



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

## “MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS”

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**I N G E N I E R O P E T R O L E R O**

P R E S E N T A N:

**NANCY AURORA GRAJEDA SANTOS  
SANDRA ARAMIS RAMÍREZ VALLEJO**

DIRECTOR DE TESIS:

M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. **MAYO 2012**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

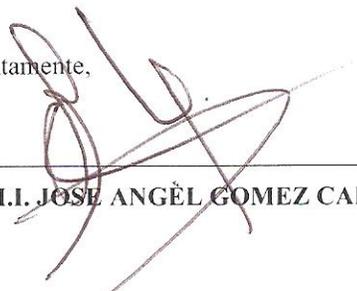
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA

*Aceptación de Trabajo Escrito*

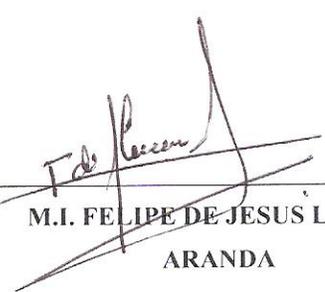
**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
**DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DE LA U.N.A.M.**  
**Presente.**

En relación con el Examen Profesional de **GRAJEDA SANTOS NANCY AURORA**, registrada con número de cuenta 304115305 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por la citada alumna.

Atentamente,

  
M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 23/Abril/2012

  
M.I. FELIPE DE JESÚS LUCERO  
ARANDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 19/Abril/2012

  
ING. ULISES NERI FLORES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 19/04/12

  
ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 23-Abr-2012

  
ING. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 19-ABR-12.

FECHA DE EMISIÓN : 13 de Abril de 2012

FEX-2  
ICH



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA  
TIERRA

*Aceptación de Trabajo Escrito*

**MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA**  
**DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA**  
**DE LA U.N.A.M.**  
**Presente.**

En relación con el Examen Profesional de **RAMIREZ VALLEJO SANDRA ARAMIS**, registrada con número de cuenta 304127278 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por la citada alumna.

Atentamente

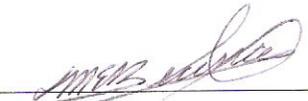
  
M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

  
M.I. FELIPE DE JESUS LUCERO  
ARANDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 23/Abril/2012

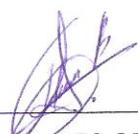
FECHA DE ACEPTACIÓN: 19/Abril/2012

  
ING. ULISES NERI FLORES

  
ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 19/04/2012

FECHA DE ACEPTACIÓN: 23-Abr-2012

  
ING. HORACIO ANDRES ORTEGA BENAVIDES

FECHA DE ACEPTACIÓN: 19-ABR-12

FECHA DE EMISIÓN : 13 de Abril de 2012

FEX-2  
ICH

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios*

*Por amarme, protegerme, acompañarme en todo momento y mostrarme el camino, ya que sin tu gracia y tú favor nada de lo que es hecho, sería hecho.*

*A mi mamá*

*Todo lo que soy se debe a ti mami, gracias por tu cariño, apoyo, cuidados, fuerza, protección, amistad, pero sobre todo gracias por tu ejemplo, Dios me bendijo en gran manera al darme una mamá como tú, porque siempre has estado ahí cuando más te necesitamos para exhortarnos y darnos alivio en momentos difíciles. Tú has sido y siempre serás mi roca fuerte. Te amo.*

*A mi papá*

*A ti mi gran compañero gracias por tu apoyo incondicional, tu cariño, tu disciplina y tus sabios consejos. Gracias por enseñarme que la vida es una lucha constante, y todo aquello que desee lo obtendré con esfuerzo, trabajo y constancia. Te quiero*

*A mi hermana*

*A ti mi niña, mi mejor amiga, mi cómplice, te doy gracias por tu soporte porque sin ti jamás hubiese llegado hasta aquí, yo sé que la vida nos ha puesto muchas pruebas difíciles pero tú me has enseñado que siempre hay que levantarse con la frente en alto. Hoy y siempre me sentiré orgullosa de tenerte como hermana, eres mi ejemplo a seguir. Te quiero mucho.*

*A mis hermanos*

*Gracias por su apoyo, su cariño, amistad y sin duda gracias por traer a mis sobrinos a este mundo, quienes le han dado una alegría renovadora a mi vida. Aunque al crecer caminamos en distintas direcciones sé que siempre podré contar con ustedes. Los quiero.*

*A Martín de La Mora*

*Desde el momento en que llegaste a mi vida nada ha sido igual, tú cambiaste mi perspectiva de las cosas, me mostraste que hay mucho que aprender y me enseñaste que soy capaz de lograr todo aquello que no creía alcanzar. Gracias por la felicidad que me has traído, por todo el tiempo que hemos compartido, por*

*todas las lecciones que he vivido a tu lado, por brindarme tu amor, respeto, amistad y apoyo. Por esas y tantas cosas más: Gracias. Sabes que siempre estaré ahí para ti.*

*A mis amigos de la Facultad de Ingeniería*

*Chicos gracias a ustedes la estancia en mi amada Facultad de Ingeniería resultó aun más grata. Su amistad es uno de los grandes obsequios que esta Institución me regaló y que atesoraré cada día en mi corazón. Los quiero*

*Al Maestro en Ingeniería Felipe de Jesús Lucero Aranda*

*Su soporte y exhortación fueron parte medular de este trabajo, el cual fue realizado con mucho esfuerzo y dedicación. Gracias por sus consejos los cuales sé, me conducirán a ser una mejor Ingeniera.*

*A mis sinodales*

*Por su tiempo, dirección, y enseñanza.*

*A la Facultad de Ingeniería*

*Por darme la oportunidad de cumplir mi más anhelado sueño: convertirme en Ingeniera. Siempre te estaré infinitamente agradecida.*

*Nancy Grajeda*

## AGRADECIMIENTOS

A mi **Mamá**: María Antonia Vallejo, por representar el papel de Padre y Madre para mis hermanos y para mí, por haber apoyado mi sueño, por enseñarme y demostrarme que no existen imposibles para salir adelante aún con las peores dificultades que te pueda deparar la vida, y por ser la GRAN MUJER que eres.

A mis **Hermanos**: Adriana, Gabby e Iván por los buenos momentos en la infancia, por lo de ahora y los que vendrán. Por tener fe en mi sueño y regalarme la felicidad de ser tía.

A mis **Sobrinos**: Mafer, Danna, Brandon, José Iván, Karla y Bebé por todas sus risas, travesuras e inocencia. Esperando que se sientan orgullosos de mí y ser una inspiración para ustedes. Y a César Alberto por la fuerza y tenacidad que tuviste para poder quedarte entre nosotros, te recordaremos como la personita fuerte que demostraste ser.

A **Rafael Rojas**, por tu apoyo incondicional, por estar al inicio y fin de este sueño, por contagiar tu ímpetu de salir adelante, por los momentos que hemos compartido y por el futuro que nos espera. Gracias por enseñarme a descubrir que la vida tiene una infinidad de metas por lograr y todas pueden lograrse a través de mucha perseverancia, dedicación y amor.

A la **Familia Vallejo García**, en especial a mi abuelita Soledad García (en paz descanse) esperando que en donde estés te sientas orgullosa de mí y sepas que siempre estás presente para todos quienes te queremos. A mi abuelito Ciriaco Vallejo, a mis Tíos: Lupe, Eva, Esther, Pablo, Jaime y Guille y por supuesto a todos mis primos, por siempre creer que algún día concluiría con esta etapa en mi vida y por apoyar mi meta.

A mis **Amigos**; de la Facultad por compartir el mismo sueño: Nancy (que además de ser mi gran super amiga, fuiste parte de esta tesis), René (porque hasta en los peores momentos, me lograste sacar una sonrisa, gracias por compartir toda la carrera), Rodrigo (porque desde que te conocí te convertiste en un gran amigo, y hemos llegado a compartir muchas cosas, gracias por estar siempre), Everardo, Efraín y Justin (por compartir los primeros semestres y estar para mí siempre que lo necesité). Del CCH: Alma, Zaira, Monse, Marco y Wendy, por alentarme en los momentos más difíciles de esta etapa y por seguir conservando ese lazo que nos unió hace ya muchos ayer. Y todos aquellos quienes creyeron en mí: Lupita, César, Bety y Rubí muchísimas gracias. Los quiero.

*A mi **Director de tesis**, Maestro en Ingeniería: Felipe de Jesús Aranda, por su tiempo y dedicación a este trabajo, que sin duda ha contribuido a que mi formación sea más íntegra.*

*A mis **Sinodales**, los Ingenieros: José Ángel Gómez Cabrera, Ulises Neri Flores, Mario Becerra Zepeda y Horacio Benavides Ortega, por sus observaciones y aportaciones a este trabajo.*

*A mis **Maestros** de la Facultad, por su dedicación por transmitirme sus conocimientos y en especial al Ingeniero Gerardo Pacheco Hernández por brindarme su amistad y apoyarme en todo momento.*

*Y por último, pero no menos importante, a la **Facultad de Ingeniería** y la **UNAM** por brindarme la educación y preparación para lograr terminar una carrera y formar las aptitudes para ejercerla.*

*Muchísimas gracias a todos. Cada uno de ustedes son parte de esta meta, sé que sin alguno de ustedes mi sueño no significaría lo mismo.*

*Sandra Aramis*

**ÍNDICE**

Introducción..... 07

Capítulo I.-Fundamentos de Yacimientos de Gas.....11

    I.1 Propiedades del gas natural.....14

        1.1.1 Clasificación de los gases.....15

        1.1.2 Compresibilidad del gas.....31

        1.1.3 Factor del volumen del gas.....34

        1.1.4 Viscosidad del gas.....35

    I.2 Tipos de yacimientos de gas.....37

        1.2.1 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos.....38

        1.2.2 Clasificación de yacimientos de acuerdo al diagrama de fases..40

    I.3 Flujo en yacimientos de gas.....44

        1.3.1 Volúmenes de gas.....44

        1.3.2 Factor de recuperación del gas.....46

        1.3.3 Regímenes de flujo.....47

        1.3.4 Ecuaciones de flujo.....52

        1.3.5 Flujo del yacimiento al pozo.....54

    I.4 Flujo de gas en tuberías.....60

        1.4.1 Flujo de fluidos.....60

        1.4.2 Pérdidas de presión debido a la fricción.....61

        1.4.3 Flujo de gas.....69

        1.4.4 Flujo multifásico gas-líquido.....74

1.4.5 Caídas de presión en pozos de gas.....	86
Bibliografía Capítulo I.....	93
Capítulo II.- Carga de líquidos en pozos de Gas.....	95
II.1 Carga de líquidos.....	98
II.2 Velocidad Crítica.....	100
2.2.1 Modelo de Turner.....	105
2.2.2 Modelo de Colemann.....	112
2.2.3 Modelo de Noisser.....	113
2.2.4 Modelo de Li.....	115
2.2.5 Modelo de Zhou y Yuan.....	115
2.2.6 Nomogramas de Trammel.....	118
2.2.7 Velocidad crítica en pozos horizontales.....	119
II.3 Etapas de la formación de la columna de líquidos.....	121
II.4 Indicadores de carga de líquidos en pozos de gas.....	126
2.4.1 Registrador de flujo.....	126
2.4.2 Análisis de curvas de declinación.....	128
2.4.3 Disminución de presión en TP y aumento en TR.....	128
2.4.4 Registros de presión.....	129
2.4.5 Pruebas acústicas.....	130
2.4.6 Monitoreo del desempeño del pozo.....	132
2.4.7 Oscilación cíclica de presiones.....	132
2.4.8 Cese en la producción de líquido.....	134

