE 12594. 1984 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference. Midland, - TX. (Marzo 8-9, 1984)
- 3.- John W. Ely.: "Stimulation treatment handbook." Penn Well Books. (1985)
- 4.- P. F. Beeler.: "Stimulation successes scored by CO₂." Petroleum Engineer. (Agosto, 1963)
- 5.- S. J. Garbis, J. L. Taylor.: "The utility of CO₂ as an energizing component for fracturing fluids." SPE 13794. - SPE 1985 Production Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma. (Marzo 10-12, 1985)
- 6.- Sammie E. Saylor.: "CO₂: properties and handling with safety." Oil and Gas Journal. (Septiembre 23, 1985)
- 7.- "Cryogenic services technical data." boletín CO-200, Halliburton Services.
- 8.- Carlos Islas Silva.: "Aplicación del bióxido de carbono - en la explotación de yacimientos petrolíferos." Tesis profesional. Facultad de Ingeniería. U.N.A.M. (1963)

TABLAS Y FIGURAS DEL CAPITULO IV.

Tabla IV.1

$$k = 0.051948 (\rho_1 + \text{RGL}/359.9)$$

ρ_1 , lb/gal	RGL, pies ³ /bl @ C.S	k
8.5	100	0.4560
	300	0.4849
	500	0.5137
	700	0.5426
	1000	0.5859
	1500	0.6581
9.0	100	0.4820
	300	0.5108
	500	0.5397
	700	0.5686
	1000	0.6119
	1500	0.6840
9.5	100	0.5079
	300	0.5368
	500	0.5657
	700	0.5945
	1000	0.6378
	1500	0.7100
10.0	100	0.5339
	300	0.5628
	500	0.5917
	700	0.6205
	1000	0.6638
	1500	0.7360

1.1°F/100pies
 $\rho = 9.0 \text{ lb/gal}$
 $RGL = 1500 \text{ pies}^3/\text{bl}$

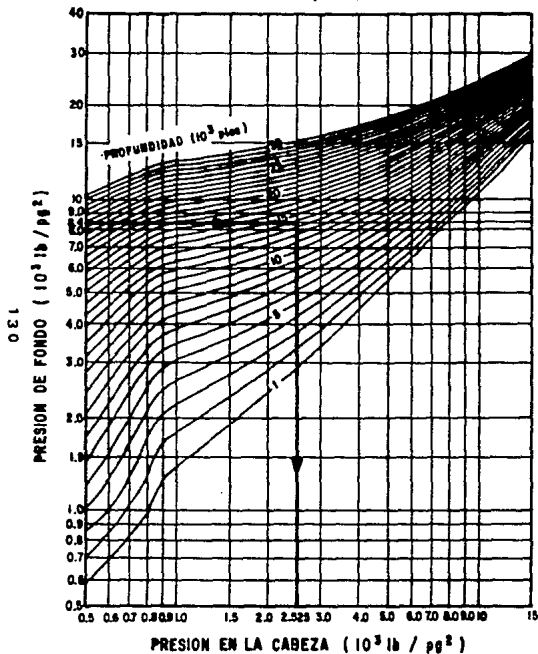


FIG. IX.1 CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS — LIQUIDO - CO_2 ⁽¹⁾

1.1°F/100pies
 $\rho = 8.5 \text{ lb/gal}$
 $RGL = 1500 \text{ pies}^3/\text{bl}$

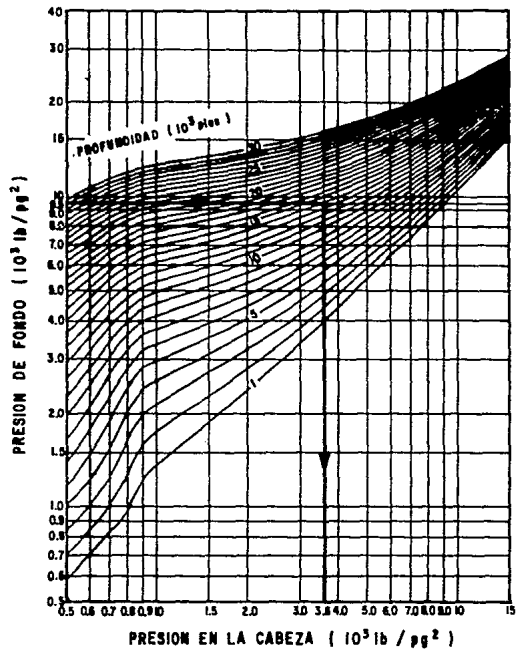


FIG. IX.2 CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS — LIQUIDO - CO_2 ⁽¹⁾

T = 250 ° F

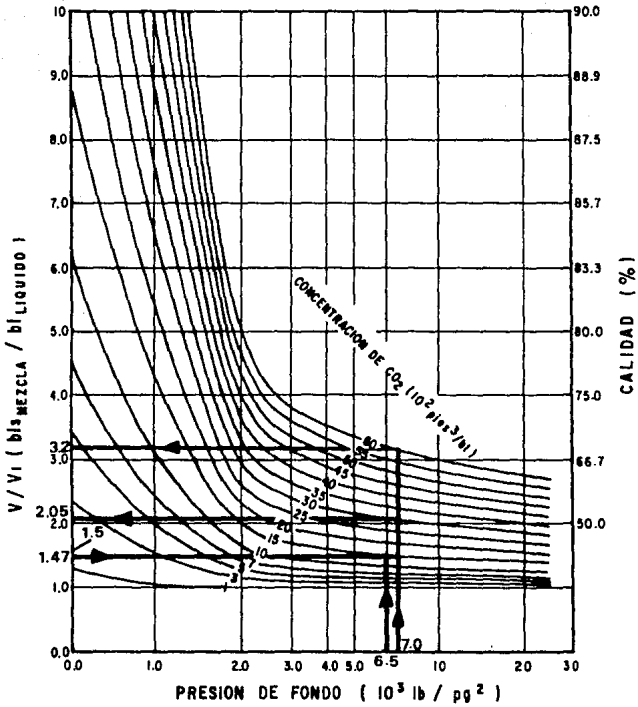


FIG. IV.3 CURVAS DE DESPLAZAMIENTO PARA MEZCLAS LIQUIDO - CO₂ A TEMPERATURA CONSTANTE ⁽¹⁾

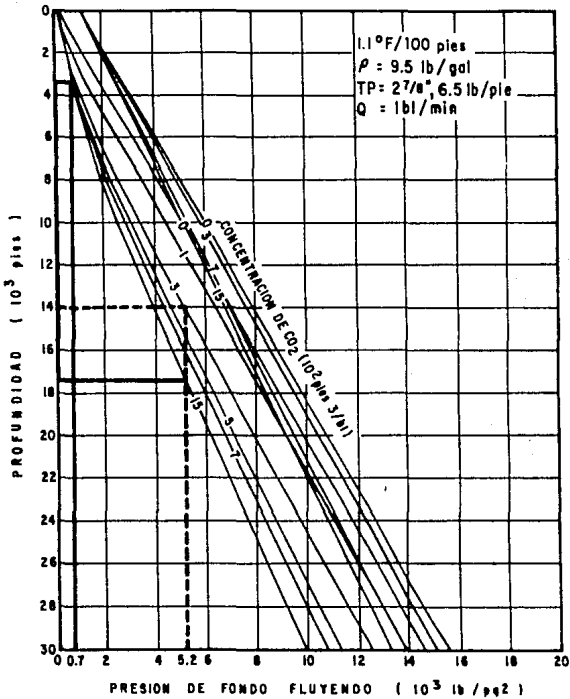


FIG. IV . 4 CURVAS DE GRADIENTE DE PRESION PARA
 MEZCLAS LIQUIDO - CO₂ (1)

CAPITULO V.

CAPITULO VI

EQUIPO PARA EL MANEJO DE N₂ Y CO₂.

V.1 INTRODUCCION.

Las aplicaciones del nitrógeno y del dióxido de carbono involucran cuatro tipos de sistemas: energizados, espumados, atomizados y gaseosos. Los sistemas energizados son aquellos que contienen menos del 52 % en volumen de gas, los sistemas espumados entre el 52 y el 95 % y los sistemas atomizados más del 95 %. Los sistemas gaseosos están formados por gas exclusivamente. Debido a lo anterior, el equipo para el manejo del nitrógeno y el dióxido de carbono debe estar diseñado para -- trabajar con dichas sustancias es estado líquido, gaseoso o -- con mezclas de líquidos y gases, según lo requieran las diferentes aplicaciones de ambos. En el presente capítulo se hace una breve descripción del equipo utilizado para estos fines, así como del equipo auxiliar que se emplea en las operaciones en pozos donde se utilizan el nitrógeno y el dióxido de carbono.

V.2 EQUIPO PARA EL MANEJO DE NITROGENO.

El nitrógeno en las operaciones en pozos se utiliza solamente como gas, debido a las ventajas que ofrece cuando se encuentra en dicho estado físico, es decir, a su baja densidad, baja solubilidad en el agua, propiedades inertes, etc. Es por este motivo que la mayoría del equipo utilizado para bombearlo a los pozos está diseñado para trabajar con gas únicamente; los únicos elementos que trabajan con nitrógeno líquido -- son el tanque de almacenamiento y la bomba criogénica de la --

unidad de bombeo, ya que a partir de este punto el nitrógeno empieza a ser calentado para su conversión a gas. A continuación se describen los principales equipos utilizados para el manejo de nitrógeno.

V.2.1 UNIDAD DE BOMBEO DE NITROGENO. (1-4)

Las unidades de bombeo de nitrógeno están diseñadas para transportar, bombear y efectuar el cambio de fase del N_2 líquido a gaseoso, en intervenciones a pozos como desplazamiento de fluidos, remoción de depósitos de arena, cementaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc. Estas unidades incluyen un intercambiador de calor, una bomba y un tanque criogénico donde el nitrógeno se transporta como líquido, a una temperatura de -320 °F y a una presión de 14.7 lb/pg², montados todos sobre un chasis especial o sobre plataformas remolcables. La figura V.1 presenta un esquema de la unidad de nitrógeno donde se pueden observar sus componentes principales.

Las unidades de bombeo convencionales son capaces de manejar hasta $180\ 000$ pies³ de nitrógeno @ c.s. por hora, bajo presiones de hasta $10\ 000$ lb/pg² y temperaturas entre los 200 y 220 °F. Las de mayor capacidad están diseñadas para bombear hasta $550\ 000$ pies³ @ c.s. por hora, a presiones de bombeo de hasta $6\ 000$ lb/pg². Además, estas unidades pueden elevarle la temperatura al nitrógeno hasta los 400 °F. (1) Al igual que las unidades convencionales, las de mayor capacidad se montan sobre plataformas remolcables para una mayor movilidad, versatilidad y capacidad de almacenamiento de nitrógeno.

El bombeo de nitrógeno líquido y su conversión a gas, se realiza en una sola unidad que no requiere de equipos adicionales para suministrar dicho producto a la presión, temperatura y volumen deseados. En la figura V.2 se muestra un diagrama del flujo de nitrógeno a través de la unidad y sus diferen-

tes sistemas, los cuales se describen brevemente en las secciones que a continuación se presentan.

V.2.1.1 CALDERA.

La caldera produce el calor necesario para el cambio de fases del nitrógeno, de líquido a gas, mediante la combustión de diesel en una cámara de combustión. La capacidad de producción de calor de estas calderas varía entre 2.5 y 5.5 millones de BTU por hora. (1)

La utilización de calderas como la anterior implica el uso de flamas directas como fuente de calor. Esto representa el mayor riesgo potencial y limita el uso de las mismas en instalaciones marinas. Sin embargo, existe otro tipo de sistemas que utilizan el calor generado por los motores que accionan a las bombas, además del proveniente de sus gases de escape, como fuente de energía calorífica para cambiar de fase al nitrógeno en forma segura.

V.2.1.2 VAPORIZADOR.

Es un intercambiador de calor construido en acero inoxidable. Su función es la de transformar al nitrógeno líquido en gaseoso aprovechando para ello el calor generado en la caldera. Este calor es transferido primero a un fluido, generalmente agua o diesel, para posteriormente calentar y evaporar al nitrógeno llevándolo a un estado de sobrecalentamiento (140 a 220 OF). El agua o el diesel que se utilizan para el calentamiento indirecto del nitrógeno se hacen pasar por intercambiadores de calor donde reciben el calor generado en la caldera, o bien el generado en los motores y sus gases de es-

cape cuando la unidad sea de este tipo. Posteriormente se hacen pasar por un segundo intercambiador de calor (vaporizador), el cual consiste de un cilindro, a través del cual circulan el agua o el diesel, y un serpentín interior, a través del cual circula el nitrógeno y se realiza su cambio de fase.

V.2.1.3 BOMBA CRIOGENICA.

Es generalmente una bomba triplex de alta presión, accionada por motores de 300 a 500 HP. La presión y el gasto de bombeo varían de unidad en unidad dentro de los siguientes rangos: 5 000 a 10 000 lb/pg² y 180 000 a 540 000 pies³ @ c.s. por hora respectivamente. Su función principal es la de transferir al nitrógeno líquido desde el tanque de almacenamiento hasta el vaporizador, y de éste hacia la línea de inyección.

V.2.1.4 TANQUE CRIOGENICO.

Su función es la de transportar y almacenar al nitrógeno líquido, a una temperatura aproximada de -300 a -320 °F y a una presión de 14.7 lb/pg². Está construido en doble pared, una exterior de acero al carbón y una interior de acero inoxidable. El espacio entre ambas es un aislamiento térmico de perlita y alto vacío. Se instala horizontalmente en el chasis o remolque de la unidad. La figura V.3 presenta un corte transversal de un tanque criogénico, el cual se utiliza para el transporte y almacenamiento tanto de nitrógeno como de dióxido de carbono.

La capacidad de los tanques varía de acuerdo a su tamaño entre los 1 000 y 3 000 galones. Sin embargo, para tratamientos masivos donde se requieran grandes volúmenes de nitrógeno

gaseoso, existen tanques criogénicos cuya capacidad máxima es de 16 000 galones de líquido (1.5×10^6 pies³ de gas @ c.s.). - Este tipo de tanques posee un conjunto motor-bomba-válvulas - que transfiere el producto a las unidades de bombeo de nitrógeno para su inyección a los pozos.

V.2.1.5 TUBERIAS Y CONEXIONES.

Las tuberías y conexiones consisten de mangueras, tubos, válvulas y accesorios de diferentes medidas, todas ellas para alta presión.

Se recomienda que por lo menos las líneas, válvulas y conexiones que operen bajo presión, se construyan con acero --- inoxidable para evitar roturas de las mismas debido a la fragilización del metal. Cuando esto no sea posible en virtud -- del alto costo del acero inoxidable, es posible utilizar aleaciones de cobre, pero solamente en los elementos ubicados entre el tanque y la bomba criogénica (en las zonas de baja presión).

V.2.1.6 TABLERO DE CONTROL.

La operación de la unidad se realiza desde una consola - diseñada para proveer al operador de una visibilidad y control --- máximos de todo el equipo. Cuenta con una instalación de manómetros, termómetros, flujómetros, amperímetros, válvulas, etc, que integran el equipo con el que el operador controla - la unidad y la operación.

V.2.2 GENERADOR DE ESPUMA. (5-8)

Además del diseño de los fluidos de tratamiento y de las operaciones mismas, la dispersión uniforme de las burbujas de nitrógeno o dióxido de carbono en los fluidos espumados es muy importante. La distribución uniforme de las burbujas de gas disminuye considerablemente la movilidad del mismo en el fluido de tratamiento, dando como resultado una espuma más estable. Debido a lo anterior, el diseño de un generador de espuma se convierte también en un factor determinante para el adecuado desarrollo de las operaciones con fluidos espumados.

Existen dos tipos principales de generadores de espumas: el primero incluye a aquellos en los que se inyecta a la corriente de gas en la corriente de líquido (tipo A), mientras que el segundo abarca a los que inyectan a la corriente de líquido dentro de la corriente de gas (tipo B). La figura V.4 presenta un esquema de los dos tipos de generadores de espuma y sus principios básicos de operación.

En cualquiera de los dos tipos, la corriente que se inyecta sobre la otra se hace pasar a través de toberas de diámetro pequeño, proporcionándole así la velocidad de corte necesaria para dispersar las burbujas de gas en el fluido de tratamiento en forma homogénea. Este tipo de generadores de espuma, en virtud de su elevada eficiencia, pueden generar espumas estables, con densidades uniformes, en cerca de cuatro pies de tubería de 2 1/2 pgs. Las velocidades del líquido o del gas se controlan con el gasto de inyección y con el diámetro de los orificios de las toberas.

Los dos tipos de generadores de espuma descritos anteriormente, pueden ser utilizados para espumar mezclas de líquidos, como en las operaciones de desarenamiento de pozos, o bien mezclas de líquidos y sólidos como en las operaciones de colocación de empacamientos de grava y fracturamientos. Sin embargo, la concentración de sólidos en este último tipo de

operaciones es generalmente baja, ya que al generarse la espuma la concentración de sólidos se reduce considerablemente, - desde un máximo de 8 lb/gal a la entrada del generador, hasta un máximo de 2 lb/gal a la salida, dependiendo de la calidad de la espuma en superficie.

Para solucionar lo anterior existe un tercer tipo de generador de espuma, conocido en el campo como concentrador de arena, cuya función principal es la de proporcionar un método para lograr mayores concentraciones de sustentantes en los -- fluidos fracturantes espumados con N_2 o con CO_2 . Lo anterior se logra mediante la extracción de líquido de la corriente de fluido que se bombea al pozo, utilizando para ello principios de filtrado o centrifugación; en la figura V.5 se presenta un esquema del concentrador de arena por filtrado. En el primer caso se hace circular la mezcla líquido-sólidos alrededor de un cilindro con una serie de perforaciones u orificios. Una - parte del líquido de la mezcla pasa a través de estos orifi-- cios, por los que no pueden pasar los sólidos, dejando al res-- to con una mayor concentración de sólidos. En el segundo caso la mezcla líquido-sólidos se hace circular en el interior de un recipiente cónico donde, por diferencia de densidades y de-- bido a fuerzas centrífugas, una parte del líquido es separada del resto dejando a la otra con una concentración de sólidos mayor. La corriente de líquidos que se extrae de ambos tipos de concentradores es circulada para volverse a utilizar, mien-- tras que la corriente que acarrea los sólidos es mezclada con el gas para generar la espuma.

Los concentradores de arena descritos son capaces de ex-- traer hasta un 50 % del líquido original, logrando con ello - duplicar la concentración de sólidos de los generadores con-- vencionales. (7,8)

V.2.3 MEDICION DEL FLUJO DE NITROGENO E INSTRUMENTOS. (9-11)

En las operaciones que contemplan el uso de N_2 en los pozos, se requiere llevar un control muy estricto de las cantidades de este gas que se bombean al pozo.

Actualmente existen diferentes formas para medir el flujo de nitrógeno. Se pueden utilizar medidores de placa de orificio, de desplazamiento positivo, de tubos venturi, de tubos pitot, de turbina, etc. Sin embargo, la selección de la técnica más adecuada depende de factores como: la precisión deseada, las condiciones de operación, el tipo de aplicación para el que se va a utilizar, la forma y rapidez para presentar -- las lecturas o mediciones, etc.

En operaciones en pozos uno de los medidores de flujo -- más ampliamente utilizados para la medición del flujo de nitrógeno es el medidor de turbina. El medidor de turbina es un instrumento que posee un rotor que gira de acuerdo a la velocidad media del fluido a través de una sección de tubería. El medidor consiste de una caja cilíndrica, similar a un carrete de tubería bridado, la cual contiene un rotor con una serie de álabes cuyo ángulo respecto a la dirección del flujo determina la velocidad angular del mismo. Este rotor está suspendido en el eje longitudinal de la tubería por medio de cojinetes de chumacera. La confiabilidad del medidor depende tanto del rotor como de los cojinetes, ya que son las únicas piezas móviles. El movimiento del rotor puede detectarse mecánica, -- óptica o eléctricamente, y al mismo tiempo registrarse y mostrarse en cualquier dispositivo de lectura. La figura V.6 presenta un corte transversal de un medidor de turbina en el -- cual pueden observarse algunos de sus componentes.

El fluido que entra al medidor incrementa su velocidad -- conforme fluye por el espacio anular formado por el cono del cojinete anterior y la pared interior de la caja o cuerpo. El movimiento del fluido, en este caso nitrógeno, sobre los ála-

bes del rotor, le imparte un impulso que lo hace girar. La velocidad ideal de rotación es directamente proporcional al gasto de fluido; la velocidad real de rotación depende además de la forma y tamaño del espacio anular, del diseño del rotor, - de la fricción en los cojinetes, del arrastre del fluido y de la densidad de éste.

Las características de operación de los medidores de turbina son su exactitud, repetitividad, resolución, rango de capacidad y caídas de presión a través de ellos, valores que dependen de si el fluido es un gas o un líquido.

La exactitud de un medidor es el grado de similitud entre el valor indicado por el medidor y el valor real de la cantidad medida. En la medición del flujo de nitrógeno, y en general en la de cualquier gas, la exactitud de los medidores de turbina es de $\pm 3.0\%$.

La repetitividad es la cercanía o parecido de los resultados de mediciones sucesivas, realizadas bajo idénticas condiciones, y utilizando el mismo medidor. Para el flujo de nitrógeno y de otros gases, la repetitividad de los medidores de turbina es de $\pm 0.15\%$.

La resolución de un instrumento de medición es el menor incremento de la cantidad medida que puede ser registrado. Su valor depende del uso que se le da al medidor y de la precisión requerida.

Los medidores de turbina son dispositivos que miden velocidades. Por esta razón es importante tomar en consideración el arreglo de la tubería, corriente arriba y corriente abajo del medidor, con el fin de obtener un perfil de velocidad uniforme y minimizar el efecto de turbulencias en la corriente de gas. Algunas pruebas realizadas en medidores de turbina, - considerando diferentes configuraciones de la tubería, han demostrado que el uso de tubos rectificadores, instalados a la entrada del medidor, ayudan a disminuir las perturbaciones en el perfil de velocidad causadas por codos, ángulos, tuberías desalineadas, válvulas, etc, corriente arriba y corriente abaj

jo del medidor. La figura V.7 muestra la configuración de la tubería que se recomienda para lograr una medición adecuada - cuando se utilizan medidores de turbina. En caso de que el espacio disponible no permita la instalación del arreglo mostrado en la figura V.7, deberá utilizarse la configuración que se presenta en la figura V.8 que es un arreglo parecido pero un poco más reducido. En la figura V.9 se indican las especificaciones para los tubos rectificadores utilizados en las dos instalaciones sugeridas.

En las operaciones en pozos se requiere de sistemas de medición que proporcionen lecturas instantáneas y precisas de los volúmenes reales de nitrógeno que son bombeados al pozo. Esto ha motivado el desarrollo de sistemas automatizados compuestos por transductores de presión y de temperatura, micro procesadores y medidores de turbina. En estos sistemas, los cuales se utilizan ya en las operaciones en pozos, el micro--procesador toma las señales de los transductores de presión y de temperatura, así como del medidor de turbina, y las analiza para calcular el gasto real de nitrógeno que fluye por la línea de inyección. En operaciones que requieren varias unidades de bombeo de nitrógeno, el sistema automatizado mide el flujo total, lo cual evita el tener que registrar y sumar las lecturas de cada unidad. También se elimina la necesidad de realizar correcciones por presión y temperatura a los volúmenes de gas inyectados, ya que éstas son hechas automáticamente por el procesador electrónico.

V.3 EQUIPO PARA EL MANEJO DE DIOXIDO DE CARBONO. (11,12)

Las aplicaciones del dióxido de carbono incluyen sus estados físicos líquido y gaseoso. Por tal motivo el equipo utilizado para trabajar con este compuesto debe diseñarse para -

operar ya sea con líquidos o con gases, según lo determine el tipo de operación que se pretenda efectuar.

En el caso del dióxido de carbono líquido, éste se mezcla con los otros fluidos de tratamiento cerca de la cabeza del pozo y a través de una línea de inyección independiente del resto. Una o más bombas de alta presión se emplean para desplazarlo. Para prevenir la vaporización del dióxido de carbono y evitar así la cavitación en las bombas, deberá mantenerse una sobrecarga de presión conforme el dióxido de carbono sea transferido desde el tanque de la unidad hasta la succión de la bomba. Esto se logra con el uso de una bomba auxiliar colocada tan cerca como sea posible del tanque de almacenamiento.

Además, para asegurar que las líneas de inyección están 100 % llenas de líquido cuando así se requiera, y que por lo tanto no existe ninguna posibilidad de que se presente cavitación en la bomba durante la operación, se deben instalar válvulas de bloqueo, check y desfogue tan cerca como sea posible de las otras líneas que llegan al cabezal. Justo antes de iniciar la inyección de dióxido de carbono deberá cerrarse la válvula de bloqueo, abrirse la de desfogue, y trabajar la bomba auxiliar a una velocidad mínima. Se abre entonces la válvula del depósito para permitir que el vapor circule a través del sistema y de la válvula de desfogue, hasta que una nube continua de partículas de hielo seco salga del sistema; esto confirmará la presencia de dióxido de carbono líquido en el mismo. En este momento todas las líneas de inyección y de succión del dióxido de carbono, así como el múltiple de inyección de la bomba, deberán estar completamente cubiertos con una delgada capa de hielo.

Para tener una mayor certeza de que todos los pistones de la bomba están desplazando un 100 % de líquido, la inyección de dióxido de carbono hacia el pozo deberá iniciarse momentos antes de la inyección de los otros fluidos.

V.3.1 MATERIALES DE CONSTRUCCION. (12-17)

Aunque el dióxido de carbono no es considerado un material criogénico, (12) si se pretende almacenarlo o bombearlo como tal, el equipo debe ser capaz de soportar bajas temperaturas y altas presiones. La figura V.3 presenta un corte transversal de un tanque para almacenar y transportar dióxido de carbono, el cual consiste, al igual que para el nitrógeno, de un recipiente a presión cubierto por una envoltura exterior aislada térmicamente. La presión y la temperatura del CO₂ en el interior del tanque son de 300 lb/pg² y 0 °F respectivamente. La presión en el interior del tanque debe mantenerse en el rango de 140 a 300 lb/pg², ya que si cae por abajo de 80 lb/pg² es posible que se forme hielo seco.

La presión existente en el tanque se reduce a medida que se extrae el dióxido de carbono y esto produce una disminución de temperatura. Las temperaturas extremadamente bajas producen a su vez la fragilización del metal. Es por esta razón que las compañías de servicio deben emplear bombas con múltiples especiales para bombear al dióxido de carbono. Las bombas deben llenarse con metanol para asegurar que no exista agua en su interior, ya que esta podría congelarse y afectar el funcionamiento de las mismas, y sus conexiones de succión y descarga deben enfriarse suficientemente para reducir así los esfuerzos de contracción antes de bombear dióxido de carbono líquido a altas presiones.

No es recomendable el bombeo de dióxido de carbono puro a menos que se haga a través de cabezales diseñados especialmente para tal efecto. Los cabezales normales de acero al carbón desarrollan fragilización y esfuerzos severos, debido a la contracción producida por el enfriamiento, la cual puede ser peligrosa durante el tratamiento o posteriormente a este si el metal se debilita.

Por lo que respecta a la corrosión, cuando el dióxido de carbono es seco, es decir, cuando su humedad relativa es menor al 60 %, no produce un ataque apreciable al equipo de acero a temperaturas menores a los 750 OF. (13) Por otro lado, en presencia de agua el dióxido de carbono se disuelve y produce ácido carbónico débilmente disociado. El ácido carbónico actúa sobre el metal creando una película de escasa protección, la cual lleva usualmente a que se corroa el acero del equipo.

En las operaciones en pozos sin embargo, los problemas de corrosión son mínimos y se considera que no requieren de un control especial, aún cuando se bombea al dióxido de carbono mezclado con agua, debido a que el tiempo durante el cual el equipo de acero se encuentra en contacto directo con el dióxido de carbono es muy corto, y a la poca frecuencia con que se realizan operaciones con este gas.