Bibliografía Capítulo II.....	135
Capítulo III.- Métodos para eliminar carga de líquidos en pozos de gas.....	137
III.1 Émbolo viajero.....	140
3.1.1 Ciclo del émbolo viajero convencional.....	143
3.1.2 Émbolos.....	148
3.1.3 Selección y diseño de émbolo viajero.....	149
3.1.4 Consideraciones en el diseño de émbolo viajero.....	164
3.1.5 Émbolo viajero en pozos con baja presión.....	168
3.1.6 Émbolo viajero en pozos horizontales.....	170
III.2 Compresión a boca de pozo.....	172
3.2.1 Elementos del sistema de compresión.....	173
3.2.2 Moto-compresores.....	183
3.2.3 Selección del método de compresor a boca de pozo.....	185
3.2.4 Pérdidas de presión en la compresión.....	188
III.3 Agentes tenso-activos.....	189
3.3.1 Generalidades de los agentes tenso-activos.....	189
3.3.2 Selección de pozos para inyección de agentes tenso-activos..	200
3.3.3 Selección del agente tenso-activo apropiado.....	203
3.3.4 Aplicación de agentes tenso-activos.....	207
3.3.5 Consideraciones del equipo.....	218
3.3.6 Consideraciones de operación.....	221
3.3.7 Problemas en tratamiento de surfactantes.....	222

---

3.3.8 Tubería Capilar.....	223
III.4 Sarta de velocidad.....	233
3.4.1 Instalación de sargas de velocidad.....	233
III.5 Sistema de sarta de sifón.....	237
3.5.1 Descripción del ciclo.....	237
3.5.2 Aplicaciones.....	238
3.5.3 Consideraciones de diseño.....	238
3.5.4 Diseño de sargas de sifón.....	239
III.6 Inyección de nitrógeno (Tubería Flexible).....	242
3.6.1 Efecto del Q de bombeo de N <sub>2</sub> en la presión de fondo.....	244
3.6.2 Efecto de la profundidad de inyección del nitrógeno.....	246
III.7 Dispositivo IMP.....	255
3.7.1 Elementos del dispositivo IMP.....	256
3.7.2 Rangos de aplicación de la herramienta.....	257
III.8 Sistemas combinados.....	258
3.8.1 Compresión con agentes espumantes.....	258
3.8.2 Compresión con émbolo viajero.....	258
Bibliografía Capítulo III.....	261
Capítulo IV. Métodos de selección.....	263
IV.1 Factores a considerar durante la selección.....	266
4.1.1 Localización.....	266
4.1.2 Características del yacimiento.....	267

4.1.3 Características del pozo.....	267
4.1.4 Instalaciones en superficie.....	268
4.1.5 Características de la producción.....	268
4.1.6 Propiedades del fluido.....	269
4.1.7 Problemas de operación.....	269
4.1.8 Disponibilidad de equipo.....	270
4.1.9 Evaluación económica.....	271
IV.2 Métodos de selección.....	273
4.2.1 Método de Ventajas y desventajas.....	273
4.2.2 Sistemas computacionales.....	278
4.2.3 Selector de descarga.....	285
4.2.4 Método “multi-criterio” .....	292
IV.3 Método de Selección Propuesto.....	298
Bibliografía Capítulo IV.....	307
Capítulo V.- Aplicación del Método de Selección Propuesto.....	309
V.1 Definición del proyecto.....	312
5.1.1 Organización del proyecto.....	312
5.1.2 Diagrama de flujo para el análisis y diseño del pozo.....	313
V.2 Procesos empleados en el análisis de pozos.....	314
5.2.1 Toma de información.....	314
5.2.2 Análisis del pozo y Diseño.....	315
5.2.3 Aplicación del sistema de producción seleccionado.....	319
5.2.4 Monitoreo de datos y Supervisión de la producción.....	319

---

V.3 Caso de Aplicación.....	320
5.3.1 Toma de información.....	320
5.3.2 Análisis y Diseño del pozo.....	326
5.3.3 Aplicación del sistema de producción seleccionado.....	340
5.3.4 Monitoreo de datos y Supervisión de la producción.....	340
Bibliografía Capítulo V.....	342
Conclusiones.....	343
Recomendaciones.....	345
Índice de figuras.....	347
Índice de tablas.....	355

## INTRODUCCIÓN

El gas natural es una de las fuentes de energía de más alto consumo en el mundo, debido a su flexibilidad para sustituir otros combustibles, alto poder calorífico, menor cantidad de emisiones dañinas al medio ambiente, entre otras propiedades.

Actualmente, el gas natural se coloca en la tercera posición de fuentes de energía por debajo del petróleo y el carbón, por lo que es considerado el combustible de este siglo, como lo fue el petróleo durante el siglo pasado y el carbón hace dos siglos.

En los últimos años la demanda de este combustible ha crecido a un ritmo superior al de su producción y para satisfacer dicho consumo algunos países, inclusive aquellos que son productores deben recurrir a la importación. México no ha sido la excepción, ya que según cifras publicadas por PEMEX, somos el país número 12 en producción de gas natural con un volumen de 7,020 millones de pies cúbicos diarios, y a pesar de ello recurrimos a la importación.

Otra problemática grave es que el ritmo en la declinación de la producción aumenta rápidamente, por lo que PEMEX debe implementar acciones que minimicen dicho efecto incrementando los factores de recuperación (resolviendo problemáticas en la producción como la acumulación de líquidos en pozos de gas) y agregando volúmenes de reservas con el descubrimiento de nuevos yacimientos.

En consecuencia la Industria Petrolera ha utilizado diversos métodos de producción para estabilizar su declinación o mantener un ritmo constante de éste. La problemática principal que ocasiona la declinación de producción en los pozos de gas, es precisamente la acumulación de líquido (agua y/o condensado), la cual

impide el libre flujo de la corriente de gas generando una contrapresión en el fondo del pozo, efecto que se reflejará como una reducción significativa en la tasa de producción o bien, como el cese definitivo de la producción gas.

En esta tesis se explican brevemente algunos métodos que existen para resolver esta problemática, tales como émbolo viajero (el método más utilizado), compresor a boca de pozo, sarta de velocidad, inyección e introducción de agentes espumantes, instalación de una sarta sifón e inyección de nitrógeno con tubería flexible. Así como una explicación breve de una innovación hecha por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) llamada "Dispositivo IMP".

En el primer Capítulo se incluyen los fundamentos básicos de yacimientos de gas, los cuales abordan las propiedades del gas natural, los tipos de yacimientos de gas y el flujo de gas tanto en el yacimiento como en las tuberías.

Después de tener los antecedentes necesarios para entender el flujo en yacimientos de gas, se procede en el Capítulo 2 a explicar la causa y origen de la carga de líquidos partiendo de la velocidad crítica del gas, sus etapas de formación de y los indicadores que nos ayudarán a identificar éste fenómeno.

De esta forma llegamos al Capítulo 3 abordando los métodos más comunes para solucionar la problemática expuesta en el capítulo anterior. En cada uno de los métodos (émbolo viajero, compresor a boca de pozo, sarta de velocidad y sifón, inyección e introducción de tenso-activos, inyección de nitrógeno y dispositivo IMP) se incluye una explicación de su principio de funcionamiento, diseño y limitaciones.

Una vez que se explicaron los diferentes sistemas de descarga de líquidos, lo que procede es una selección del más óptimo; para ello el Capítulo 4 presenta los métodos más viables para realizar dicha selección.

Como objetivo de la tesis se incluye en dicho capítulo la propuesta de un nuevo método, el cual abarca todos los sistemas de descarga expuestos en la tesis.

Finalmente en el Capítulo 5 se incluye la aplicación del método de Selección Propuesto, en él se explica con más detalle el proceso de aplicación de un método de descarga empezando con la toma de información, análisis del pozo (análisis nodal y el análisis económico) y la aplicación del método de descarga seleccionado así como el monitoreo de datos y optimización de la producción.



# Capítulo I



## Fundamentos en Yacimientos de Gas



## **CAPÍTULO I.- FUNDAMENTOS EN YACIMIENTOS DE GAS**

Debido a la gran importancia que tienen los hidrocarburos en el mundo como producto líder internacional y base de la economía de algunos países como el nuestro, es necesario desarrollar e implementar nuevas técnicas de explotación para la garantizar la disponibilidad de este recurso.

Los hidrocarburos están formados por átomos de carbono e hidrógeno de gran abundancia en la naturaleza, ya sea en forma de aceite o gas.

Gracias a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Las características de este producto, como por ejemplo su reducido intervalo de combustión, hacen de esta fuente de energía una de las más seguras del momento. En la actualidad es la segunda fuente de energía de mayor utilización después del petróleo.

### I.1 Propiedades Del Gas Natural <sup>1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8</sup>

Como ya se mencionaba, el gas natural es utilizado comúnmente como combustible a nivel industrial, comercial, residencial, etc. Sin embargo, la explotación, distribución y empleo de este tipo de hidrocarburo es más complicado comparado con un combustible líquido.

El gas natural es una mezcla de gases hidrocarburos parafiníticos livianos (metano y etano) y medianos (propano y butano) con algunas impurezas, principalmente nitrógeno ( $N_2$ ), ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y bióxido de carbono ( $CO_2$ ). Estas impurezas deben eliminarse antes de utilizar el gas como combustible.

La composición del gas natural es variable, aún los gases obtenidos de dos pozos productores de un mismo yacimiento, pueden tener diferente composición. En la tabla 1.1 se muestran algunas composiciones típicas de los gases que pueden obtenerse de diferentes yacimientos.