V.3.1.1 MATERIALES METÁLICOS.

Cuando el dióxido de carbono es seco no corroe las aleaciones base hierro. Por lo tanto, el diseño de los sistemas de tratamiento, bombeo y distribución puede basarse en el uso de aceros al carbón comunes.

Sin embargo, cuando el dióxido de carbono es húmedo, o cuando la temperatura de operación del equipo de acero es muy baja, se usan aceros inoxidable para prevenir la corrosión por ácido carbónico, o bien para evitar la fragilización del metal.

El tipo de acero inoxidable a utilizar deberá determinarse después de haber tomado en cuenta la resistencia mecánica requerida, la resistencia a la corrosión, el costo inicial del equipo y los efectos de las impurezas en la corriente de dióxido de carbono.

Considerando lo anteriormente expuesto, así como las condiciones en que se realizan las operaciones en pozos utilizando dióxido de carbono, el acero inoxidable 304-L ha resultado ser uno de los más adecuados, aunque también los aceros inoxidables 316-L y Carpenter 20 Cb-3 pueden emplearse ya que poseen características similares al primero.

Los aceros inoxidables duplex (aleaciones austenítico-férricas) combinan la alta resistencia mecánica de los aceros al carbón con la magnífica resistencia a la corrosión de los aceros inoxidables, y pueden ser utilizados incluso en servicios de dióxido de carbono húmedo proporcionando un ahorro -- aproximado del 50 % respecto a los aceros inoxidables 304-L o 316-L.

Los metales de aleaciones no ferrosas como el monel 400 o el monel k-250, son resistentes a ambientes de dióxido de carbono húmedo. El acero monel también puede utilizarse en lugar de los aceros al carbón o los aceros inoxidables en ambientes sujetos a esfuerzos severos.

Para minimizar la corrosión y/o la fragilización, así como los costos de los tanques a presión en ambientes de dióxido de carbono húmedo o seco, se pueden utilizar recubrimientos o revestimientos de acero inoxidable aplicados sobre acero al carbón. Estos recubrimientos pueden aplicarse también en el interior de líneas y tuberías.

V.3.1.2 MATERIALES NO METÁLICOS.

Aunque el dióxido de carbono seco no presenta problemas de corrosión, manejarlo a presión constituye una dificultad -- debido a su solubilidad y difusividad en los elastómeros. Es por ello que un buen sello no metálico, que son las partes -- donde normalmente se utilizan los elastómeros, debe tener las siguientes propiedades:

- 1) Resistencia a hincharse ante una exposición prolongada a altas presiones en el gas.
- 2) Resistencia a descompresiones rápidas, sin que se produzcan desgarres o deformaciones.
- 3) Facilidad para liberar rápidamente cualquier cantidad absorbida de gas y regresar prontamente a sus dimensiones originales.

Muchos de los elastómeros utilizados comúnmente en la industria petrolera no son adecuados para servicios a pozos con dióxido de carbono. Algunos de estos elastómeros son: los hules buna-n, el nitrilo, el neopreno, etc. Estos materiales -- tienden a inflarse en condiciones de alta presión y están sujetos a una descompresión explosiva cuando la presión se libera. Sin embargo, es posible utilizarlos como sellos cautivos en los equipos que así lo requieran. Los sellos cautivos son sellos que operan bajo condiciones de confinamiento y que por lo tanto no requieren de una gran flexibilidad para trabajar adecuadamente.

Los elastómeros que se han podido determinar son adecuados para servicios a pozos con dióxido de carbono a presiones elevadas son: teflón, nylon, hules etileno-propileno, poliamicas, poliuretano, etc.

V.3.2 UNIDAD DE BOMBEO DE DIOXIDO DE CARBONO LIQUIDO. (3)

Cuando el dióxido de carbono se bombea como líquido, el equipo utilizado es similar a cualquier unidad convencional -- de bombeo a alta presión pero con algunas modificaciones. Dichas modificaciones se deben a las bajas temperaturas que supone su manejo como líquido, así como a posibles problemas de corrosión.

Debido a lo anterior se recomienda, al igual que para el caso del nitrógeno, utilizar aceros inoxidable en cualquier parte del equipo que esté en contacto directo con el dióxido de carbono líquido, y que opere a presiones elevadas. Además, todos los sellos no metálicos deberán poseer las características mencionadas en la sección V.3.1.2 por lo que es posible utilizar los tipos de elastómeros citados en la misma.

Las unidades se encuentran montadas sobre un chasis especial y se emplean para bombear ácidos, dióxido de carbono líquido, solventes u otros productos químicos. Poseen una bomba triplex de alta presión, de 10 000 lb/pg² generalmente, ubicada en la parte posterior de la unidad, la cual es accionada por un motor diesel de 500 HP mediante una transmisión de engranes. Están equipadas con tanques individuales o gemelos de 750 galones generalmente, bombas centrífugas para transferir el producto de los tanques a la bomba triplex, tanques con agitadores, múltiples de descarga para pasar el líquido a diferentes unidades, y una bomba para remover los remanentes después del tratamiento.

V.3.3 UNIDAD DE BOMBEO DE DIOXIDO DE CARBONO GASEOSO.

La unidad para el bombeo de dióxido de carbono gaseoso es la misma que para el bombeo de nitrógeno, la cual fue descrita en la sección V.2.1. A dicha unidad deberán hacerse ciertas modificaciones para evitar los problemas relacionados con el manejo del dióxido de carbono. Dichas modificaciones incluyen la utilización de aceros inoxidable en las líneas y conexiones que operen a alta presión, así como el uso de sellos y juntas fabricados con materiales especiales para trabajar con este gas.

Las figuras V.1 y V.2 presentan respectivamente, esquemas de la unidad de bombeo de nitrógeno y del flujo del mismo

en la unidad, los cuales son aplicables al bombeo del dióxido de carbono si se consideran las adaptaciones mencionadas anteriormente.

V.3.4 MEDICION DEL FLUJO DE DIOXIDO DE CARBONO E INSTRUMENTOS. (11, 18)

Las necesidades actuales de bombeo y medición del dióxido de carbono son algo más complejas que en el caso del nitrógeno, debido a su comportamiento de fases y actividad química diferentes. Para satisfacer estas necesidades se requiere de un método que permita medir con precisión el volumen de dióxido de carbono a condiciones superficiales, así como de una -- instrumentación adecuada para apoyar dicho método.

Una primera aproximación es utilizar los indicadores de nivel existentes en los transportes de dióxido de carbono. Estos medidores indican la cantidad de dióxido de carbono líquido remanente, como un porcentaje de la capacidad total del -- tanque, por lo que es posible utilizarlos para vigilar la cantidad del mismo que se inyecta durante un tratamiento. El método consiste en llevar un registro riguroso de las lecturas del indicador en cada tanque, para que al multiplicar la diferencia entre las lecturas sucesivas por la capacidad total -- del tanque, y dividir este resultado entre el intervalo de -- tiempo correspondiente, se obtengan el volumen y el gasto de inyección del dióxido de carbono.

Aunque preciso, el método anterior puede resultar impráctico en operaciones que requieran varios tanques de dióxido -- de carbono, debido a la complejidad que significa llevar un -- control riguroso de las lecturas de todos los tanques al mismo tiempo. Lo anterior hace necesario el uso de sistemas automatizados que simplifiquen la toma y análisis de las lecturas

y que calculen y muestren continuamente el volumen y el gasto de inyección del dióxido de carbono.

Un método con las características descritas anteriormente se muestra en la figura V.10 y consta de dos subsistemas, A y B. El subsistema A se utilizaría en operaciones donde el CO₂ tuviera que bombearse como gas y no se bombeara ningún otro fluido al pozo. Dicho subsistema se compone de un conjunto de medidores de flujo instalados en paralelo para asegurar que se tenga un sistema de respaldo independiente y así vigilar y controlar el gasto de dióxido de carbono. Si alguna de las dos líneas de medición se cierra durante un tratamiento, ésta deberá purgarse para evitar la formación de tapones de hielo seco. Lo anterior puede hacerse sin tener que interrumpir la inyección y/o medición ya que la otra línea permanece abierta.

El subsistema B se utilizaría junto con el subsistema A, en operaciones donde el CO₂ tuviera que bombearse como líquido y mezclarse con otros fluidos de tratamiento. Este subsistema se compone de un densímetro para vigilar la densidad del fluido, ácido, agua o cemento, con o sin sustentantes, así como un medidor de flujo para vigilar los gastos y las cantidades de materiales que se bombean al pozo.

Los medidores de flujo indicados en la figura V.10 son del tipo de turbina debido a su facilidad y características de operación. En la sección V.2.3 se hizo una descripción de estos medidores considerando solamente su aplicación a la medición de nitrógeno gaseoso, sin embargo, también es posible utilizarlos para medir el flujo de dióxido de carbono tanto en estado líquido como en estado gaseoso.

El uso de medidores de turbina para el flujo de dióxido de carbono a baja presión, corriente arriba de la bomba triplex, no se recomienda debido a las presiones y gastos variables que pueden existir y que afectan al comportamiento de estos medidores. Estas variaciones se deben a cambios periódicos en la presión durante la succión de la bomba triplex, co-

mo resultado de la apertura y cierre continuos de las válvulas. Las propiedades del dióxido de carbono son bastante más constantes corriente abajo de las bombas de alta presión y, consecuentemente, se ha logrado una precisión considerablemente mayor empleando técnicas de medición a alta presión.

Además del arreglo recomendado en el esquema de la figura V.10, deberán seguirse las recomendaciones hechas en la figura V.7, referentes a la forma de instalar los medidores de turbina en las líneas de inyección.

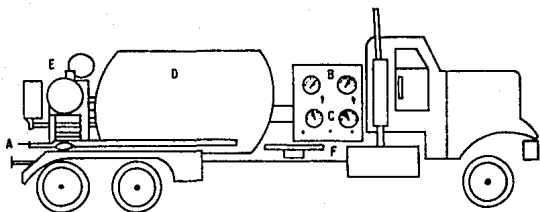
Además de los medidores de turbina se incluyen transductores de presión y de temperatura cuyas señales, junto con las señales generadas por el medidor, son analizadas por un procesador electrónico, el cual calcula y compensa los volúmenes y gastos de inyección por cambios en estas propiedades para posteriormente mostrarlos en pantallas digitales o imprimirlos o graficarlos en papel.

REFERENCIAS.

- 1.- "Nowsco News." Nowsco well services. (Mayo, 1979)
- 2.- "Nitrogen services engineering bulletin." BJ-480-CI, 4/82
BJ-Hughes Services. (Abril, 1982)
- 3.- "Fracturing, acidizing, CO₂ and N₂ equipment." Canadian -
Fracmaster LTD.
- 4.- Stanley Bruce Loesch, James Carl St. John, Danny Keith --
Mints.: "Method and apparatus for flameless heating of a
fluid." Patente británica No 2075661-A. (Noviembre, 1981)
- 5.- Paul M. Mc Elfresh, Virgilio C. Go Boncan.: "Application
of foam cement." SPE 11203. 57th Annual Fall Technical --
Conference and Exhibition. New Orleans, LA. (Septiembre -
26-29, 1982)
- 6.- C. L. Wendorff, R. B. Earl.: "Foam fracturing laboratory"
SPE 12025. 58th Annual Fall Technical Conference and Exhi-
bition. San Francisco, CA. (Octubre 5-8, 1983)
- 7.- James E. Hodges Jr.: "Foam fracturing aided by sand con-
centrator." Drilling. (Enero, 1982)
- 8.- David Holcomb.: "Proppant concentrator boosts foam frac -
effectiveness." Drilling. (Noviembre, 1981)
- 9.- Chi U. Ikoku.: "Natural gas engineering." Penn Well Books.
(1980)
- 10.- "Gas measurement manual." Part four: Gas turbine mete-
ring. American Gas Association. (1985)

- 11.- "Halliburton fracturing services manual." Part XXI, --
N₂-CO₂. (1979)
- 12.- Sammie, E. Saylor.† "CO₂ properties and handling with
safety." Oil and Gas Journal. (Septiembre, 1983)
- 13.- Warren, E. Berry.† "How carbon dioxide affects corrosion
in line pipes." Oil and Gas Journal. (Mayo, 1983)
- 14.- Raj, P. Sha, Elmer, E. Withmeyer.† "A study of CO₂ reco-
very and tertiary oil production enhancement in the Los
Angeles Basin." Lawrence-Allison & Associates.
- 15.- Marvin, N. Swink.† "CO₂ pipeline design detailed." Oil -
and Gas Journal. (Abril 26, 1982)
- 16.- Dwight L. Recht.† "Design considerations for carbon dioxi-
de pipe lines." Part two. Pipe Line Industry. (Octubre,
1984)
- 17.- Abdo, S Fayed.† "CO₂ injection for enhanced oil recovery
benefits from improved technology." Oil and Gas Journal.
(Enero 3, 1983)
- 18.- Garbis, S. J.† "The utility of CO₂ as an energizing com-
ponent for fracturing fluids." SPE 13974. SPE 1985 Pro-
duction Operations Symposium. (Marzo, 1985)
- 19.- Thomas Vega José Oscar.† "La tubería flexible y su utili-
zación en los pozos petroleros." Tesis Profesional. Fa-
cultad de Ingeniería, U.N.A.M.

FIGURAS DEL CAPITULO V.



- A- CONEXION
- B- MANOMETRO DE PRESION DE BOMBEO
- C- INDICADOR DE GASTO
- D- TERMO DE NITROGENO
- E- CALDERA
- F- BOMBA TRIPLEX.