COMPONENTE	% MOL		
	GAS ASOCIADO	GAS HÚMEDO	GAS SECO
Metano $C_1$	27.52	59.52	97.17
Etano $C_2$	16.34	5.36	1.89
Propano $C_3$	29.18	4.71	0.29
i-Butano i- $C_4$	5.37	2.03	0.13
n-Butano n- $C_4$	17.18	2.39	0.12
i-Pentano i- $C_5$	2.18	1.80	0.07
n-Pentano n- $C_5$	1.72	1.61	0.05
Hexano $C_6$	0.47	2.60	0.04
Heptano $C_{7+}$	0.04	19.98	0.24
	100	100	100

Tabla 1.1 Composiciones típicas del gas natural.

La composición del gas que se produce en un determinado yacimiento puede cambiar con el tiempo si se presenta el fenómeno de condensación

retrógrada. El gas natural puede contener componentes más pesados que el Heptano y pueden ser agrupados juntos en la fracción  $C_{7+}$ .

El gas natural comercial no tiene olor, color, sabor y no es tóxico; las altas concentraciones de gas natural no son peligrosas debido a la falta de oxígeno. Su gravedad específica es de aproximadamente 0.6, dependiendo de la composición; esto significa que pesa menos que el aire, razón por la que al encontrarse libre tiende a subir.

Todo gas o cualquier otro producto combustible tienen sus límites de explosión. El gas natural puro (sin aire) no arde; sin embargo cuando se combina con el aire en concentraciones de 4% a 15% aproximadamente se vuelve explosivo. Algunos de estos rangos se muestran en la tabla 1.2:

	Rango de explosión (%)
Gasolina	1.4 - 7.4
Butano	1.9 - 8.5
Propano	2.2 - 9.5
Gas natural	4 - 15
Hidrógeno	4 - 75
Acetileno	2.5 - 82

Tabla 1.2 Rango de explosión de algunos combustibles.

El estudio y comprensión del comportamiento del gas es importante, ya que conociendo las propiedades del gas el Ingeniero tendrá la capacidad de diseñar el aparejo de producción y el equipo para procesarlo y transportarlo.

### 1.1.1 Clasificación de los gases

El gas es un fluido sin volumen definido, con densidad y viscosidad bajas. Las moléculas del gas se encuentran considerablemente separadas, lo que permite que ocupen todo el espacio disponible.

La presión y temperatura tienen una gran influencia sobre la densidad, por lo que es importante conocer las relaciones que existen entre Presión, Volumen y Temperatura (PVT). Los gases pueden ser clasificados en dos tipos: Ideales y Reales.

### *Gases ideales*

Para el estudio del comportamiento de los gases ideales se consideran condiciones estándar de presión (14.7 lb/pg<sup>2</sup>) y temperatura (60 °F), con estos valores es posible decir que el gas se comportará idealmente. Estos gases se pueden definir si:

- El volumen ocupado por las moléculas es pequeño en comparación con el volumen total.
- Las colisiones moleculares son consideradas elásticas.
- Son despreciables las fuerzas de atracción y repulsión.

El estudio del comportamiento de los gases ideales está sustentado sobre algunas leyes, a continuación se definirán estas:

**a) Ley de Boyle.** Indica que la presión de un gas contenido en un recipiente a temperatura constante es inversamente proporcional al volumen del recipiente. La ecuación que la representa es la ecuación 1.1:

$$V = \frac{1}{p} \quad \text{ó} \quad V = \frac{K_1}{p} \quad (\text{ec 1.1})$$

Donde:

$V$  = Volumen, pies<sup>3</sup>.

$p$  = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$k_1$  = Factor de proporcionalidad (función de la temperatura).

De la ecuación 1.1 se puede deducir que  $V_p$  es igual a  $k_1$ .

Los estados de presión y volumen iniciales es posible relacionarlos con las condiciones finales siempre y cuando el proceso se cumpla a temperatura constante. Es decir (ecuación 1.2):

$$p_1V_1 = K_1 = p_2V_2 \quad (ec. 1.2)$$

Reagrupando, se obtiene la ecuación 1.3:

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{V_2}{V_1} \quad (ec. 1.3)$$

- b) Ley de Charles.** Esta ley indica que el volumen de una cantidad fija de gas a presión constante es directamente proporcional a su temperatura absoluta. La ecuación 1.4 representa la ley de Charles:

$$V = K_2T \quad \frac{V}{T} = K_2 \quad (ec. 1.4)$$

Donde:

$V$  = Volumen, pies<sup>3</sup>.

$T$  = Temperatura, °R.

$K_2$  = Factor de proporcionalidad (función de la presión).

- c) Ley de Avogadro.** Estudia la relación entre una cantidad de gas y el volumen, donde este último depende de la cantidad de sustancia. Esta ley indica que volúmenes iguales de gases a la misma presión y temperatura contienen igual número de moléculas. El número de moléculas por mol de cualquier gas es una constante conocida como *número de Avogadro (N)*,

cuyo valor es  $6.0229 \times 10^{23}$  moléculas por gramo-mol y  $2.73 \times 10^{26}$  moléculas por lb-mol.

- d) Ley combinada de los gases.** Esta ley combina las leyes de Boyle y de Charles, donde la variación en el volumen del gas está íntimamente relacionado con los valores de presión y temperatura (ecuación de estado). Es posible relacionar estas ecuaciones siempre y cuando se agregue una constante de proporcionalidad ( $R$ = constante universal de los gases). Quedando finalmente la ecuación 1.5:

$$pV = nRT \quad (\text{ec. 1.5})$$

Donde:

$p$  = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$V$  = Volumen, pies<sup>3</sup>.

$n$  = Número de moles de gas, lb/mol.

$R$  = Constante universal de los gases (10.730 [lb/pg<sup>2</sup>\*pie<sup>3</sup>/lb-mol\*°R]).

$T$  = Temperatura, °R.

- e) Ley de Dalton de las presiones parciales.** Establece que en una mezcla de gases cada gas ejerce su presión como si los restantes gases no estuvieran presentes, por lo que cada componente de la mezcla tendrá una presión específica llamada presión parcial. Para calcular el valor de la presión total es necesario sumar las presiones parciales de cada componente. La ecuación 1.6 representa dicha suma.

$$p_t = p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_n \quad (\text{ec. 1.6})$$

La ecuación 1.7 se obtiene reagrupando los términos de la ecuación de estado y despejando la presión:

$$p_1 = \frac{n_1 RT}{V}; \quad p_2 = \frac{n_2 RT}{V}; \quad p_3 = \frac{n_3 RT}{V}$$

$$p_t = \frac{(n_1 + n_2 + n_3)RT}{V} \quad \text{ó} \quad p_t = \frac{n_t RT}{V} \quad (\text{ec. 1.7})$$

- f) Ley de Amagat de los volúmenes parciales.** El volumen total de una mezcla es la sumatoria de los volúmenes parciales de una mezcla. El volumen parcial es aquel que ocuparía un componente si este estuviese presente solamente, a una temperatura y a una presión dada.
- g) Teoría cinética de los gases ideales.** Pretende clarificar el comportamiento de los gases, basado en procedimientos teóricos (teoría cinético – molecular). Resultado del estudio de estos se pueden deducir los siguientes postulados:
- 1) Cualquier volumen finito de gas se encuentra determinado por el número de Avogadro ( $6.02 \times 10^{23}$ ).
  - 2) Las moléculas que componen un gas ideal se consideran esferas duras idénticas que se mueven en cualquier dirección.
  - 3) La velocidad de las moléculas de gas es alta y su trayectoria es aleatoria.
  - 4) La distancia intermolecular es grande comparada con sus diámetros.
  - 5) Las moléculas no ejercen ninguna interacción unas sobre otras, a menos que ocurran colisiones.
  - 6) El recorrido de las moléculas será recto y sus direcciones cambiarán solamente cuando choquen entre sí o contra las paredes del espacio.
  - 7) Las colisiones se consideran elásticas, no hay pérdida de energía cinética en el sistema.

### *Gases reales*

El gas real es más compresible que el gas ideal, esto se debe a que las moléculas de un gas real se apartan entre sí por su constante movimiento cinético y se atraen por fuerzas eléctricas existentes entre ellas. Debido a que el volumen de un gas real se reduce a menos de la mitad si se duplica la presión, se dice que el gas es supercompresible.

El gas natural es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad. El comportamiento de estos gases no cumplen con las leyes de los gases ideales, puesto que las condiciones a las que están sometidos son sumamente distintas a las consideraciones para los gases ideales, la ecuación de estado de estos gases ha demostrado errores significativos, por lo que es necesario agregar un factor para ajustar dicha ecuación.

#### **Factor de compresibilidad**

Al valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento del gas ideal, se le denomina "Factor de compresibilidad" o también conocido como "Factor de desviación del gas". Este factor de corrección, representado por el símbolo  $Z$ , es una cantidad adimensional que depende de la presión, la temperatura y la composición del gas; por lo general, su valor varía entre 0.7 y 1.20.

El factor de compresibilidad (ecuación 1.8) es un cociente que indica el volumen real ocupado por cierta cantidad de gas a ciertos valores de presión y temperatura sobre el volumen que el mismo gas ocuparía en condiciones ideales.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (ec. 1.8)$$

Sustituyendo la expresión anterior a ley de los gases ideales (ec. 1.5), se obtiene la ecuación 1.9 para los gases reales:

$$pV = ZnRT \quad (ec. 1.9)$$

Los valores determinados experimentalmente del factor de compresibilidad se presentan normalmente en forma gráfica. Una manera típica que presentan los valores del factor de desviación del gas, se presenta en la Figura 1.1 en donde está en función de la Presión a Temperatura constante.

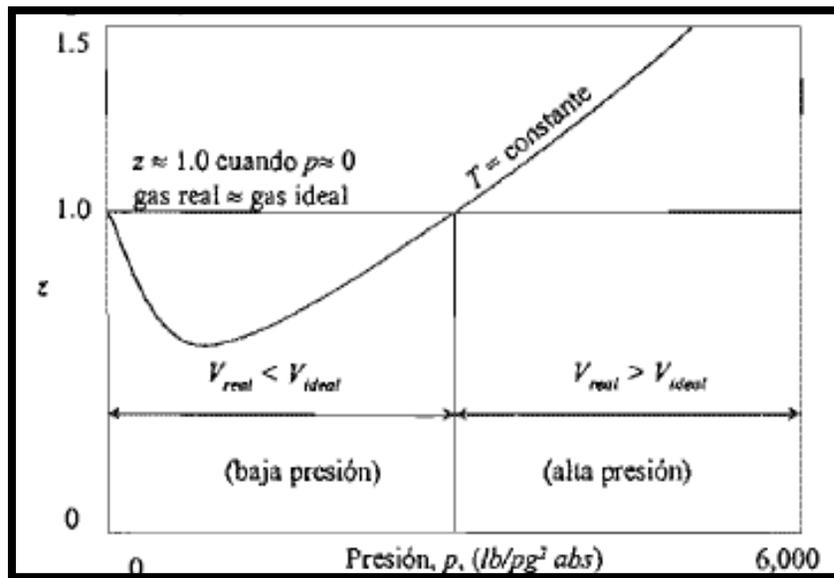


Figura 1.1 Curva típica del factor de compresibilidad como función de la P a T cte.

La ecuación 1.9 se puede expresar como la ecuación 1.10 en función de la densidad del gas:

$$\rho = \frac{pM}{ZRT} = \frac{2.7P\gamma}{ZT} \quad (ec. 1.10)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad del gas,  $\text{lb}_m/\text{pie}^3$ .

$\gamma$  = Densidad relativa del gas, adimensional.

### Mezcla de gases reales

Para obtener el factor  $Z$  de una mezcla de gases reales se utiliza la ley de los estados correspondientes. Esta establece que todos los gases puros tienen el mismo factor de compresibilidad a iguales valores de Presión y Temperatura reducidas, tal como lo muestra la ecuación 1.11:

$$T_r = \frac{T}{T_c} \qquad P_r = \frac{P}{P_c} \qquad (\text{ec. 1.11})$$

Donde:

$T_r$  = Temperatura reducida, adimensional.

$T$  = Temperatura del gas, °R.

$T_c$  = Temperatura crítica del gas, °R.

$P_r$  = Presión reducida, adimensional.

$P$  = Presión del gas,  $\text{lb}/\text{pg}^2$ .

$P_c$  = Presión crítica del gas,  $\text{lb}/\text{pg}^2$ .

La ley de los estados correspondientes es aplicable a mezcla de gases químicamente similares. Sin embargo, en vista de la dificultad para obtener el punto crítico de mezclas multicomponentes, se utiliza la presión y la temperatura pseudocrítica, que se definen en la ecuación 1.12.

$$T_{pc} = \sum Y_i T_{ci} \qquad P_{pc} = \sum Y_i P_{ci} \qquad (\text{ec. 1.12})$$

Donde:

$T_{pc}$  = Temperatura pseudocrítica, adimensional.

$P_{pc}$  = Presión pseudocrítica, adimensional.

$Y_i$  = Porcentaje del componente i, adimensional.

Con las que se obtiene la temperatura y presión pseudoreducidas en forma similar a la que se obtienen las propiedades reducidas de los gases puros.

En la Figura 1.2, se muestran los valores del factor de compresibilidad para el gas natural, en función de la presión y temperatura pseudoreducidas.

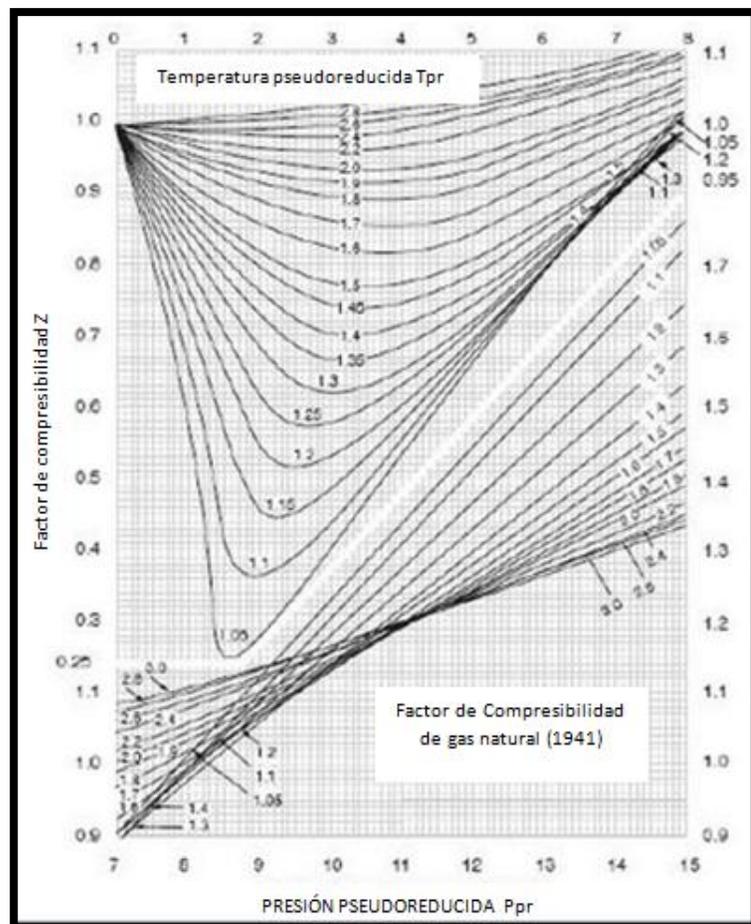


Figura 1.2 Factor de compresibilidad para gas natural.

Hall-Yarborough ha presentado una correlación que reproduce con buen grado de aproximación los valores obtenidos en la Figura 1.2. Dicha correlación está dada por las ecuaciones 1.13 y 1.14.

$$T_{pc} = 170.5 + 370.3 \gamma \qquad P_{pc} = 709.6 - 58.7\gamma \qquad (ec. 1.13)$$

Para condensados:

$$T_{pc} = 187 + 330 \gamma - 7 \qquad P_{pc} = 706 - 51.7\gamma - 11.1 \gamma^2 \qquad (ec. 1.14)$$

Donde:

$\gamma$  = Densidad relativa, adimensional.

### Corrección por impurezas

Como ya se había mencionado, el gas natural contiene impurezas como Nitrógeno ( $N_2$ ), Bióxido de carbono ( $CO_2$ ), y Ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) que afectan el valor del factor de compresibilidad obtenido en la Figura 1.2. Wichert y Aziz propusieron un procedimiento para ajustar, en estos casos, las propiedades críticas del gas, a partir de las cuales se calculan las propiedades reducidas y finalmente se obtiene el factor Z de la Figura 1.2. El procedimiento es:

1. Determinar  $P_{pc}$  y  $T_{pc}$  del gas, utilizando su composición o la figura 1.3.
2. Calcular las propiedades críticas ajustadas con las ecuaciones 1.15.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon \qquad P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + \epsilon (B - B^2)} \qquad (ec. 1.15)$$

Donde:

$$\epsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4).$$

$B$  = Fracción molar de  $H_2S$ , adimensional.

$A$ = Fracción molar de  $\text{CO}_2 + B$ , adimensional.

$\epsilon$ = Factor de corrección, °R.

1. Calcular las propiedades críticas reducidas con las ecuaciones 1.16.

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}} \qquad P_r = \frac{P}{P_{pc}} \qquad (\text{ec. 1.16})$$

2. Obtener el factor de compresibilidad,  $Z$  de la Figura 1.2.

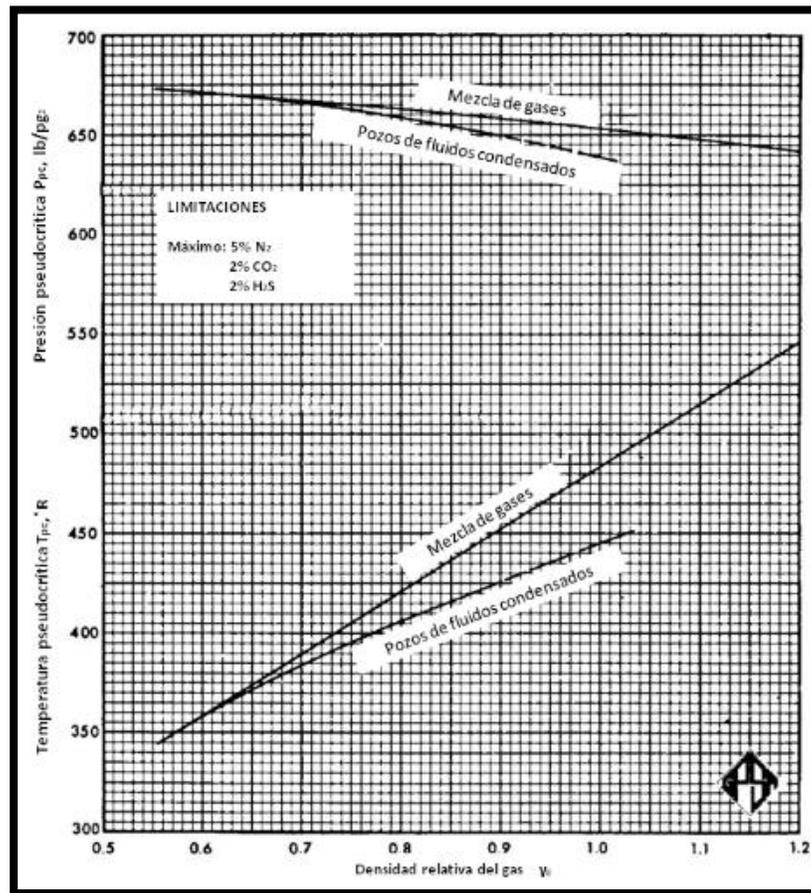


Figura 1.3 Propiedades pseudocríticas del gas natural.

### Ecuaciones de estado

Se han propuesto muchas ecuaciones de estado para describir el comportamiento de los gases, las que a su vez han sido modificadas por otros autores.

*Ecuación de Van Der Waals*

Uno de los primeros intentos de representar el comportamiento de los gases reales por medio de una ecuación fue el de *Van der Waals*, quien propuso la ecuación 1.17:

$$\left(P + \frac{n^2 a}{V^2}\right)(V - n b) = nRT \quad (\text{ec. 1.17})$$

El término  $(n^2 a)/V^2$  representa una corrección a la presión, debido a la fuerza de atracción entre las moléculas; la constante  $b$  es una corrección al volumen total, debido al volumen ocupado por las moléculas. Las constantes  $a$  y  $b$  son particulares para un gas determinado y se presentan en la tabla 1.3.

COMPONENTE	$a$	$b$
Metano	2.253	0.04278
Etano	5.489	0.06380
Propano	8.664	0.08445
Isobutano	12.87	0.1142
n-Butano	14.47	0.1226
Isopentano	18.05	0.1417
n-Pentano	19.01	0.1460
n-Hexano	24.39	0.1735
n-Heptano	31.51	0.2654
Nitrógeno	1.390	0.03913
Bióxido carbono	3.592	0.04267
Ácido sulfhídrico	4.431	0.04287
Helio	0.0341	0.02370
Agua	5.464	0.03049
Hidrógeno	0.2444	0.02661
Etileno	4.471	0.05714

Tabla 1.3 Constantes de la ecuación de Van Der Waals.

Donde:

$a$  = Constante de Van der Waals, litros<sup>2</sup>-atm mol<sup>2</sup>.

$b$  = Constante de Van der Waals, litros/mol.

La ecuación de Van der Waals tiene aplicación limitada ya que sólo es precisa para bajas presiones.