FIG.V.1.- UNIDAD ALMACENADORA E INYECTORA DE NITROGENO (19)

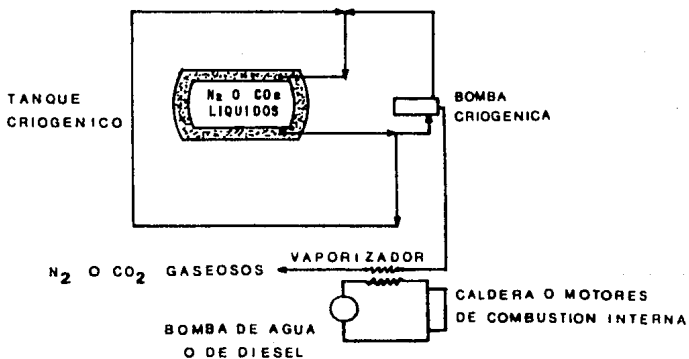


FIG.V. 2:- FLUJO DEL N₂ O CO₂ EN LA UNIDAD DE BOMBEO (1)

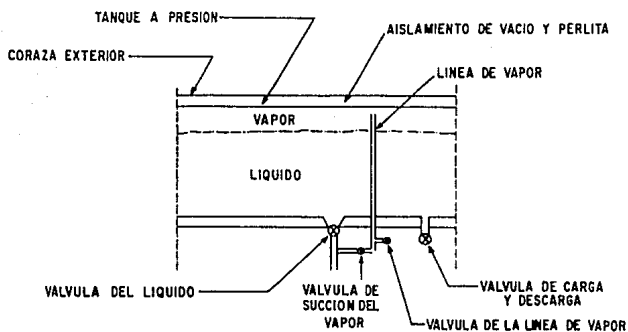


FIG. V. 3 CORTE TRANSVERSAL DE UN TANQUE CRIOGENICO (12)

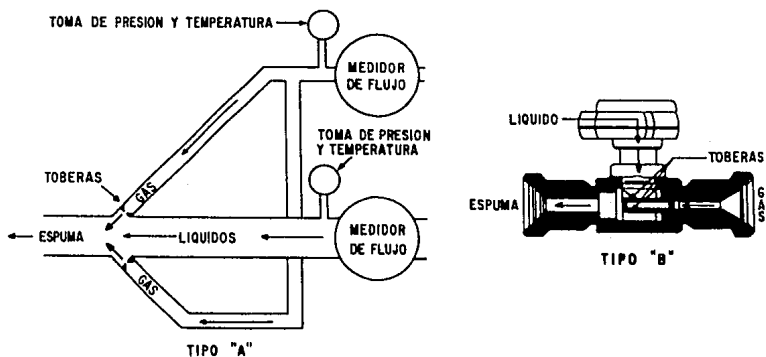


FIG. V. 4 TIPOS DE GENERADORES DE ESPUMAS (5,6)

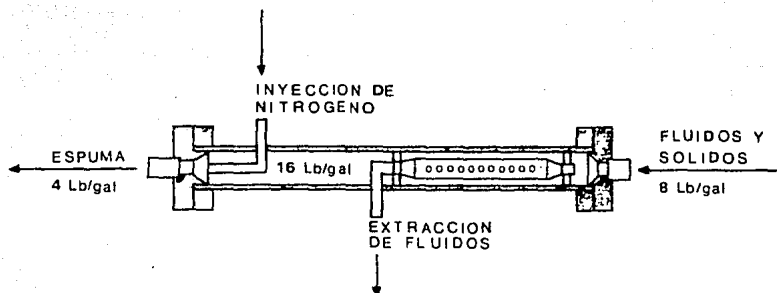


FIG. V.5 CONCENTRADOR DE ARENA POR FILTRADO.⁽⁸⁾

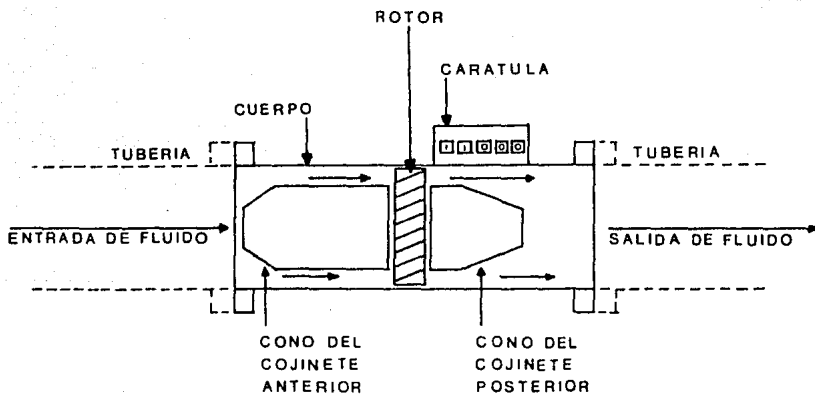


FIG. V.6 MEDIDOR DE TURBINA⁽¹⁰⁾

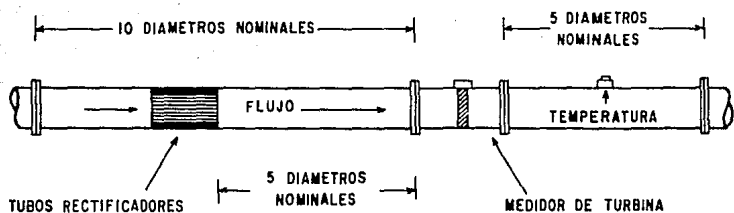


FIG. V.7 INSTALACION RECOMENDADA PARA MEDIDORES DE TURBINA⁽¹⁰⁾

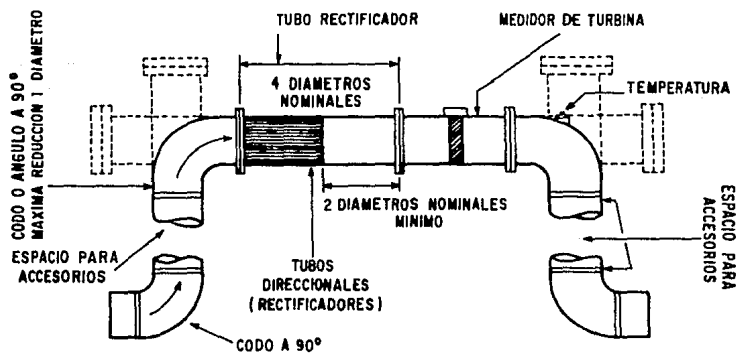
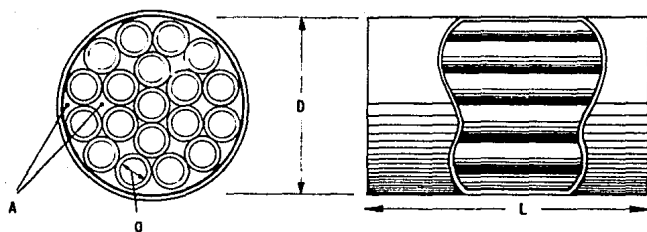


FIG. V.8 INSTALACION CORTA PARA MEDIDORES DE TURBINA⁽¹⁰⁾



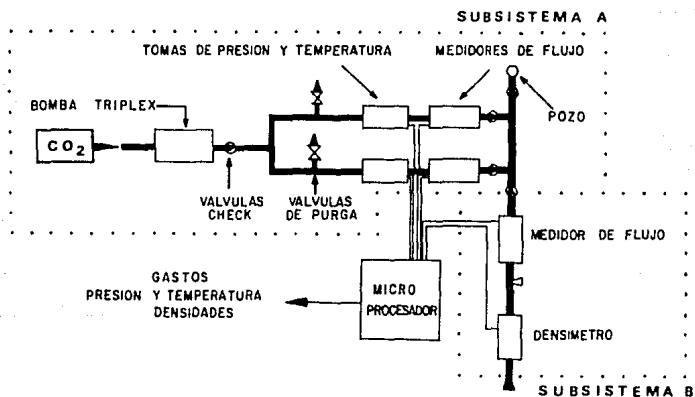
$$d \leq D/4$$

$$A \leq \pi D^2 / 64$$

$$L \geq 10 d$$

(10)

FIG.V.9.- ESPECIFICACIONES PARA TUBOS RECTIFICADORES



(18)

FIG. V.10.- SISTEMA DE MEDICION DE CO₂ EN TRATAMIENTOS A POZOS

CAPITULO VI.

CAPITULO VI:

FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA EL USO DE CO₂ POR N₂.

VI.1 INTRODUCCION.

El nitrógeno y el dióxido de carbono se utilizan en muchas operaciones en pozos aprovechando las propiedades de su estado gaseoso, ya sea que el gas se genere en la superficie como en el caso del N₂, o bien que se genere dentro del pozo o de la formación como ocurre con el CO₂. Sin embargo, en operaciones tales como la inducción de pozos y las operaciones con fluidos espumados, la inyección de gas desde la superficie favorece la obtención de fluidos más ligeros y espumas más estables aumentando así la eficiencia y probabilidades de éxito de las operaciones.

En la actualidad solo el nitrógeno se bombea en estado gaseoso desde la superficie, y en México tanto las unidades de vaporización y bombeo como el nitrógeno mismo son proporcionados por compañías de servicios a pozos. Lo anterior resulta en ocasiones en costos muy elevados por lo que se ha buscado la forma de sustituir a este gas por uno de características similares cuyo uso ayude a reducir el costo de las operaciones. El dióxido de carbono es el gas que debido a sus propiedades físicas y químicas, así como a su disponibilidad como subproducto de procesos industriales, se ha prestado más para estos propósitos.

En el presente capítulo se discuten algunas implicaciones tanto técnicas como económicas para sustituir al nitrógeno por dióxido de carbono en operaciones de inducción de pozos y desplazamiento de fluidos principalmente, por ser éstas las que utilizan los volúmenes más grandes de gas y por ser operaciones en las que actualmente no se utiliza al CO₂. Sin embargo, los mismos conceptos aquí desarrollados se pueden ex

tender a las operaciones con fluidos espumados con lo cual se cubre una mayor gama de operaciones en pozos petroleros.

VI.2 CONSIDERACIONES TECNICAS. (1,2)*

Para determinar la factibilidad técnica de sustituir al nitrógeno por dióxido de carbono, en las operaciones en pozos que implican su inyección como gas desde la superficie, un factor muy importante que es necesario considerar es la expansión libre o efecto Joule-Thomson del segundo de estos gases.

La expansión libre de un gas se refiere a la expansión no restringida que sufre el mismo al abatirse la presión que sobre él actúa. En este proceso no se realiza ningún trabajo y bajo condiciones adiabáticas no se intercambia calor ni existen cambios en la entalpía del gas. La expansión libre en un proceso abierto, es decir en una corriente fluida, se denomina estrangulamiento o efecto Joule-Thomson. Usualmente un cambio de temperatura acompaña a cada abatimiento de presión por el que se produce la expansión; el cociente de estos cambios se conoce como coeficiente Joule-Thomson y se define de la siguiente forma: $\eta = (\Delta T / \Delta P)_H$. Este coeficiente es específico para cada gas y su valor depende de la presión y la temperatura.

El valor numérico de η puede ser positivo, negativo o cero. Para la mayoría de los gases reales η es positivo a temperaturas y presiones moderadas, esto es, el gas se enfría a medida que se expande. Sin embargo, a medida que la presión se incrementa, e independientemente de la temperatura, se alcanza un punto para el cual η es igual a cero y a valores mayores de presión η es negativo. Los puntos para los cuales η es igual a cero se llaman puntos de inversión, y en un diagrama

* Referencias al final del capítulo.

presión entalpía corresponden a puntos para los cuales la pendiente de las isoterma es infinita, o sea, cuando $(\Delta P/\Delta H)_T = \infty$ o cuando $(\Delta H/\Delta P)_T = 0$. (1)

Durante el bombeo de CO_2 a los pozos éste sufre abatimientos de presión debido al flujo del mismo por las líneas superficiales, lo cual resulta en una disminución de la temperatura del flujo debido al efecto Joule Thomson del gas. En virtud de que la temperatura crítica del CO_2 es muy alta, --- 87.8 °F o 31 °C, si las caídas de presión durante el flujo -- del gas son muy severas, el abatimiento de temperatura puede hacer que el CO_2 se licde nuevamente al llevarlo a un valor inferior al de su temperatura crítica, y por estar sometido a una presión elevada (arriba de 800 lb/pg²). Así pues, para inyectar al CO_2 en estado gaseoso a los pozos y que éste permanezca como tal durante toda la operación, es necesario determinar una temperatura de inyección mínima así como una caída de presión máxima en las conexiones superficiales, tales que el abatimiento de temperatura provocado por esta caída de presión no haga que la temperatura del flujo descienda por abajo de la temperatura crítica del CO_2 . Una vez que el CO_2 se encuentre en el pozo, el proceso de compresión a que estará sometido, así como el calor recibido del pozo, ayudarán a mantener su temperatura por arriba de la crítica.

La variación de temperatura que tiene lugar durante la expansión libre de un gas real en condiciones de flujo, se determina teniendo en cuenta que en dicho proceso el cambio de entalpía, ΔH , es igual a cero. Si además se desprecian las variaciones de energía cinética y potencial, la ecuación que describe el proceso es la siguiente: (2)

$$\Delta H = 0 = \left(\frac{H_1^* - H_1}{T_c} \right) T_c + \int_{T_1}^{T_2} C_p^* dT - \left(\frac{H_2^* - H_2}{T_c} \right) T_c \quad (\text{VI.1})$$

donde: ΔH = cambio de entalpía, BTU/lb mol

H^* = entalpía del gas (estado ideal), BTU/lb mol

H = entalpía del gas real, BTU/lb mol

T_c = temperatura crítica del gas, $^{\circ}R$

C_p^* = calor específico del gas (estado ideal),
BTU/lb mol $^{\circ}R$

1 = condiciones iniciales

2 = condiciones finales

El uso de la ecuación anterior puede resultar tedioso ya que en algunos casos es necesario suponer varias temperaturas finales y calcular ΔH , antes de obtener la temperatura correspondiente a $\Delta H=0$, que es el valor requerido. Sin embargo, con ayuda de un diagrama presión-entalpía del gas considerado, en este caso dióxido de carbono, la temperatura final de dicho gas cuando es sometido a una expansión libre puede obtenerse más fácil y rápidamente, y casi con la misma exactitud.