*Ecuación de Beatti-Bridgeman*

$$P = -\frac{RT}{V_M^2} \left(1 - \frac{c}{V_M T^3}\right) \left[V_M + B_0 \left(1 - \frac{b}{V_M}\right)\right] - \frac{A_0 \left(1 - \frac{a}{V_M}\right)}{V_M^2} \quad (ec. 1.18)$$

La ecuación 1.18 se refiere a la ecuación de Beatti-Bridgeman. En ésta, los coeficientes  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $A_0$  y  $B_0$  son constantes para un gas determinado y se muestran en la tabla 1.4:

COMPONENTE	$A_0 \times 10^{-3}$	$a$	$B_0$	$b$	$c \times 10^{-6}$
Metano	8.5863	0.2972	0.8950	-0.2542	11.986
Etano	22.174	0.9389	1.506	0.3068	84.08
Propano	44.951	1.173	2.899	0.6877	112.10
Isobutano	62.614	1.7895	3.771	1.233	280.27
n-Butano	67.102	1.9481	3.944	1.509	326.98
n-Pentano	106.570	2.4187	6.311	2.236	373.70
n-Heptano	205.600	3.2144	11.344	3.072	373.70
Nitrógeno	5.0702	0.4192	0.8083	-0.1107	3.92
Bióxido de carbono	18.880	1.1425	0.6781	1.1590	61.66
Helio	0.08146	0.9586	0.2243	0	0.0037
Hidrógeno	0.7448	-0.0811	0.3358	-0.6983	0.0471
Etileno	23.200	0.7952	1.9473	0.5762	21.19

Tabla 1.4 Constantes de la ecuación de Beatti-Bridgeman.

Donde:

T = Temperatura, °R.

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb-mol/pie<sup>3</sup>.

P = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$$R = 10.73 \text{ lb/pg}^2 \cdot \text{pie}^3 / \text{lb-mol} \cdot ^\circ\text{R}.$$

A consecuencia de que esta ecuación es explícita en Presión y que en ciertos cálculos se requiere una ecuación explícita en Volumen, Beattie la modificó y la presentó en la forma de la ecuación 1.19:

$$V_M = \left( \frac{RT}{P} + B \right) (1 - E) - \frac{A}{RT} \quad (\text{ec. 1.19})$$

Donde:

$$A = A_0(1 - aP/RT)$$

$$B = B_0(1 - bP/RT)$$

$$E = cP/(RT^4)$$

La ecuación original y la modificada se han utilizado con buenos resultados para gases con densidades de hasta 2/3 de la densidad crítica del gas, lo que desafortunadamente no cubre todo el rango requerido en la Industria Petrolera.

Aunque las constantes se determinaron experimentalmente a partir de los gases puros, las ecuaciones pueden utilizarse para mezclas de gases, combinando las constantes de acuerdo a las siguientes reglas:

$$a = \sum y_i a_i$$

$$b = \sum y_i b_i$$

$$c = \sum y_i c_i$$

$$A_0 = \sum (y_i A_{0i}^{1/2})^2$$

$$B_0 = \sum y_i B_{0i}$$

*Ecuación de Benedict-Webb-Rubin*

Estos autores modificaron la ecuación de Beattie-Bridgeman y presentaron una con 8 constantes, con la ecuación 1.20:

$$P = \frac{RT}{V_M} + \frac{(B_0RT - A_0 - C_0/T^2)}{V_M^2} + \frac{(bRT - a)}{V_M^3} + \frac{a \alpha}{V_M^6} + \frac{c}{T^2 V_M^3} \left(1 + \frac{\gamma}{V_M^2}\right) \exp\left(\frac{\gamma}{V_M^2}\right) \quad (ec. 1.20)$$

Los parámetros  $A_0$ ,  $B_0$ ,  $C_0$ ,  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $\alpha$  y  $\gamma$  son constantes para compuestos puros y se presentan en la tabla 1.5:

COMPONENTE	$A_0$	$B_0$	$C_0 \times 10^{-5}$	$a$	$b$	$c \times 10^{-6}$	$\alpha \times 10^{-6}$	$\gamma \times 10^2$
Metano	6995.25	0.682401	275.763	2984.12	0.867325	498.106	511.172	153.961
Etano	15670.7	1.00554	2194.27	20850.2	2.85393	6412.14	1000.44	302.790
Propano	25915.4	1.55884	6209.93	57248.0	5.77355	25247.8	2495.77	564.524
Isobutano	38587.4	2.20329	10384.7	117047	10.8890	55977.7	4414.96	872.447
n-Butano	38029.6	1.99211	12130.5	113705	10.2636	61925.6	4526.93	872.447
Isopentano	4825.36	2.56386	21336.7	226902	17.1441	136025	6987.77	1188.07
n-Pentano	45928.8	2.51096	25917.2	246148	17.1441	161306	7439.92	1218.86
n-Hexano	5443.4	2.84835	40556.2	429901	28.0032	296077	11553.9	1711.15
n-Heptano	66070.6	3.18782	57984.0	626106	38.9917	483427	17905.6	2309.42
Etileno	12503.6	0.891980	1002.28	15645.5	2.20678	4133.60	731.661	236.844
Propileno	23048.2	1.36263	5265.97	46758.6	4.79997	20083.0	1873.12	469.325

Tabla 1.5 Constantes de la ecuación de Benedict-Webb-Rubin.

Para el caso de las mezclas, estas constantes dependen de la composición, de acuerdo a las siguientes reglas:

$$a = \sum (y_i a_i^{1/3})^3$$

$$B_0 = \sum y_i B_{0i}$$

$$b = \sum (y_i b_i^{1/3})^3$$

$$C_0 = \sum (y_i C_{0i}^{1/2})^2$$

$$c = \sum (y_i c_i^{1/3})^3$$

$$\alpha = \sum (y_i \alpha_i^{1/3})^3$$

$$A_0 = \sum (y_i A_{0i}^{1/2})^2$$

$$\gamma = \sum (y_i \gamma_i^{1/2})^2$$

*Ecuación de Redlich-Kwong*

En esta ecuación se consideran solamente dos constantes empíricas. La expresión original es la ecuación 1.21:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{a}{V_M(V_M + b)T^{0.5}} \quad (ec. 1.21)$$

Donde:

$$a = \frac{C_a R^2 T_c^{2.5}}{P_c}$$

$$b = \frac{C_b R T_c}{P_c}$$

La ecuación de Redlich-Kwong fue modificada posteriormente por *Soave* para mejorar su precisión cuando se aplica a mezclas, y la presentó como la ecuación 1.22:

$$P = \frac{RT}{V_M - b} - \frac{a \alpha}{V_M(V_M + b)} \quad (ec. 1.22)$$

Donde  $\alpha$  está en función de la temperatura. El factor de compresibilidad se puede calcular de:

$$Z^3 - Z^2 + Z(A - B - B^2) - AB = 0 \quad (ec. 1.23)$$

Donde:

$$A = \frac{C_a \alpha P T_c^2}{P_c T} \quad B = \frac{C_b P T_c}{P_c T}$$

*Ecuación de Peng-Robinson*

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(v + b) + b(v - b)} \quad (ec. 1.24)$$

La ecuación de Peng- Robinson es la mostrada en la ecuación 1.24 Para sustancias puras,  $a$  y  $b$  se expresan en función de las propiedades críticas y el factor acéntrico (ecuación 1.25):

$$a(T) = a_c \alpha \quad (ec. 1.25)$$

Donde:

$$a_c = 0.45724 (R^2 T_c^2)/P_c.$$

$$\alpha^{1/2} = 1 + K(1 - T_r^{1/2}).$$

$$K = 0.37464 + 1.54226 w - 0.2699w^2 .$$

$$b = 0.07780 (RT_c)/P_c .$$

**1.1.2 Compresibilidad del gas**

La compresibilidad isotérmica de un gas es la medida de su cambio de volumen respecto al cambio de presión, a temperatura constante y por unidad de volumen. La cual se puede representar como la ecuación 1.26:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (1.26)$$

Donde:

$$C_g = \text{Compresibilidad del gas, (lb/pg}^2\text{)}^{-1}.$$

$$\left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = \text{Variación de la presión respecto a la presión a temperatura cte.}$$

Este concepto no debe confundirse con el factor de compresibilidad, aunque ambos se relacionan con el efecto de la presión y la temperatura del gas.

### *Compresibilidad de un gas ideal*

Para un gas ideal:

$$V = \frac{nRT}{P} ; \quad \left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T = -\frac{nRT}{P^2}$$

Sustituyendo de la ecuación 1.26

$$C_g = -\frac{P}{nRT} \left(-\frac{nRT}{P^2}\right) = \frac{1}{P} \quad (\text{ec. 1.27})$$

### *Compresibilidad de un gas real*

Para un gas real:

$$V = \frac{ZnRT}{P}$$

Como Z está en función de la presión, debe considerarse como variable en la derivada:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T = nRT \frac{P \frac{\partial Z}{\partial P} - Z}{P^2}$$

Entonces, sustituyendo en la ecuación 1.26:

$$C_g = -\frac{P}{ZnRT} \left(\frac{nRT}{P^2} \left(P \frac{\partial Z}{\partial P} - Z\right)\right) = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial P}\right) \quad (\text{ec. 1.28})$$

La evaluación de la compresibilidad para el caso de gases reales implica determinar la variación de Z con la presión, a presión y temperatura de interés.

Como en la mayoría de las gráficas y correlaciones se obtiene  $Z$  en función de la presión y temperatura reducidas, se ha definido una *compresibilidad reducida*:

$$C_r = CP_c \quad (ec. 1.29)$$

Para un valor fijo de  $T_r$  se puede expresar en función de  $P_r$  como la ecuación 1.30:

$$C_r = \frac{1}{P_r} - \frac{1}{Z} \left( \frac{\partial Z}{\partial P_r} \right)_{T_r} \quad (ec. 1.30)$$

Los valores de  $\left( \frac{\partial Z}{\partial P_r} \right)_{T_r}$  se pueden obtener de la Figura 1.2, a partir de la pendiente de la curva para una  $T_r$  constante.

Mattar y colaboradores presentaron correlaciones gráficas para obtener la compresibilidad reducida, mostrada en la Figura 1.4.