Del diagrama presión entalpía del dióxido de carbono, figura II.10, se observa que en el intervalo comprendido entre 800 y 2 000 lb/pg², si la presión de inyección del gas se abate en más de 500 lb/pg², la temperatura final del mismo estaría muy cerca de su temperatura crítica. Lo anterior podría traer como consecuencia la licuefacción del gas por lo que, para evitar dicha situación, es necesario establecer una temperatura mínima de inyección para diferentes presiones en el rango considerado, tal que un abatimiento de presión de máximo 500 lb/pg² no provoque la licuefacción del gas. La tabla VI.1* fué generada en base al diagrama presión-entalpía del dióxido de carbono, y presenta la temperatura mínima a la que dicho gas debe inyectarse, a diferentes presiones, para evitar la licuefacción del CO₂ por efecto Joule-Thomson al ser bombeado a los pozos.

De acuerdo a lo expuesto en la tabla VI.1, el uso de dióxido de carbono en estado gaseoso en lugar de nitrógeno, es

* Las tablas y figuras se presentan al final del capítulo.

técnicamente posible si se le inyecta a una temperatura igual o superior a 150 °F, independientemente de la presión de inyección, y si ésta se incrementa en etapas no mayores a 500 - lb/pg² hasta alcanzar la presión final de trabajo.

Ahora que se ha establecido la posibilidad técnica de inyectar al dióxido de carbono en estado gaseoso a los pozos, - el siguiente paso consiste en revisar aquellas operaciones en las que tradicionalmente se ha utilizado al nitrógeno para de terminar las condiciones en las que se va a utilizar al dióxido de carbono. Dichas operaciones son principalmente los desplazamientos de fluidos o inducciones y las operaciones con - espuma.

VI.2.1 INDUCCION DE POZOS Y DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS.

En la sección III.2 se dijo que la inducción de pozos -- era un método por medio del cual se aligera la columna hidrostática de un fluido de control o de lavado, permitiendo así - que la presión del yacimiento sea mayor que la de dicha columna y pueda haber una aportación de fluidos al pozo y de ahí a la superficie. Se dijo también que este tipo de operaciones - se realizaban con sonda o con nitrógeno aunque, debido a lo - expuesto en lo que va de este capítulo, también la utilización del dióxido de carbono gaseoso para inducir los pozos a producción es teóricamente posible.

En una inducción con CO₂ este gas se inyectaría al interior de la TP para desplazar al fluido que ésta pudiera contener; el gas expulsaría a dicho fluido hacia el espacio anular reemplazando así la columna del mismo con una columna de CO₂ bajo una presión mayor en la cabeza del pozo. De esta forma, para llevar a cabo una operación como esta es necesario conocer la cantidad total de gas que se va a utilizar, así como - la presión máxima en la cabeza del pozo.

Como se mencionó en la sección III.2, para reemplazar la columna de fluido del pozo con una columna de dióxido de carbono gaseoso, es necesario que la presión ejercida sobre la formación por la columna de gas sea igual a la ejercida por la columna de fluido. Como generalmente se conoce el valor de esta presión, el problema se reduce a encontrar la presión en la cabeza del pozo durante la inyección del gas, considerándolo como una columna vertical sujeta a una presión y temperatura variables; así mismo es necesario calcular el volumen que ocuparía dicha columna a condiciones estándar. La ecuación que describe al problema es nuevamente la III.4:

$$\int_{P_{wh}}^{P_{bh}} \frac{dP}{P} = \frac{M}{GR} \int_{T_s}^{T_{bh}} \frac{dT}{ZT} \quad \text{. (III.4)}$$

la cual puede resolverse en términos de la presión en la cabeza del pozo P_{wh} , dados los valores de la presión de fondo --- P_{bh} , la profundidad D , el gradiente de temperatura del pozo y la relación funcional entre el factor de compresibilidad Z , la temperatura T y la presión P . El volumen de la columna de gas a condiciones atmosféricas se puede obtener otra vez a -- partir de la ecuación III.7:

$$\frac{V'}{V} = \frac{(P_{bh} - P_{wh})g}{\rho' D} \quad \text{. (III.7)}$$

la cual nos indica el volumen de CO_2 gaseoso que es necesario inyectar al pozo para llenar una unidad de volumen de TP en -- función de las variables citadas anteriormente.

Para simplificar los cálculos, Romero Juárez (3) desarrolló una serie de curvas que pueden utilizarse para determinar la presión en la cabeza del pozo y el volumen de CO_2 neces--

rios en operaciones de desplazamiento con este gas. Dichas -- curvas, conocidas como curvas de desplazamiento con CO₂, y de las cuales se presenta un ejemplo en las figuras VI.1 y VI.2, están basadas en la integración numérica de las ecuaciones -- III.4 y III.7. El procedimiento para emplear las curvas de -- desplazamiento con CO₂ es el siguiente:

- 1) De la gráfica de P_{wh} vs. P_{bh} obtenga el valor de P_{wh} . Localice el valor de P_{bh} en el eje horizontal y posteriormente su intersección con la curva correspondiente a la profundidad; lea en el eje vertical el valor de P_{wh} .
- 2) Obtenga el valor de V'/V utilizando la gráfica de P_{wh} vs. V'/V . Localice en el eje vertical el valor de P_{wh} así como su intersección con la curva correspondiente a la profundidad; sobre el eje horizontal determine ahora V'/V a partir de la intersección anterior.
- 3) Determine el volumen total de CO₂ necesario para el desplazamiento. Para ello multiplique el valor de V'/V por la capacidad total de la tubería.

EJEMPLO VI.1

En los ejemplos III.1 y IV.1 se hicieron los cálculos para determinar el volumen de nitrógeno y dióxido de carbono -- respectivamente, necesarios para inducir el mismo pozo, primero con nitrógeno, ejemplo III.1, y luego con una mezcla CO₂-agua, ejemplo IV.1. Calcular ahora el volumen de CO₂ necesario para realizar dicha operación, considerando que el fluido desplazante es CO₂ gaseoso. Los datos del pozo son: profundidad: 10 000 pies
fluido de control: lodo, 13.5 lb/gal

TP: 2 7/8", 6.5 lb/pie

gradiente de temperatura: 1.6 °F/100 pies

SOLUCION:

1) del ejemplo III.1:

presión de fondo = $P_{bh} = 7\ 020\ \text{lb/pg}^2$

capacidad de la TP = $V = 57.9\ \text{bls}$

2) calcular los valores de P_{wh} y V'/V :

de la figura VI.1: $P_{wh} = 3\ 620\ \text{lb/pg}^2$

de la figura VI.2: $V'/V = 430\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s./pie}^3$

$= 2\ 414\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s./bl}$

3) obtener el volumen de CO_2 necesario para el desplazamiento

$V'/V = (2\ 414\ \text{pies}^3/\text{bl}) (57.9\ \text{bls}) = 139\ 771\ \text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$

como un galón de CO_2 líquido rinde 73.1 $\text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$ de CO_2 gaseoso, para obtener los 139 771 $\text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$ es necesario llevar hasta el pozo 1 912 gal.

Comparando los volúmenes de gas calculados en los ejemplos III.1, IV.1 y VI.1, es decir, 97 272, 108 562 y 139 771 $\text{pies}^3 @\ \text{c.s.}$ respectivamente, se observa que los mayores requerimientos de gas se tienen cuando se inducen los pozos con CO_2 exclusivamente.

También a manera de aplicación del método anterior, la tabla VI.2 presenta las presiones máximas en la cabeza del pozo y los volúmenes de CO_2 requeridos para el desplazamiento teórico de cuatro pozos de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos. Con fines comparativos, la tabla VI.3 presenta los resul

tados que se obtendrían si el desplazamiento de éstos cuatro pozos se llevara a cabo con N_2 en lugar de CO_2 .

Del ejemplo VI.1, así como de las tablas VI.2 y VI.3, se observa que las operaciones con CO_2 requieren de una mayor -- cantidad de masa, ya que tanto los volúmenes utilizados como la densidad misma del gas son también más grandes. De acuerdo a lo anterior y considerando que el CO_2 se bombeará a los mismos gastos que el N_2 , el equipo de vaporización y bombeo debe suministrar más energía calorífica por unidad de tiempo.

En la tabla VI.4 se presenta el cálculo de la energía necesaria para el cambio de fase del CO_2 en las operaciones de desplazamiento consideradas en la preparación de las tablas -- VI.2 y VI.3. El cálculo se basa en la utilización del diagrama presión-entalpía del CO_2 , figura II.10, de donde se obtuvo la cantidad de energía calorífica necesaria para evaporar una libra masa de CO_2 , llevándola de las condiciones de tanque, -- $0\text{ }^\circ\text{F}$ y 300 lb/pg^2 , hasta las condiciones de bombeo, $176\text{ }^\circ\text{F}$, para asegurar así la permanencia del CO_2 en estado gaseoso, y $1\text{ }300$ a $1\text{ }500\text{ lb/pg}^2$. Como los intercambiadores de calor de -- las unidades convencionales de vaporización y bombeo pueden -- entregar hasta $2.5 \times 10^6\text{ BTU/hr}$, lo cual es superior a los requerimientos indicados en la tabla VI.4, se concluye que dichas unidades también pueden ser utilizadas para el bombeo de dióxido de carbono gaseoso a los pozos, tal como se había -- afirmado en el capítulo V referente al equipo para el manejo de N_2 y CO_2 .

De acuerdo a lo anterior, aún cuando los volúmenes de -- gas son más grandes si se utiliza CO_2 puro para inducir pozos petroleros, por quedar éstos completamente llenos con gas el resultado de las operaciones será mejor que cuando se utilice una mezcla CO_2 -agua, ya que los pozos tendrán que trabajar -- contra una columna más ligera. Sin embargo, debido a la menor densidad del nitrógeno, las operaciones de inducción de pozos con este gas siguen siendo más ventajosas que las realizadas con dióxido de carbono.

VI.2.2 OPERACIONES CON ESPUMA.

Los fluidos espumados con dióxido de carbono se han utilizado con éxito en operaciones de estimulación de pozos tales como acidificaciones y fracturamientos. En este tipo de operaciones se acostumbra utilizar espumas de generación in situ en las cuales se bombea al dióxido de carbono en estado líquido y, aprovechando el calor del pozo, la espuma estable se genera en éste o en la formación. Por tal motivo el uso de espumas preformadas, las cuales se generan en superficie, no representaría beneficios considerables y si en cambio aumentaría el costo de las operaciones debido a la energía invertida para cambiar de fase al CO₂.

Sin embargo, para que una espuma de CO₂ pueda ser utilizada eficientemente como fluido de circulación, tal como se requiere en las operaciones de desarenamiento de pozos, ésta debe ser preformada, es decir, debe ser bombeada como tal desde la superficie. En este caso el bombeo de CO₂ gaseoso y no líquido resultaría en una espuma más estable y con una mayor capacidad de acarreo que permitiría limpiar los pozos con mayor efectividad.

Como se mencionó en la sección VI.2 de este capítulo, para bombear al CO₂ en estado gaseoso y que éste permanezca como tal durante el desarrollo de una operación, la temperatura de inyección del mismo debe ser mayor o igual a 150 °F. Sin embargo, analizando el proceso de generación de espumas estables preformadas se concluye que el CO₂ está sujeto a dos abatimientos fuertes de temperatura, el primero debido a la mezcla con la fase líquida y el segundo debido al efecto Joule-Thomson del gas. A continuación se presenta una evaluación de los efectos de dichos fenómenos sobre la temperatura de inyección del CO₂, para determinar si éste puede ser empleado en la generación de espumas estables preformadas para operaciones de desarenamiento de pozos.

Para realizar esta evaluación se tomaron como referencia los datos de una operación real efectuada en el pozo Sánchez Magallanes 94, perteneciente al distrito Agua Dulce de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos. En esta operación se empleó -- una espuma con una calidad de 0.98 como medio de circulación para desarenar el pozo. Se bombearon 24 040 pies³ @ c.s. de N₂ a razón de 180 pies³ @ c.s./min, además de 3 170 galones de agua a un gasto de 24 gal/min. La presión de inyección promedio fué de 3 000 lb/pg². El depósito de arena fué removido eficientemente y en su totalidad.

Suponiendo que esta operación se hubiera llevado a cabo con CO₂ en lugar de N₂, el volumen de gas hubiera sido el mismo en ambos casos, más un 5 % por disolución del CO₂ en el -- agua, ya que la calidad de la espuma a condiciones estándar -- no depende del gas que se utilice siempre y cuando se mez-- clen con la fase líquida los agentes espumantes y estabilizan-- tes adecuados. Considerando también una temperatura de inyec-- ción de 176 OF (80 OC) para el gas, y de 81 OF (27 OC) para -- el agua, la temperatura de la mezcla resultó ser de 85.2 OF -- (29.6 OC) al efectuar el siguiente balance de calor:

al realizar la mezcla del agua con el dióxido de carbono ga-- seoso para así formar la espuma, el calor ganado o perdido -- por el gas es igual al calor ganado o perdido por el agua, es decir:

$$Q_g + Q_a = 0 \quad \text{(VI.2)}$$

$$Q_g = - Q_a \quad \text{(VI.3)}$$

y como $Q = m C_p \Delta T$, entonces:

$$m_g C_{pg} (T_f - T_g) = - m_a C_{pa} (T_f - T_a) \quad \text{(VI.4)}$$

De la ecuación anterior, la temperatura de la espuma T_F estará dada por:

$$T_F = \frac{m_g C_{pg} T_g + m_a C_{pa} T_a}{m_g C_{pg} + m_a C_{pa}} \quad (VI.5)$$

Tomando en cuenta que para la operación en el pozo Sánchez Magallanes 94 se tuvieron los siguientes datos:

$$m_g = 2\ 809.5 \text{ lbm (correspondientes a } 24\ 040 \text{ pies}^3 \text{ @ c.s.)}$$

$$C_{pg} = 0.44 \text{ BTU/lbm } ^\circ\text{F, @ } 176 \text{ } ^\circ\text{F y } 3\ 000 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_g = 176 \text{ } ^\circ\text{F}$$

y:

$$m_a = 26\ 460 \text{ lbm (correspondiente a } 3\ 170 \text{ gal)}$$

$$C_{pa} = 1 \text{ BTU/lbm } ^\circ\text{F, @ } 81 \text{ } ^\circ\text{F y } 3\ 000 \text{ lb/pg}^2$$

$$T_a = 81 \text{ } ^\circ\text{F}$$

sustituyendo ahora en la ec. VI.5:

$$T_F = \frac{(2\ 810) (0.44) (176) + (26\ 460) (1) (81)}{(2\ 810) (0.44) + (26\ 460) (1)} = 85.24 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Bajo estas condiciones, 83.4 $^\circ\text{F}$ y 3 000 lb/pg², del diagrama presión-entalpía mostrado en la figura II.10 se observa que el CO₂ empleado para generar la espuma se encontraría nuevamente en estado líquido por ser su temperatura inferior a la crítica y por estar sometido a una presión alta. Con esto la espuma preformada no podría siquiera generarse y aún cuando ésta se formara estando ya en el pozo, no sería adecuada para la operación de desarenamiento puesto que los contaminantes del pozo y la arena misma la harían inestable.