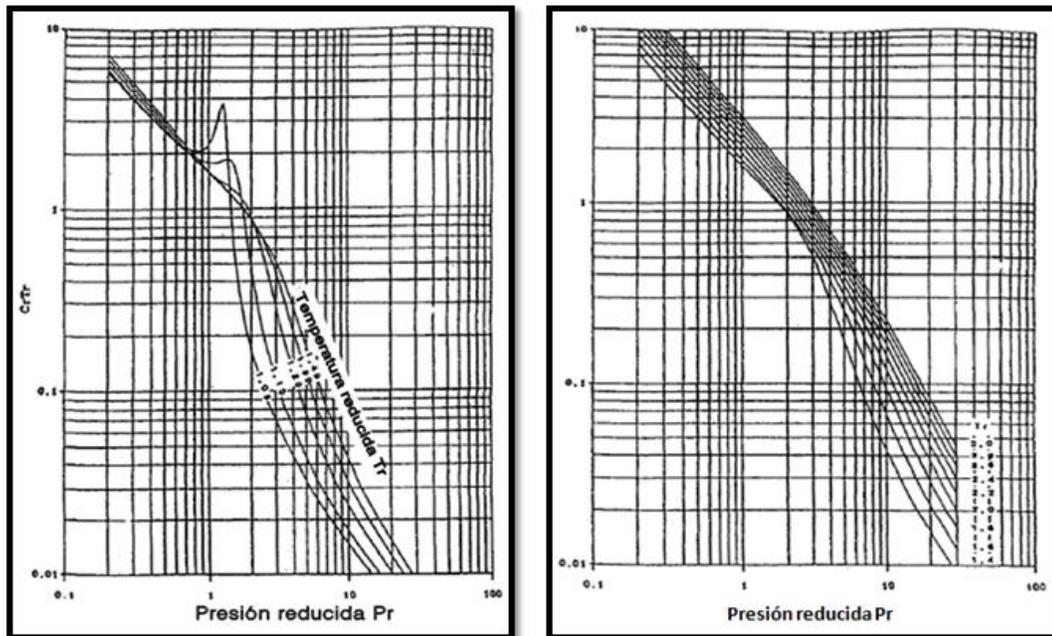


Figura 1.4 Variación de  $C_r T_r$  con la Presión y Temperatura reducidas. Derecha ( $1.04 < T_r < 1.4$ ), Izquierda ( $1.4 < T_r < 3$ ).

### 1.1.3 Factor del volumen del gas

El factor del volumen del gas es una razón que permite comparar el volumen unitario ocupado por el gas en la superficie, con el volumen que ocuparía a condiciones de yacimiento. La ecuación 1.31 la define como:

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @c.y}}{\text{Volumen de gas @c.s}} \quad (\text{ec. 1.31})$$

Donde:

$B_g$  = factor de volumen de gas, adimensional.

La expresión que proporciona los valores del factor de volumen del gas en función de la presión y temperatura del yacimiento, para una mezcla dada, se obtiene aplicando la ecuación de los gases reales a las condiciones del yacimiento y a las condiciones de superficie, en las ecuaciones 1.32 y 1.33:

$$P_y V_{cy} = Z_y n R T_y \quad V_{cy} = \frac{Z_y n R T_y}{P_y} \quad (\text{ec. 1.32})$$

$$P_{cs} V_{cs} = Z_{cs} n R T_{cs} \quad V_{cs} = \frac{Z_{cs} n R T_{cs}}{P_{cs}} \quad (\text{ec. 1.33})$$

Sustituyendo los valores para las condiciones normales,  $T_{cs} = 520^\circ R$ ,  $P_{cs} = 14.7 \text{ lb/pg}^2$  y el valor de compresibilidad  $Z_{cs} = 1$ , se obtiene la ecuación 1.34:

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{P} \left( \frac{\text{pies}^3 @ \text{cy}}{\text{pies}^3 @ \text{cs}} \right) \quad (1.34)$$

El factor del volumen del gas tiene valores muy inferiores a la unidad, lo cual se explica por el gran efecto de compresibilidad de los gases.

### 1.1.4 Viscosidad del gas

La viscosidad de un fluido es una medida de su habilidad para fluir. Para un gas perfecto, al incrementarse su temperatura se incrementará también su viscosidad; este efecto, completamente opuesto en los líquidos, es debido al incremento de energía cinética del gas.

La viscosidad de un gas ideal es independiente de la presión; en cambio en los gases reales a altas presiones tienden a comportarse como líquidos y tanto las bajas temperaturas como las altas presiones incrementan su viscosidad.

La viscosidad del gas natural depende de la temperatura, la presión y la composición del mismo. Su medición implica un procedimiento con cierto grado de dificultad, para fines de cálculos en los que interviene esta propiedad, puede determinarse con suficiente precisión a partir de correlaciones empíricas.

Lee y colaboradores presentaron su correlación en forma analítica en 1966 (ecuación 1.35).

$$\mu_g = K(10^{-4}) \exp(X\rho_g^Y) \quad (\text{ec. 1.35})$$

Donde:

$$K = ((9.4 + 0.02M)T^{1.5}) / (209 + 19M + T)$$

$$X = 3.5 + (986/T) + 0.01M$$

$$Y = 2.4 - 0.2X$$

Donde

T = Temperatura, °R.

$\mu_g$  = Viscosidad, cp.

$M$  = Peso molecular, gr/mol.

$P_g$  = Densidad del gas, gr/cm<sup>2</sup>.

La corrección de Lee no considera correcciones por impurezas en el gas, por lo tanto, el valor obtenido para la viscosidad corresponderá a un gas libre de ellas, sin embargo, si en el cálculo de la densidad del gas se utiliza el factor de compresibilidad corregido por impurezas, el método de Lee tiene validez para el caso de gases amargos.

## I.2 Tipos De Yacimientos De Gas<sup>9,10</sup>

Un yacimiento de gas es aquel donde la temperatura del yacimiento ( $T_y$ ) es mayor que la temperatura crítica ( $T_c$ ) del sistema de hidrocarburos, éstos yacimientos se pueden clasificar como: yacimientos de gas seco, yacimientos de gas húmedo o yacimientos de gas y condensado.

Dentro de los yacimientos, son cuatro los factores físicos que controlan el comportamiento de las fases en las mezclas de hidrocarburos:

1. Presión.
2. Atracción molecular.
3. Energía cinética.
4. Repulsión molecular.

La presión y la atracción molecular tienden a confinar las moléculas o a mantenerlas juntas por lo que entre mayor sean estas fuerzas el hidrocarburo tiende a aumentar su densidad. Las fuerzas de atracción molecular son directamente proporcionales a la masa de las moléculas e inversamente proporcionales a la distancia entre las mismas. Cabe destacar que a temperaturas altas las moléculas tienden a separarse dando como resultado la disminución de la densidad.

Los yacimientos se han clasificado considerando diversos factores, como: el tipo de roca almacenadora, el tipo de trampa, los fluidos almacenados, la presión original, el tipo de empuje predominante y por su diagrama de fases.

### 1.2.1 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluidos

- **Yacimiento de aceite pesado.** Todos los yacimientos de aceite contienen gas disuelto, esto se presenta cuando la presión inicial es mayor a la presión de saturación por lo que a estas condiciones todo el gas se encuentra disuelto dentro del líquido.
- **Yacimiento de aceite volátil.** Este caso se presenta cuando la presión inicial es menor que la presión de saturación; se encuentra un poco de gas libre desde el inicio de la explotación.
- **Yacimientos de gas seco.** Las condiciones de presión, temperatura y composición son tales que durante toda la explotación del yacimiento el fluido se encontrará en una sola fase. Tanto en el yacimiento como en la superficie.
- **Yacimiento de gas húmedo.** Las condiciones de presión, temperatura y composición permiten encontrar el fluido en una fase en el yacimiento, pero en la superficie se recuperará en dos fases.
- **Yacimiento de gas y condensado.** Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la vida productiva se presentará el fenómeno de condensación retrógrada. La producción en superficie será en dos fases.

La Figura 1.5 es la representación del diagrama de Presión contra Temperatura obtenido por Katz el cual muestra el cambio de fases en la mezcla. En este diagrama se toma en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la presión y la temperatura. El uso de dicho diagrama nos permite realizar una clasificación práctica de los yacimientos, misma que está en función de la localización del punto crítico respecto al diagrama presión-temperatura.

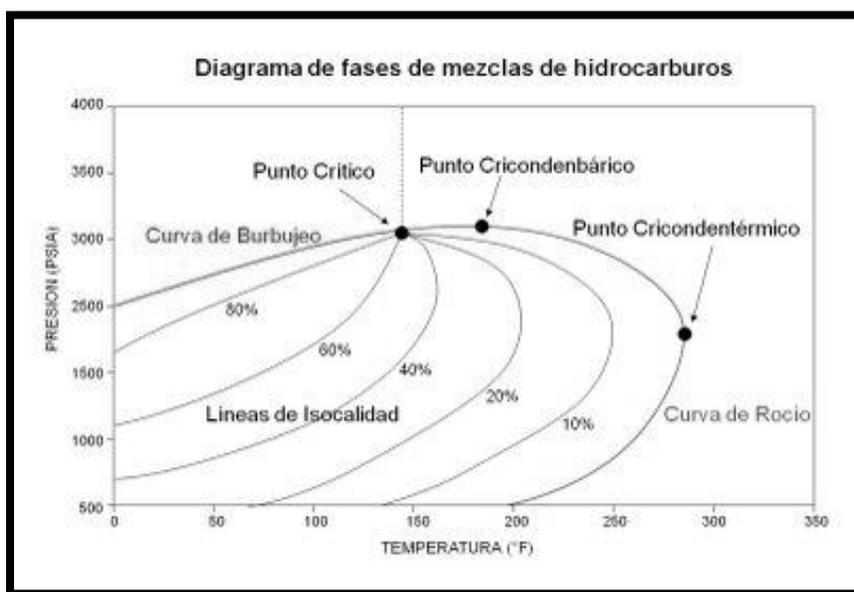


Figura 1.5 Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos.

La envolvente de fases resulta de unir las curvas de puntos de burbujeo y puntos de rocío; los puntos de burbujeo indican que la mezcla de hidrocarburos se encuentra en fase líquida en equilibrio con una cantidad infinitesimal de burbujas de gas, en los puntos de rocío el sistema se encuentra en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad mínima de líquido. Estas curvas se unen en el punto crítico, en dicho punto las propiedades intensivas (viscosidad, densidad, etc.) del líquido y del gas son idénticas.

El área encerrada por la envolvente de fases, es la región que representa combinaciones de presión y temperatura en la que existen dos fases en equilibrio, dentro de ella se alojan las líneas de isocalidad; éstas son líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas y convergen en el punto crítico, así las curvas de burbujeo y de rocío son líneas de 100% y 0% de líquido, respectivamente; en la región que se encuentra fuera de esta envolvente se localiza del lado izquierdo hasta el punto de temperatura crítica la fase líquida

mientras que del lado derecho hasta el punto de temperatura crítica la fase gaseosa.

### 1.2.2 Clasificación de yacimientos de gas de acuerdo al diagrama de fases

#### *Yacimiento de Gas seco*

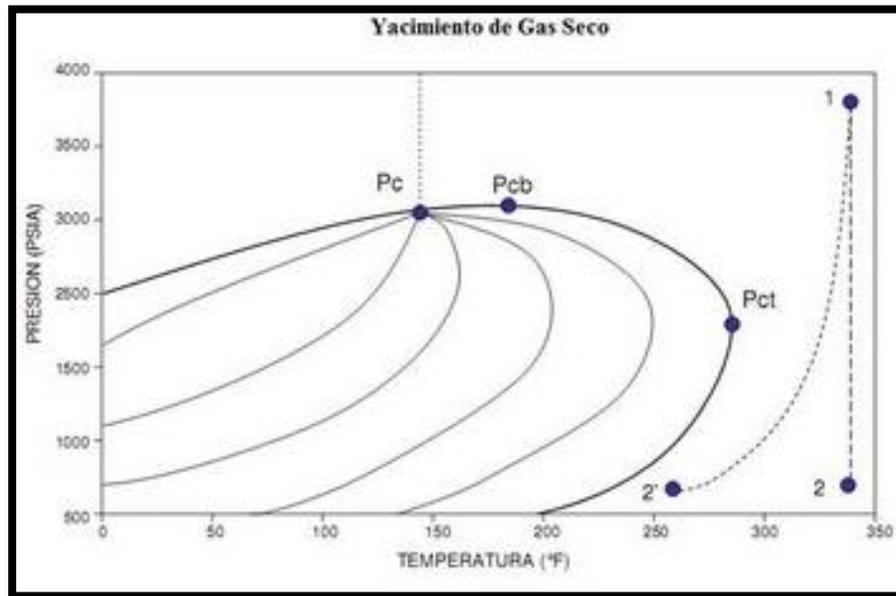


Figura 1.6 Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco.

La Figura 1.6 representa el diagrama de fases de un yacimiento de gas seco. Dicho gas está compuesto principalmente por metano ( $\%C_1 > 90$ ) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ( $C_5 + < 1$ ). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo  $0^\circ\text{F}$ .

La temperatura de los yacimientos es mucho mayor que la temperatura cricondértica por lo que en ninguna etapa de la producción se encontrará en la región de dos fases.

- La temperatura del yacimiento es mucho mayor que la temperatura cricondertérmica.
- Su composición es principalmente de elementos ligeros.
- La producción en superficie siempre será gas.
- Su RGA es mayor a 20 000 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).
- Su densidad es menor a 0,50 ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

### Yacimiento de gas húmedo

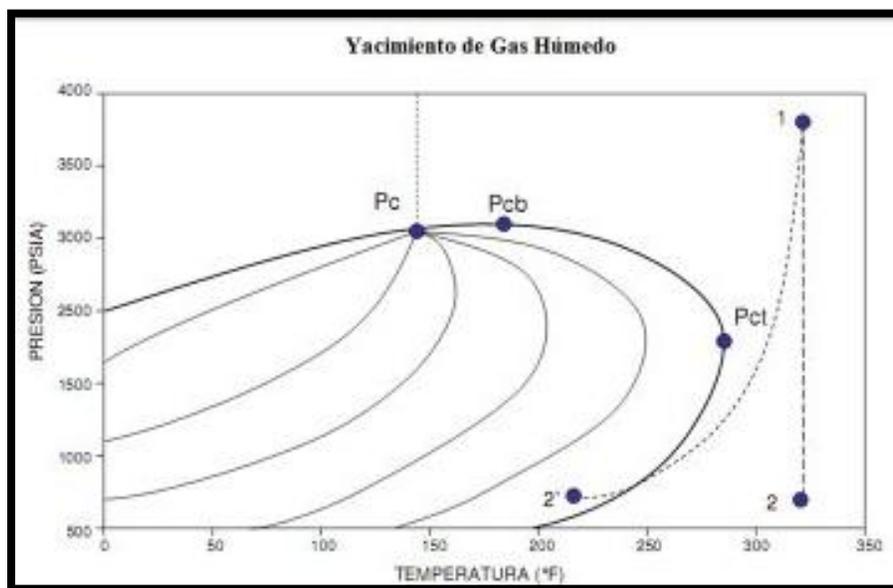


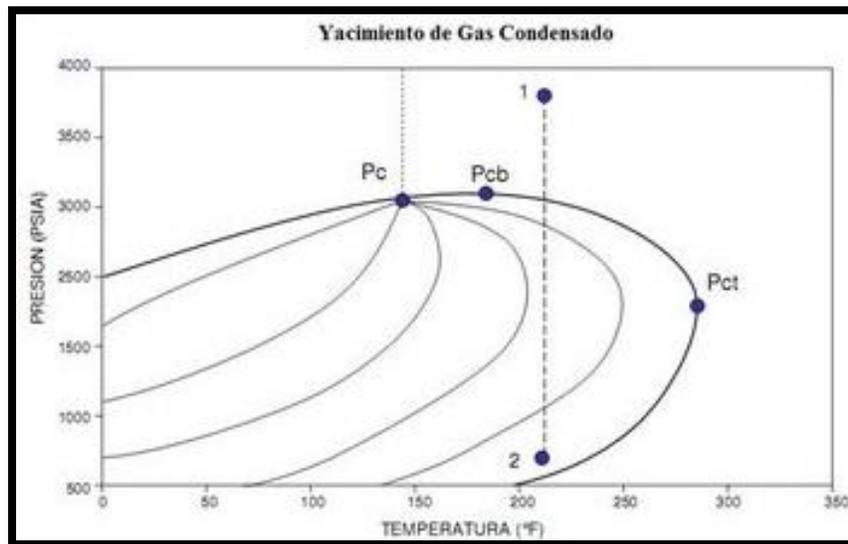
Figura 1.7 Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo.

La Figura 1.7 representa el diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo, el cual se caracterizan por un mayor contenido de componentes ligeros con algunos intermedios y pesados. El término “húmedo” se debe a que las condiciones de separación en superficie de la mezcla caen en la región de dos fases. Como se observa en la Figura, la mezcla se encuentra en fase gaseosa mientras la presión del yacimiento declina, la composición del fluido producido no cambia durante el agotamiento de presión. Esto ocurre puesto que la temperatura

del yacimiento es mayor que la temperatura cricondertérmica, sin embargo, al fluir la mezcla hasta el separador ésta entra en la región de dos fases.

- La temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondertérma.
- Su producción en superficie es gas y aceite.
- Su RGA varía entre 10000 y 20000 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).
- Su densidad es entre 0,65 y 0,80 ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

### *Yacimiento de gas y condensado*



*Figura 1.8 Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado.*

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado es predominantemente de metano (> 60%), componentes intermedios y un porcentaje considerable de pesados, se podría decir que un gas condensado es un gas con líquido disuelto. La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondertérma de la

mezcla, como puede verse en la Figura 1.8. En su camino hacia el tanque de almacenamiento el hidrocarburo sufre una fuerte reducción de presión por lo que la composición de los fluidos sufre cambios.

- Se presenta la condensación retrógrada.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la crincondenterma.
- Su composición es de regulares cantidades de componentes ligeros, intermedios y pesados.
- La producción en superficie es de aceite y gas.
- La RGA es entre 500 y 1500 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ).
- La saturación máxima del líquido es de alrededor del 8%-10%.
- La densidad varía entre 0,70 y 0,80 ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ).

### I.3 Flujo En Yacimientos De Gas <sup>3, 10, 11,12</sup>

El estudio de las características del yacimiento debe llevarse a cabo de manera profunda, debido a que la capacidad de flujo de cada pozo perforado en este lugar dependerá de las condiciones del yacimiento. Debe tenerse en cuenta que a medida del conocimiento que se tenga del sistema se planearan estrategias para la explotación del yacimiento asegurando técnicamente que el proyecto resulte rentable.

Como se sabe, el gas debe viajar del yacimiento al pozo para llegar finalmente a las instalaciones para su distribución y consumo, en este subcapítulo se discutirán las premisas que rigen el flujo de fluidos durante el viaje a través del medio poroso y las ecuaciones que se encargan de modelarlo.

En primer lugar se tratará lo referente a volúmenes de gas en el yacimiento, los regímenes de flujo bajo los cuales se produce y las ecuaciones que describen tal comportamiento. Finalmente se hablará del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo.

#### 1.3.1 Volúmenes de gas

El Ingeniero involucrado en el desarrollo de campos de gas debe conocer en primera instancia si existen acumulaciones de gas en el yacimiento, cuánto de este será recuperable y si resulta económicamente rentable, por ello en esta sección hablaremos acerca de los métodos existentes para estimar los volúmenes de gas *in-situ*, reservas de gas y factores de recuperación.

#### *Métodos volumétricos*

Los métodos volumétricos consideran el volumen ocupado en el yacimiento tanto en condiciones iniciales como después de un período de producción, estos

métodos son usados generalmente en la etapa temprana de la vida del yacimiento para el cálculo de reservas, antes de que se experimente un largo período de producción y por ende una gran caída de presión. La exactitud de estos métodos radica en la disponibilidad de los datos, con los cuales se crean mapas estructurales y estratigráficos. Existen varios métodos para calcular volúmenes originales, como el método de isopacas, cimas y bases.

A pesar de que los métodos volumétricos son más exactos para las etapas iniciales del yacimiento, en tiempos tardíos de producción pueden ser empleados para confirmar estimaciones realizadas con ecuaciones de balance de materia.

Otra opción para calcular los volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento es por medio de ecuaciones volumétricas, la forma de éstas varía de acuerdo al tipo del mecanismo de empuje y tipo de gas.

#### *Métodos de balance de materia*

La ecuación de balance de materia a diferencia de los métodos volumétricos contabiliza únicamente los volúmenes involucrados en la producción de los fluidos y los cambios de presión en el yacimiento, por lo tanto no puede ser usada en el inicio de la vida productiva por que la  $\Delta P$  es tan pequeña que no llega a sentirse en las fronteras.

La ecuación de balance de materia provee una simple alternativa a los métodos volumétricos, ya que sólo aplica el principio de conservación de la masa para desarrollar ecuaciones sencillas, además, su ejecución no requiere muchos datos disponibles, tan sólo se necesitan historias de presión y producción. Al igual que los métodos volumétricos la forma de la ecuación de balance de materia dependerá del tipo de yacimiento, fluido y mecanismo de empuje.

### 1.3.2 Factor de recuperación del gas<sup>18, 19</sup>

La recuperación de hidrocarburos depende de muchas causas, entre otras, de las variaciones de las propiedades físicas de la roca, de las propiedades de los fluidos, del tipo de mecanismo que predomine en el yacimiento, del ritmo de extracción (en algunos casos), del proceso de explotación (p. ej. Inyección de agua), etc.

La localización y el número de pozos, los gastos de producción y el proceso de explotación son las medidas principales que el Ingeniero de yacimientos establece a fin de obtener la mayor recuperación posible, tomando en cuenta por supuesto el aspecto económico.