De acuerdo a lo anterior, para que la espuma preformada con CO₂ pueda generarse estando sometida a los niveles de pre

sión impuestos por la operación en el pozo indicado, la temperatura de la ~~mezcla~~ debe ser mayor que la temperatura crítica del CO₂, y del orden de 150 °F (tabla VI.1), para compensar el enfriamiento que sufriría el CO₂ al abatirse la presión -- una vez iniciado el flujo y evitar así su licuefacción. Esta condición puede obtenerse en dos formas, aumentando la temperatura del CO₂ antes de mezclarse o incrementando la temperatura del agua también antes de la mezcla. Realizando nuevamente un balance de calor se obtiene que dichas temperaturas son 1 625 °F (885.9 °C) para el gas, y 150 °F (65 °C) para el agua, ya que, de la ec. VI.5:

$$m_g C_{pg} T_g = T_F (m_g C_{pg} + m_a C_{pa}) - m_a C_{pa} T_a \quad (VI.6)$$

$$T_g = \frac{T_F (m_g C_{pg} + m_a C_{pa}) - m_a C_{pa} T_a}{m_g C_{pg}} \quad (VI.7)$$

$$T_g = \frac{150 (2\ 810 \times 0.44 + 26\ 460 \times 1) - (26\ 460) (1) (81)}{(2\ 810) (0.44)}$$

$$T_g = 1\ 626.7\ ^\circ\text{F} = 885.9\ ^\circ\text{C}$$

y también:

$$T_a = \frac{T_F (m_g C_{pg} + m_a C_{pa}) - m_g C_{pg} T_g}{m_a C_{pa}} \quad (VI.8)$$

$$T_a = \frac{150 (2\ 810 \times 0.44 + 26\ 460 \times 1) - (2\ 810) (0.44) (176)}{(26\ 460) (1)}$$

$$T_a = 148.8\ ^\circ\text{F} = 64.9\ ^\circ\text{C}$$

La primera alternativa, es decir elevar la temperatura del gas, no es técnicamente factible ya que el equipo actual

para la vaporización y bombeo del N_2 o CO_2 tiene como temperatura límite 400 °F. Además, económicamente no es lógico invertir en la energía necesaria para calentar el gas a la temperatura requerida, ya que al momento de la mezcla con el agua ésta caerá bruscamente hasta un valor muy bajo. Por su parte, el calentar el agua para elevar la temperatura de la espuma, aunque es técnicamente posible, complicaría logísticamente -- las operaciones al requerir de equipo adicional para el calentamiento de la misma.

Por otro lado, del diagrama presión-entalpía se observa también que si la presión de inyección fuera inferior a 800 - lb/pg², la espuma estable sí podría generarse aún cuando su temperatura fuera cercana a la crítica del CO_2 . Para el caso de la operación en el pozo Sánchez Magallanes 94 esta alternativa también queda descartada ya que las pérdidas de presión por fricción en la tubería flexible, que es el equipo que se utilizó para circular la espuma, limitan la presión de inyección a valores del orden del que se utilizó (3 000 lb/pg²). Esta alternativa sería factible si la tubería empleada para circular la espuma fuera la misma tubería de producción del pozo, aunque esto implicaría llevar un equipo de reparación convencional, el cual aumentaría considerablemente el costo de las operaciones con CO_2 con respecto al de las operaciones con N_2 .

Tomando en consideración todo lo expuesto anteriormente se llega a la conclusión de que, para las condiciones en que actualmente se realizan los desarenamientos en pozos de la Zgna Sur y de algunas otras zonas, la sustitución del N_2 por CO_2 para generar una espuma estable preformada es técnica y económicamente imposible.

Por lo que respecta a las operaciones de cementación de pozos, cuando se utiliza agua como fluido base y CO_2 como fase gaseosa para espumar un sistema de cemento, la solución -- que se forma tiene un pH ácido el cual reduce la resistencia a la compresión del cemento. (4) Por tal motivo el uso de cementos espumados con CO_2 no es recomendable.

VI.3 CONSIDERACIONES ECONOMICAS.

Una vez establecida la posibilidad técnica de inyectar - al dióxido de carbono gaseoso a los pozos, como un posible -- sustituto del nitrógeno en operaciones de desplazamiento de - fluidos, el siguiente paso consiste en analizar algunos facto res económicos con los cuales pueda hacerse una comparación - más completa sobre el uso de ambos gases en este tipo de ope raciones.

Como ya se dijo en el capítulo anterior referente al --- equipo para el manejo de CO₂, para la inyección de éste como gas puro el equipo que se utilizaría sería el mismo que ac--- tualmente es usado para la vaporización y bombeo de N₂, aun-- que con algunas modificaciones ligeras. De esta manera, al no requerirse de equipo especial para el manejo del CO₂, los cos tos por este concepto son iguales para las operaciones con es te gas o con N₂. Sin embargo, existen otros factores de tipo económico que sí difieren al usar uno u otro gas en las opera ciones de interés; dichos factores son principalmente: el cos to unitario del N₂ y del CO₂, la cantidad de energía requeri da para el cambio de fases de ambos compuestos y la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. La tabla VI.5 presenta una comparación de estos factores económicos para las cinco - operaciones teóricas con N₂ o CO₂ en pozos de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos.

De la tabla VI.5 se observa que para el caso de que las operaciones se realicen con CO₂ se requiere una presión menor en la cabeza del pozo. Esto se debe a que por ser el CO₂ más pesado que el N₂, la carga hidrostática de una columna de CO₂ es mayor; si se considera que para ambos casos la presión de fondo debe ser la misma, entonces el efecto resultante es que se reduce la presión de inyección en la superficie cuando el gas que se inyecta es CO₂. Esta menor presión de inyección -- trae como consecuencia que los requerimientos de potencia hi-

draúlica, así como los costos por este concepto, sean menores durante las operaciones con CO₂. Lo anterior es válido siempre y cuando el CO₂ sea bombeado a los mismos gastos que el N₂. Sin embargo, por ser los volúmenes de CO₂ mayores que los de N₂, los gastos de inyección del CO₂ pueden ser más altos que los del N₂ y en tal caso se requeriría de una mayor potencia, la cual podría compensar a su vez al efecto descrito anteriormente (a menor presión de inyección en la cabeza del pozo, menor potencia hidráulica).

Por otro lado, a pesar de que la energía necesaria para el cambio de fase de una libra masa de CO₂ es menor que la necesaria para el caso del N₂, de la tabla VI.5 se advierte que por ser los volúmenes y la densidad del CO₂ mayores que los del N₂, la cantidad total de energía para el cambio de fase es mayor en las operaciones con CO₂. La consecuencia de lo anterior es que los costos por este concepto también son mayores para el caso de que las operaciones se realicen con CO₂.

En algunas operaciones efectuadas con CO₂, los costos adicionales por concepto de energía para la vaporización pudieran llegar a compensarse con un ahorro en los requerimientos de potencia hidráulica. Si este es el caso, entonces la base principal para una comparación económica efectiva la constituye el costo total de cada uno de estos gases en una misma operación.

En la tabla VI.5 se muestra también una comparación entre el costo total del N₂ y del CO₂ en las operaciones de desplazamiento en cuatro pozos. Para este análisis se tomaron como referencia los precios comerciales del N₂ y del CO₂ vigentes durante enero y febrero de 1988; dichos precios son respectivamente 23.9 y 43.7 pesos por pie cúbico @ c.s. Se hace la aclaración de que el precio del N₂ está dado para los grandes volúmenes de este gas que las compañías de servicio especializadas consumen en operaciones en pozos, y no incluye el costo por transporte a la localización. Por su parte el precio del CO₂ está dado para volúmenes inferiores a los consumi

dos en estas operaciones, lo cual hace suponer que para volúmenes de esta magnitud, suministrados por compañías de servicios a pozos o producidos por el mismo Petróleos Mexicanos, - el costo de este gas podría ser más bajo. De esta manera, la diferencia real entre el costo de ambos gases seguramente es menor que la que aquí se refleja. Además, el CO₂ producto de diferentes procesos petroquímicos e industriales, y que en la actualidad es descargado a la atmósfera por Petróleos Mexicanos, podría ser recuperado, tratado y utilizado, reduciendo aún más la diferencia en precios con respecto al N₂ e incluso podría darse una inversión en los precios de ambos gases, así como en el costo de las operaciones mismas.

Hasta el momento solo han sido analizados algunos factores económicos que intervienen en operaciones de desplazamiento con N₂ o con CO₂. Sin embargo, otro punto que debe ser considerado es el periodo de cierre del pozo después de un tratamiento de acidificación o fracturamiento con estos gases. Debido a la mayor solubilidad del CO₂ en los fluidos de tratamiento, el uso de éste exige tener tiempos de cierre más cortos que con N₂ para no experimentar pérdidas excesivas de la energía del gas. Sin embargo, en pozos someros o con bajas -- temperaturas, las operaciones con CO₂ pueden requerir de tiempos de cierre más largos que aquellos requeridos con N₂ para así lograr una adecuada vaporización del mismo. De esta manera, como el tiempo de cierre de los pozos afecta directamente a los costos por producción diferida, los parámetros y requerimientos específicos para cada operación deben ser analizados intensamente antes de decidir cual de los dos gases se va a utilizar.

De acuerdo a todo lo expuesto a través de este capítulo, aún cuando la factibilidad técnica de inyectar al CO₂ en estado gaseoso pudiera llegar a comprobarse mediante la realización de pruebas piloto, el alto costo del mismo, así como el altísimo potencial de accidentes que implica su manejo, disminuyen seriamente el atractivo técnico, económico y de seguridad para utilizarlo en dicho estado físico.

REFERENCIAS.

- 1.- J. M. Smith, H. C. Van Ness.: "Introduction to chemical - engineering thermodynamics." International Student Edition, Mc Graw-Hill Kogakusha LTD. (3ª edición, 1975)
- 2.- O. H. Hougen, K. M. Watson, R. A. Ragatz.: "Principios de los procesos químicos." Editorial Reverté S. A. (1964)
- 3.- Antonio Romero Juárez.: "Tablas para la determinación de presiones y factores de volumen en operaciones de desplazamiento con CO₂." Petróleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, Superintendencia General de Ingeniería Petrolera. (Agosto, 1977)
- 4.- V. L. Ward.: "Nitrogen and carbon dioxide in the oil -- fields: stimulation and completion applications." SPE -- 12594. 1984 Permian basin oil and gas recovery conference. Midland TX. (Marzo 8-9, 1984)
- 5.- Garbis, S. J.: "The utility of CO₂ as an energizing component for fracturing fluids." SPE 13974. SPE 1985 Production Operations Symposium. Oklahoma City, Oklahoma. (Marzo, 1985)

TABLAS Y FIGURAS DEL CAPITULO VI.

Tabla VI.1

Temperatura mínima de inyección del CO₂ gaseoso a diferentes presiones de bombeo.

Presión (lb/pg ²)	Temperatura (° F)
mayor que 2000	130
1500	150
1000	130
menor que 800	110

Tabla VI.2
 Parámetros del desplazamiento teórico de cuatro pozos
 de la Zona Sur de Pétroleos Mexicanos utilizando CO₂.⁽³⁾

NOMBRE DEL POZO	Blusillo	Caracolillo No.11	Magallanes No. 158-T	Magallanes No. 158-T	La Venta No. 241
PROFUNDIDAD, (pies)	7,800	8,760	8,050	5,576	7,140
FLUIDO	agua	lodo	agua	agua	salmuera
P_{bh} , (lb/pg ²)	3,380	4,820	3,480	2,420	3,400
P_{wh} , (lb/pg ²)	1,520	2,200	1,560	1,360	1,620
V^1/V , (pie ³ /pie ³)	300	377	310	230	318
V , (pies ³), (1)	169.5	190.4	174.5	121.2	455.1, (2)
V^1 , (pies ³)	50,850	71,781	54,095	27,876	144,722
51 POR DISOLUCION, (pies ³)	2,543	3,589	2,705	1,394	7,236
PARA ENFRIAMIENTO, (pies ³)	4,940	4,940	4,940	4,940	4,940
VOLUMEN TOTAL, (pies ³)	58,333	80,310	61,740	34,210	156,898

(1)

TP 2 7/8", 0.02173 pies³/pie

(2)

Se desplazaron 1,640 pies de TR, 0.18289 pie³/pie

Tabla VI.3

Parámetros del desplazamiento teórico de cuatro pozos de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos utilizando N_2 .⁽³⁾

NOMBRE DEL POZO	Blasillo	Caracolillo No. 11	Magallanes No. 158-T	Magallanes No. 158-T	La Venta No. 241
PROFUNDIDAD, (pies)	7,800	8,760	8,030	5,576	7,140
FLUIDO	agua	lodo	agua	agua	salmuera
P_{bh} , (lb/pg ²)	3,380	4,820	3,480	2,420	3,400
P_{wh} , (lb/pg ²)	2,700	3,800	2,800	2,050	2,850
V'/V , (pie ³ /pie ³)	178	232	183	139	187
V , (pies ³), (1)	169.5	190.4	174.5	121.2	455.1, (2)
V' , (pies ³)	30,171	44,173	31,934	16,847	85,104
.5% POR DISOLUCION, (pies ³)	151	221	160	84	426
PARA ENFRIAMIENTO, (pies ³)	1,764	1,764	1,764	1,764	1,764
VOLUMEN TOTAL, (pies ³)	32,086	46,158	33,858	18,695	87,294

(1)

TP 2 7/8", 0.02173 pies³

(2)

Se desplazaron 1,640 pies de TR, 0.18289 pies³/pie

Tabla VI.4

Cálculo energético del desplazamiento teórico de cuatro pozos de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos utilizando CO₂.

NOMBRE DEL POZO	Blasillo	Caracolillo No. 11	Magallanes No. 158-T	Magallanes No. 158-T	La Venta No. 241
VOLUMEN DE CO ₂ , pies ³	58,333	80,310	61,740	34,210	156,898
MASA DE CO ₂ , lbm	6,820	9,389	7,218	3,999	18,342
ΔH , BTU/lbm	135	115	135	140	130
ENERGIA CALORIFICA, BTU	920,700	1,079,735	974,430	559,860	2,384,460
q_g , pies ³ /min	700	700	700	700	700
GASTO DE ENERGIA, BTU/hr	662,908	564,673	662,878	687,346	638,296

Tabla VI.5

Comparación de algunos factores económicos que intervienen en el desplazamiento teórico de cuatro pozos de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos

NOMBRE DEL POZO	PRESION EN LA CABEZA (lb/pg ²)		ENERGIA CALORIFICA (BTU)		COSTO DEL GAS (pesos)	
	N ₂	CO ₂	N ₂	CO ₂	N ₂	CO ₂
Blasillo	2,700	1,520	456,200	856,002	767,426	2'548,529
Caracolillo No. 11	3,800	2,200	556,588	997,193	1'103,997	3'508,689
Magallanes No. 158-T	2,800	1,560	481,394	905,997	809,808	2'697,579
Magallanes No. 158-T	2,050	1,360	269,171	521,319	447,143	1'494,612
La Venta No. 241	2,850	1,620	1'241,148	2'354,931	2'087,879	6'854,767

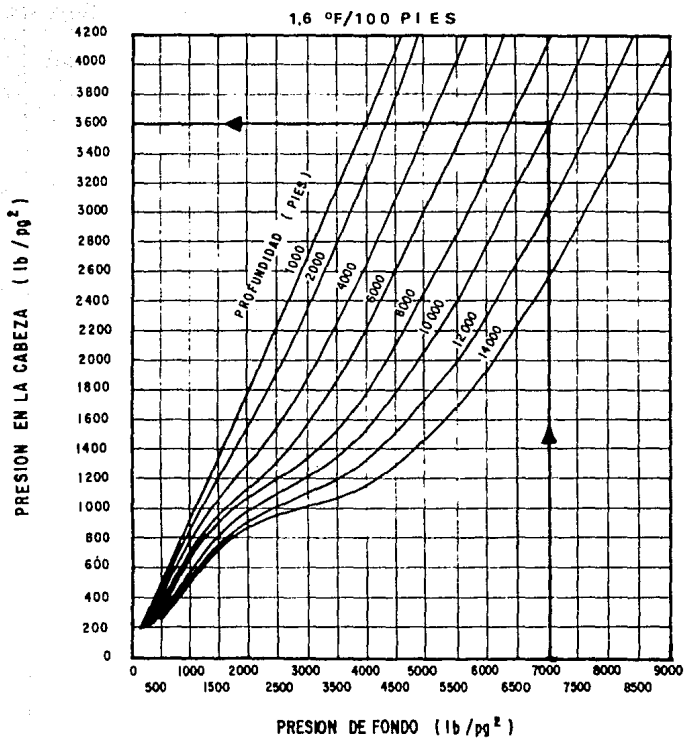


FIG.VI. 1: CURVAS DE DESPLAZAMIENTO CON CO₂ . (3)

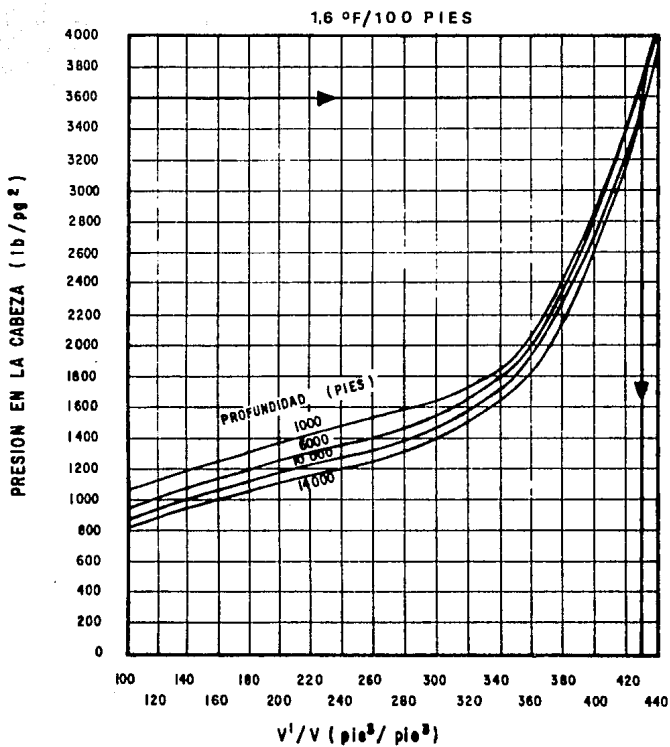


FIG.VI. 2.- CURVAS DE DESPLAZAMIENTO CON CO₂. ⁽³⁾

CAPITULO VII.

CAPITULO VII: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Como culminación del presente trabajo, se presentan a -- continuación algunas conclusiones y recomendaciones basadas - en la información presentada a lo largo del mismo.

- 1.- El nitrógeno y el dióxido de carbono son dos sustancias - que por sus propiedades físicas y químicas, además de su abundancia en la naturaleza, ofrecen muchas ventajas para su uso en las operaciones en pozos petroleros.
- 2.- Hasta el momento el nitrógeno ha sido utilizado con éxito en operaciones en pozos tales como: desplazamiento de --- fluidos e inducciones, desarenamiento de pozos, colocación de empacamientos de grava, cementaciones, acidificaciones y fracturamientos, principalmente.
- 3.- En todas sus aplicaciones el nitrógeno es bombeado como - gas desde la superficie, ya sea puro o mezclado con otros fluidos.
- 4.- Las aplicaciones del dióxido de carbono se limitan actual- mente a operaciones de desplazamiento de fluidos, acidifi- caciones y fracturamientos.
- 5.- A diferencia del nitrógeno, el dióxido de carbono se bom- bea como líquido en la superficie y se deja vaporizar en el pozo, siendo esta la forma más recomendable técnica y económicamente para utilizarlo.
- 6.- El uso de nitrógeno o dióxido de carbono implica ciertos riesgos derivados también de sus propiedades físicas y -- químicas, y por tanto se recomienda extremar precauciones

durante su manejo, sobre todo en el caso del dióxido de carbono.

- 7.- El transporte, vaporización y bombeo de nitrógeno o dióxido de carbono a los pozos puede realizarse utilizando --- equipo convencional para tales efectos. Dicho equipo se encuentra ya integrado en unidades especiales que se ajustan a las características de las operaciones con estas -- sustancias.
- 8.- Bajo ciertas condiciones, el dióxido de carbono en estado gaseoso podría utilizarse en sustitución del nitrógeno para inducir a producción los pozos petroleros. Sin embargo, aún cuando se comprobara la factibilidad técnica de -- inducir pozos utilizando dióxido de carbono, el costo actual del mismo así como el alto potencial de accidentes -- que implica su manejo, se convertirían en factores que limitarían seriamente la realización de tales operaciones.
- 9.- El dióxido de carbono puede ser utilizado para generar espumas estables preformadas, para desarenar pozos y colocar empacamientos de grava, siempre y cuando la presión de inyección no exceda las 800 lb/pg² y la temperatura de la espuma sea semejante a la temperatura crítica del CO₂. Sin embargo, lo anterior implicaría llevar al pozo un -- equipo de reparación convencional, con objeto de utilizar tuberías cuyas pérdidas de presión por fricción permitieran obtener la condición anterior, el cual aumentaría todavía más el costo de las operaciones con CO₂ y reduciría el atractivo económico de utilizar dicho gas.

NOMENCLATURA.

NOMENCLATURA.

A continuación se presenta una lista con los nombres de las variables que aparecen a lo largo de este trabajo. En algunas de ellas se presentan dos sistemas de unidades: el sistema encerrado entre paréntesis indica las unidades en que se utilizó la variable correspondiente en las ecuaciones básicas y corresponde a unidades consistentes; el otro sistema indica las unidades en que se utilizó a la variable en la resolución de los ejemplos y corresponde a unidades de campo.

Variables:

- A_{TP} = área transversal de la TP, (pies²)
 C_p^* = calor específico del gas (estado ideal),
(BTU/lb mol °R)
 C_{p_a} = calor específico del agua, BTU/lbm °F
 C_{p_g} = calor específico del gas, BTU/lbm °F
 dP = diferencial de presión en la TP, (lb/pie²)
 dT = diferencial de temperatura, (°R)
 dx = diferencial de longitud en la TP, (pies)
 D = profundidad del pozo, (pies), pies
 $(\bar{D}_c)_F$ = profundidad media de la columna de cemento espumado, pies
 F_0 = calidad de la espuma, fracción
 G = gradiente geotérmico de temperatura, (°R/pie),
°F/100 pies
 GP_f = gradiente de pérdida de presión por fricción,
lb/pg²/100 pies
 $(h_c)_F$ = longitud de la columna de cemento espumado, pies
 H = entalpía del gas, BTU/lb mol
 H^* = entalpía del gas (estado ideal), BTU/lb mol

- I = relación gas-líquido, (pies³ @ c.s./lbm)
 m = masa, lbm
 m_a = masa del agua, lbm
 m_f = masa del fluido de tratamiento, lbm
 m_g = masa del gas, lbm
 M = peso molecular del gas, (lbm/lb mol), lbm/lb mol
 n = número de moles del gas, lb mol
 P = presión, (lb/pie²), lb/pg²
 P_{bh} = presión en el fondo del pozo, (lb/pie²), lb/pg²
 $(P_{bh})_f$ = presión en el fondo del pozo debida a la columna -
de fluido de control, (lb/pie²)
 $(P_{bh})_g$ = presión en el fondo del pozo debida a la columna -
de gas, (lb/pie²)
 $(\bar{P}_c)_F$ = presión media en la columna de cemento espumado,
lb/pg²
 P_f = presión de fractura, lb/pg²
 P_h = presión hidrostática, lb/pg²
 P_{hc} = presión hidrostática ejercida por la columna de ce-
mento, lb/pg²
 $(P_{hc})_F$ = presión hidrostática ejercida por la columna de ce-
mento espumado, lb/pg²
 P_{hm} = presión hidrostática ejercida por la columna de li-
quido, lb/pg²
 P_{wh} = presión en la cabeza del pozo, (lb/pie²), lb/pg²
 $(P_{wh})_f$ = presión en la cabeza del pozo cuando está lleno de
fluido de control, (lb/pie²)
 $(P_{wh})_{max}$ = presión máxima en la cabeza del pozo, lb/pg²
 q_g = gasto de inyección del gas, pies³/min
 Q = calor, BTU
 Q_a = calor ganado o perdido por el agua, BTU
 Q_g = calor ganado o perdido por el gas, BTU
 R = constante universal de los gases,
(lb/pie²-pie³/lb mol °R)
 RGL = relación gas-líquido, pies³ @ c.s./bl

- S = solubilidad del gas en el líquido,
 pies³ @ c.s./lbm
 S_g = solubilidad del gas en el líquido,
 pies³ @ c.s./bl
 t = tiempo o duración de la operación, min
 T = temperatura, (OR), OF
 T_a = temperatura inicial del agua
 T_{bh} = temperatura en el fondo del pozo, OR
 T_c = temperatura crítica del gas, OR
 $(\bar{T}_c)_F$ = temperatura media en la columna de cemento espumado, OF
 T_F = temperatura de la espuma, OF
 T_g = temperatura del gas, OF
 T_s = temperatura en la superficie, (OR), OF
 V = volumen, (pies³)
 V = capacidad total de las tuberías en el pozo,
 (pies³), bls
 V = volumen de la mezcla gas-líquido, (pies³), bls
 V' = volumen de gas @ a c.s., (pies³ @ c.s.),
 pies³ @ c.s.
 V_{bh} = volumen de gas @ P_{bh} y T_{bh} , pies³
 $(V_c)_F$ = volumen de cemento en el cemento espumado, bls
 V_f = volumen del fluido de tratamiento, gal
 V_{fg} = volumen de la mezcla fluido de tratamiento-gas,
 gal
 V_g = volumen de gas @ condiciones de flujo, gal
 V_F = volumen de espuma, bls
 V_l = volumen de líquido en la mezcla gas-líquido,
 (pies³), bls
 V_{liq} = volumen de líquido en la mezcla gas-líquido,
 (pies³)
 V_{TP} = capacidad total de la TP, bls
 V_{TR} = capacidad total de la TR, bls
 V/V_l = volumen de la mezcla gas-líquido por unidad de volumen de líquido, blsmezcla/blsliquido

- V/V_{liq} = volumen de la mezcla gas-líquido por unidad de volumen de líquido, (pies³mezcla/pie³líquido)
- V'/V = volumen de gas @ a c.s. por unidad de volumen de las tuberías en el pozo, (pies³ @ c.s./pie³), pies³ @ c.s./bl
- W = peso de la mezcla gas-líquido, (lb)
- W_g = peso total del gas, (lb)
- W_{liq} = peso del líquido en la mezcla gas-líquido, (lb)
- W/V = peso de la mezcla gas-líquido por unidad de volumen de las tuberías en el pozo, (lb/pie³)
- W_g/V = peso del gas por unidad de volumen de las tuberías en el pozo, (lb/pie³)
- x = longitud, (pies)
- Z = factor de compresibilidad del gas, adimensional
- Z_{bh} = factor de compresibilidad del gas @ P_{bh} y T_{bh} , adimensional
- β = factor de expansión del nitrógeno, adimensional
- ΔH = cambio de entalpía, BTU/lb mol
- ΔP = cambio de presión, lb/pg²
- ΔP_f = pérdida de presión por fricción, lb/pg²
- ΔT = cambio de temperatura, OF
- ρ = densidad de la mezcla gas-líquido, (lb/pie³)
- $(\rho_c)F$ = densidad del cemento espumado, lb/gal
- ρ_f = densidad del fluido de control o de tratamiento, (lb/pie³), lb/gal
- ρ_{fg} = densidad de la mezcla fluido de tratamiento-gas, lb/gal
- ρ_g = densidad del gas, (lb/pie³), lb/gal
- ρ_l = densidad del líquido en la mezcla gas-líquido, lb/gal
- ρ_{liq} = densidad del líquido en la mezcla gas-líquido, (lb/pie³)
- ρ_{sol} = densidad de la solución gas-líquido, (lb/pie³)
- ρ' = densidad del gas @ c.s., (lb/pie³)
- η = coeficiente Joule-Thomson del gas, OF/lb/pg²

Subíndices:

- F = espuma, espumado
- f = fluido de control o de tratamiento
- g = gas
- max = máxima
- 1 = condiciones iniciales
- 2 = condiciones finales

APPENDICE A.

APENDICE A1
DETERMINACION DE LAS CAIDAS DE PRESSION DURANTE
EL FLUJO DE ESPUMAS POR TUBERIAS Y ESPACIOS ANULARES.

El procedimiento que a continuación se presenta permite calcular las propiedades de flujo de un fluido espumado en cualquier punto del sistema de circulación. Con esto es posible determinar también las pérdidas de presión por fricción - debidas al flujo de dicho fluido espumado, y con ello es posible estimar las presiones y gastos de bombeo requeridos para realizar una operación determinada.

Como el cálculo incluye el caso de que la espuma pueda - contener materiales sólidos como arena, grava o agentes sustentantes, es aplicable también en operaciones de desarena--- miento de pozos, colocación de empacamientos de grava, fractu--- ramientos, etc.

Cuando una espuma fluye a través de tuberías o espacios anulares, cualquier variación en la presión debida al flujo - ocasiona grandes cambios en el volumen de la fase gaseosa de la misma y con esto varían también su velocidad, su densidad, su calidad y su viscosidad. Por esta razón, para calcular con precisión las caídas de presión durante el flujo de este tipo de fluidos, es necesario considerar la variación de dichas -- propiedades en intervalos pequeños de presión; para efectos - de diseño se considera que éstos intervalos deben ser del orden de 10 lb/pg^2 .

El método consiste básicamente en dividir la longitud t_g tal de la tubería en varios intervalos, de tal manera que la caída de presión a través de cada intervalo sea de 10 lb/pg^2 aproximadamente. A continuación se supone un incremento de -- longitud correspondiente a dicha caída de presión y se calculan las propiedades de flujo de la espuma, así como el gra--- diente de presión total en el intervalo. Se calcula entonces el incremento de longitud real correspondiente a la caída de

presión supuesta y al gradiente de presión calculado, y se -- compara éste con el valor supuesto. El procedimiento se repi-- te por ensaye y error hasta que el incremento de longitud su-- puesto sea igual al calculado. Se continúa entonces con el si-- guiente intervalo y así sucesivamente hasta cubrir la longi-- tud total de la tubería. A continuación se describe el proce-- dimiento anterior paso a paso: (2,5)

- 1) Definir las condiciones iniciales de presión, temperatura y profundidad del primer intervalo considerado.
- 2) Definir un incremento de presión ΔP , pequeño y constante - durante todo el cálculo.
- 3) Suponer un incremento de longitud ΔL , correspondiente al - incremento de presión considerado.
- 4) Con los valores de ΔP y ΔL anteriores, determinar la pre-- sión y la profundidad en el extremo del intervalo.
- 5) Calcular la presión y la temperatura medias en el interva-- lo considerado.
- 6) Calcular las propiedades de flujo de la espuma a las condi-- ciones medias de presión y temperatura.
- 7) Obtener el gradiente de presión total $\Delta P/\Delta L$ en el interva-- lo considerado.
- 8) Con los valores de $\Delta P/\Delta L$ y ΔP , calcular el valor de ΔL .
- 9) Si ΔL calculado es diferente de ΔL supuesto, asignar a ΔL supuesto el valor de ΔL calculado y regresar a 4; si ΔL -- calculado es igual a ΔL supuesto, continuar con 10.
- 10) Repetir los pasos 3 al 9 para el siguiente intervalo, con-- siderando como condiciones iniciales de éste a las condi-- ciones finales del anterior.
- 11) Repetir el procedimiento anterior hasta alcanzar la pro-- fundidad total del pozo o la superficie, según que el seq-- tido de flujo sea descendente o ascendente.

viscosidad efectiva de la espuma, μ_e :

$$v = \frac{q_f}{2.448 d_i^2}, \text{ en tuberías} \quad (A-9)$$

$$v = \frac{q_f}{2.448 (d_i^2 - d_o^2)}, \text{ en espacios anulares} \quad (A-10)$$

$$\mu_e = \mu_p + \frac{6.646 \tau_y d_i}{v}, \text{ en tuberías} \quad (A-11)$$

$$\mu_e = \mu_p + \frac{4.490 \tau_y (d_i - d_o)}{v}, \text{ en espacios anulares} \quad (A-12)$$

Una vez obtenidas las propiedades de flujo de la espuma, el gradiente de presión total en cada intervalo estará dado por la ecuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{total}}} = \frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{fricción}}} + \frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{elevación}}} \quad (A-13)$$

Como la espuma se comporta como un fluido plástico de -- Bingham, (1-5) el gradiente de presión por fricción se puede obtener utilizando las ecuaciones correspondientes a este modelo, las cuales se muestran en la tabla A-1 al final de este apéndice, El número de Reynolds deberá calcularse con la viscosidad efectiva de la espuma y no la viscosidad plástica.

El gradiente de presión por elevación se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L_{\text{elevación}}} = 0.052 \int_1 (1 - FQ) \quad (A-14)$$

NOMENCLATURA.

- C_s = concentración de sólidos en la espuma, lbs/gal
= capacidad de acarreo de sólidos de la espuma
= concentración del sustentante en la espuma
- d = diámetro, pg
- d_i = diámetro interior de la tubería de producción o de -
la tubería de revestimiento, pg
- d_o = diámetro exterior de la tubería de producción, pg
- FQ = calidad de la espuma, fracción
- ΔL = incremento de longitud, pies
- m_f = gasto másico de la espuma, lbm/min
- M = peso molecular del gas, lbm/lb mol
- N_{Re} = número de Reynolds, adimensional
- \bar{P} = presión media, lb/pg²
- ΔP = incremento de presión, lb/pg²
- $\Delta P/\Delta L$ = gradiente de presión, lb/pg²/pie
- q = gasto, gal/min
- q_f = gasto de la espuma, gal/min
- q_g = gasto de gas a condiciones de flujo, gal/min
- q' = gasto de gas a condiciones estándar, pies³ @ c.s./min
- q_l = gasto de líquido, gal/min
- R = constante universal de los gases
= 10.73 (lb/pg²-pie³)/(lb mol-OR)
- \bar{T} = temperatura media, OR
- v = velocidad, pies/seg
- Z = factor de compresibilidad del gas, adimensional
- ρ = densidad, lb/gal
- ρ_f = densidad de la espuma, lb/gal
- ρ_g = densidad del gas a condiciones de flujo, lb/gal
- ρ_l = densidad del líquido, lb/gal
- ρ_s = densidad del sólido, lb/gal
= densidad del sustentante
- μ_e = viscosidad efectiva, cp
- μ_p = viscosidad plástica, cp
- τ_y = esfuerzo de cedencia, lb/100 pies²

REFERENCIAS.

- 1.- R. E. Blauer, B. J. Mitchell, C. A. Kohlhaas.: "Determination of laminar, turbulent and transitional foam flow losses in pipes." SPE 4885. (1974)
- 2.- R. E. Blauer, C. A. Kohlhaas.: "Formation fracturing with foam." SPE 5003. (1974)
- 3.- C. L. Wendorff, R. B. Earl.: "Foam fracturing laboratory." SPE 12025. (1983)
- 4.- V. G. Reidenbach.: "Rheological study of foam fracturing fluids using nitrogen and carbon dioxide." SPE 12026. --- (1983)
- 5.- Pedro Silva López, Vicente Casariego González.: "Estudio de fluidos de reparación a base de espumas." Instituto Mexicano del petróleo. (1978-1979)
- 6.- Adam T. Burgoyne Jr, Martin E. Chenevert, Keith K. Millheim, F. S. Young Jr.: "Applied drilling engineering." -- SPE text books series, v.II. (1986)

Tabla A-1

Ecuaciones para el cálculo de las caídas de presión por fricción para fluidos plásticos de Bingham. (6)

PARAMETRO	FLUJO EN TUBERIAS	FLUJO EN ESPACIOS ANULARES
Velocidad	$v = \frac{q}{2.448 d^2}$	$v = \frac{q}{2.448 (d_i^2 - d_o^2)}$
Número de Reynolds	$N_{Re} = \frac{928 \rho v d}{\mu_p}$	$N_{Re} = \frac{757 \rho v (d_i - d_o)}{\mu_p}$
Criterio para flujo turbulento	$N_{Re} > 2,100$	$N_{Re} > 2,100$
Gradiente de presión en flujo laminar	$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p v}{1,500 d^2} + \frac{\tau_y}{225 d}$	$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\mu_p v}{1,000 (d_i - d_o)^2} + \frac{\tau_y}{200 (d_i - d_o)}$
Gradiente de presión en flujo turbulento	$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f \rho v^2}{25.8 d}$	$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{f \rho v^2}{21.1 (d_i - d_o)}$
Gradiente de presión en flujo turbulento (aproximación)	$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho^{0.75} v^{1.75} \mu_p^{0.25}}{1,800 d^{1.25}}$	$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho^{0.75} v^{1.75} \mu_p^{0.25}}{1,396 (d_i - d_o)^{1.25}}$
	el factor de fricción f en las ecuaciones anteriores se puede obtener a partir de un diagrama de Moody convencional	

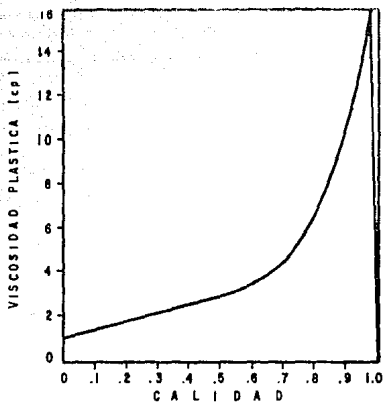


FIGURA A-1. VISCOSIDAD PLASTICA DE LAS ESPUMAS (5)

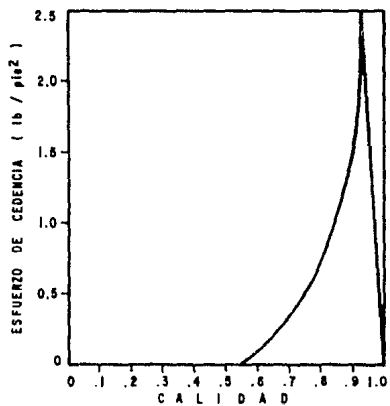


FIGURA A-2. ESFUERZO DE CEDENCIA DE LAS ESPUMAS (5)

APPENDICE B.

APENDICE B:

CALCULO DEL COEFICIENTE COMBINADO DE PERDIDA DE FLUIDO PARA FLUIDOS FRACTURANTES ESPUMADOS CON N₂ O CO₂.

El coeficiente combinado de pérdida de fluido, C_{VC} , está definido por la siguiente ecuación:

$$C_{VC} = C_V \frac{(C_V^2 + 4 C_C^2)^{0.5} - C_V}{2 C_C} \quad (B-1)$$

donde C_V y C_C son los coeficientes de pérdida de fluido controlados por las propiedades del fluido fracturante (espuma) y de los fluidos del yacimiento respectivamente. Dichos coeficientes se obtienen con las ecuaciones siguientes:

$$C_V = 0.0469 \left[\frac{k_F \Delta P \phi}{H_F} \right]^{0.5} \quad (B-2)$$

$$C_C = 0.0374 \Delta P \left[\frac{k_y \phi C_y}{H_y} \right]^{0.5} \quad (B-3)$$

Para el caso de las espumas, C_V es de dos a cuatro veces menor que C_C y por tanto, de la ec. B-1, el valor de C_{VC} se aproxima mucho al de C_V , especialmente en pozos de gas. -- Además, C_V es mucho menor en los fluidos espumados que en los fluidos convencionales y de ahí su importancia como fluidos fracturantes.

NOMENCLATURA.

C_{VC} = coeficiente combinado de pérdida de fluido, pie/min^{0.5}

C_v = coeficiente de pérdida de fluido controlado por las propiedades del fluido fracturante, $\text{pie}/\text{min}^{0.5}$
 C_c = coeficiente de pérdida de fluido controlado por las propiedades de los fluidos del yacimiento, $\text{pie}/\text{min}^{0.5}$
 C_y = coeficiente de compresibilidad de los fluidos del yacimiento, $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$
 k_F = permeabilidad efectiva al fluido fracturante, D
 k_y = permeabilidad efectiva a los fluidos del yacimiento, D
 ΔP = presión diferencial en la cara de la fractura, lb/pg^2
 H_F = viscosidad del fluido fracturante, cp
 H_y = viscosidad de los fluidos del yacimiento, cp
 \emptyset = porosidad de la formación, fracción

REFERENCIAS.

- 1.- Carlos Islas S. "Estimulación y reparación de pozos." -- Notas de clase. Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
- 2.- B. B. Williams, J. L. Gidley, R. S. Schechter. "Acidizing fundamentals." SPE Monograph Series, v.6. Society of Petroleum Engineers of the A.I.M.E. (1979)

Esta tesis fué elaborada en su
totalidad en los Talleres de -
Impresos Moya, Rep. de Cuba -
No. 99, Despacho 23 bis.
México 1, D.F. Tel. 657-24-74
Presupuestos 9 P.M. a 11 P.M.
Sr. Salvador Moya Franco.