El factor de recuperación del gas, a una fecha considerada, se define como el cociente:  $G_p/G$ , donde  $G_p$  es el volumen acumulativo de gas producido medido a condiciones estándar, a esa fecha y  $G$  es el volumen original de gas, medido a condiciones estándar.

En México, según el informe técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) del 2010, el volumen original y la producción acumulada de gas por región son:

#### *Volumen original por región (G)*

REGIÓN	MMMPCD
Norte	25,970.6
Sur	7,268.8
	33,239.4

*Producción Acumulada (Gp)*

REGIÓN	MMMPCD
Norte	12,687.8
Sur	5,511.4
	18,199.1

Por lo que sus factores de recuperación de gas por región y activos son:

*Factor de recuperación por región*

REGIÓN	%
Norte	75.8
Sur	48.9

*Factor de recuperación por activo*

REGIÓN	ACTIVO	%
Sur	Macuspana	75.8
Norte	Veracruz	48.9
Norte	Burgos	50.2
Norte	Poza Rica- Altamira	7.9

**1.3.3 Regímenes de flujo**

Las ecuaciones existentes para describir el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento dependen del régimen o período de flujo bajo el cual se encuentre produciendo. Existen 3 tipos de regímenes de flujo en función del tiempo: flujo estacionario, flujo transitorio y flujo pseudoestacionario.

*Flujo estacionario*

La figura 1.9 muestra la distribución de presión y gasto que ocurre de forma radial en un pozo en estado estacionario. Como se puede observar la distribución de presión y gasto permanecerá constante a lo largo del radio de drene en el tiempo, para ello el flujo alrededor del radio de drene  $r_e$  deberá ser igual al flujo alrededor del radio del pozo  $r_w$ .

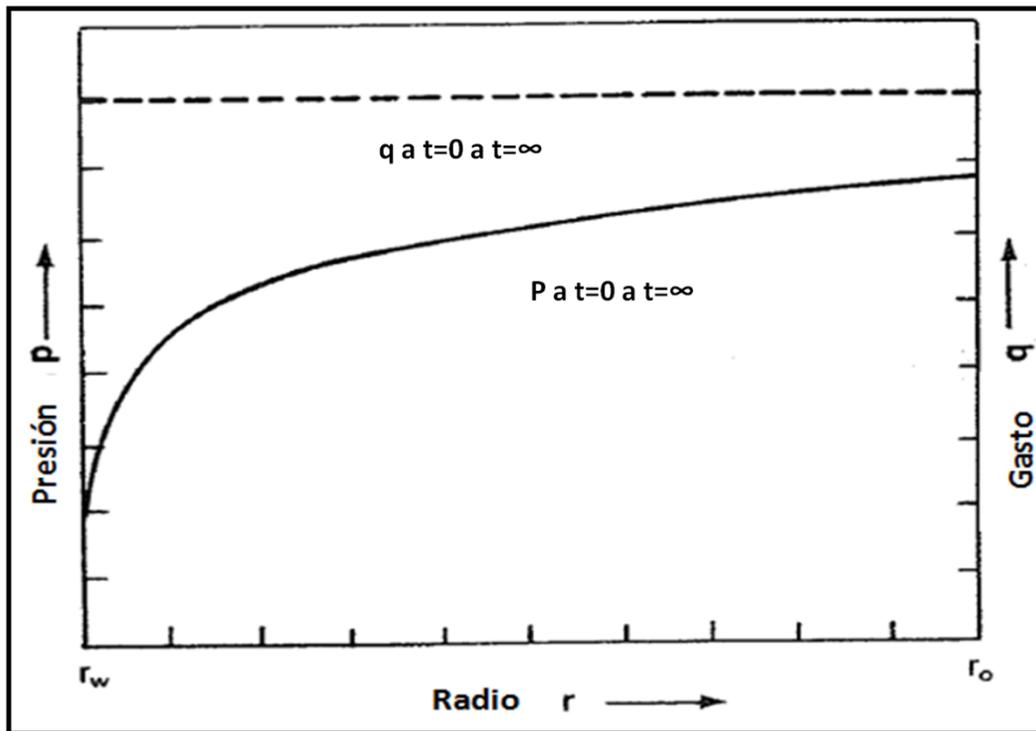


Figura 1.9 Distribución de presión y gasto bajo flujo estacionario.

Por lo descrito anteriormente la variación de la presión con respecto al tiempo será igual a cero (ecuación 1.36):

$$\frac{\delta p}{\delta t} = 0 \quad (\text{ec. 1.36})$$

Donde:

$\delta p$  = Diferencial de presión.

$\delta t$  = Diferencial de tiempo.

Un régimen estacionario ocurre en yacimientos con entrada de agua o con un casquete de gas asociado, siempre y cuando el gasto de producción sea igual al gasto sustituido por el sistema de empuje. Las ecuaciones para flujo estacionario son también usadas para análisis de las condiciones cerca del pozo por que en un sistema estacionario el flujo cerca del pozo no es variable respecto al tiempo.

### *Flujo transitorio*

El flujo transitorio es el régimen en el que la presión y el gasto varían con respecto al tiempo (ecuación 1.37):

$$\frac{\delta p}{\delta t} = \text{variable} \quad (\text{ec. 1.37})$$

En la figura 1.10 se muestra la distribución de presión y gasto en un sistema radial para varios tiempos en un yacimiento cerrado, es decir, que no existe flujo a través de  $r_e$ . En este caso toda la producción es debida a la expansión o compresibilidad de los fluidos por que el flujo por  $r_e$  es igual a cero. Inicialmente la presión es uniforme a lo largo del yacimiento a presión inicial ( $P_i$ ) y se conoce como tiempo de producción cero.

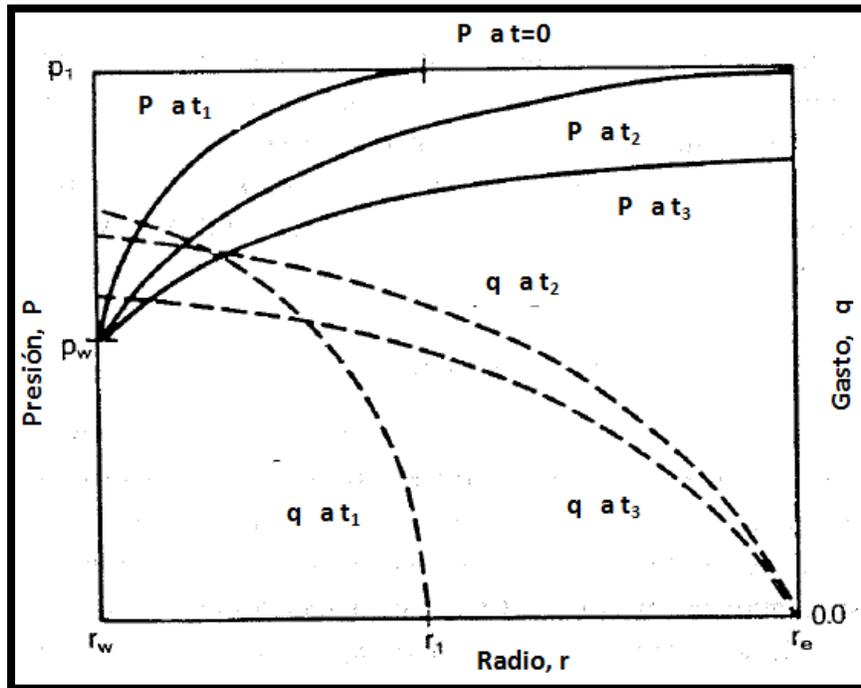


Figura 1.10 Distribución de presión y gasto bajo flujo transitorio.

Después de un período de producción el gasto es controlado de manera que la presión del pozo permanece constante como se muestra en la distribución de presión a tiempo 1 de la figura 1.10 ( $p$  a  $t_1$ ), en este tiempo sólo una pequeña parte del yacimiento ha sido afectada por la caída de presión, por consecuencia si no existe una caída de presión en un punto particular del yacimiento o fuera de él, no existirá flujo de fluidos en ese radio. Así mismo se puede observar que en  $q$  a  $t_1$  el gasto en  $r_e$  es cero y se incrementa hasta el máximo gasto obtenido en el radio del pozo. La distribución de presión y gasto en  $t_1$  serán desplazados inmediatamente como la producción continúe afectando más al yacimiento. Posteriormente otras áreas del yacimiento experimentaran una significativa caída de presión y estarán sujetas al flujo por la presión en  $t_2$ . Se puede notar también que el gasto ha disminuido de  $t_1$  a  $t_2$  a causa del  $\Delta P$  entre la  $P_i$  y la presión de fondo ( $P_w$ ) y el radio en el cual se lleva a cabo el flujo de fluidos ha incrementado, todo esto implica que la onda de presión ha sido transmitida a un volumen más grande en el yacimiento.

El gasto continúa declinando de  $t_2$  a  $t_3$  debido a la  $\Delta P$  entre  $P_e - P_w$  de  $r_e$  a  $r_w$ , bajo estas condiciones de producción se afirma que nos encontramos en un régimen transitorio ya que la presión y el gasto varían con respecto al tiempo a excepción de la presión del pozo. Nótese que de  $t=0$  a  $t_2$  cuando la caída de presión finalmente afecta al yacimiento entero, la distribución de la presión y el gasto no será afectado por el tamaño del yacimiento o la posición de  $r_e$ .

### *Flujo pseudoestacionario*

Después de un período de producción en régimen transitorio ( $p$  y  $q \neq \text{cte}$ ) las condiciones de frontera externa comienzan a afectar al pozo y la producción se estabiliza, por lo cual la presión con respecto al tiempo permanece constante (ecuación 1.38):

$$\frac{\delta p}{\delta t} = \text{constante} \quad (\text{ec. 1.38})$$

Como se observa en la figura 1.11 la distribución de presión y gasto para un sistema pseudoestacionario, el gasto del pozo permanece constante a  $t = 0$  donde la presión a través del yacimiento es uniforme a  $P_i$ . Después de un período corto de producción  $t_1$  a gasto constante, únicamente una pequeña parte del yacimiento habrá experimentado una significativa caída de presión y en consecuencia el yacimiento tendrá flujo únicamente fuera de  $r_1$ . Como la producción es a gasto constante el yacimiento eventualmente experimentara una caída de presión mayor mostrada por  $t_2$ , poco después de que el yacimiento haya sido afectado, el cambio de la presión en el tiempo en todo el radio tenderá a un comportamiento uniforme en el yacimiento, de modo que la presión a distintos tiempos será paralela como se observa en las distribuciones al  $t_3$ ,  $t_4$  y  $t_5$ . Esta situación continuará hasta que el yacimiento ya no logre mantener un gasto constante en el pozo, es decir, hasta que

$P_w$  haya alcanzado su límite físico. El flujo pseudoestacionario es un caso especial donde el flujo se estabiliza.

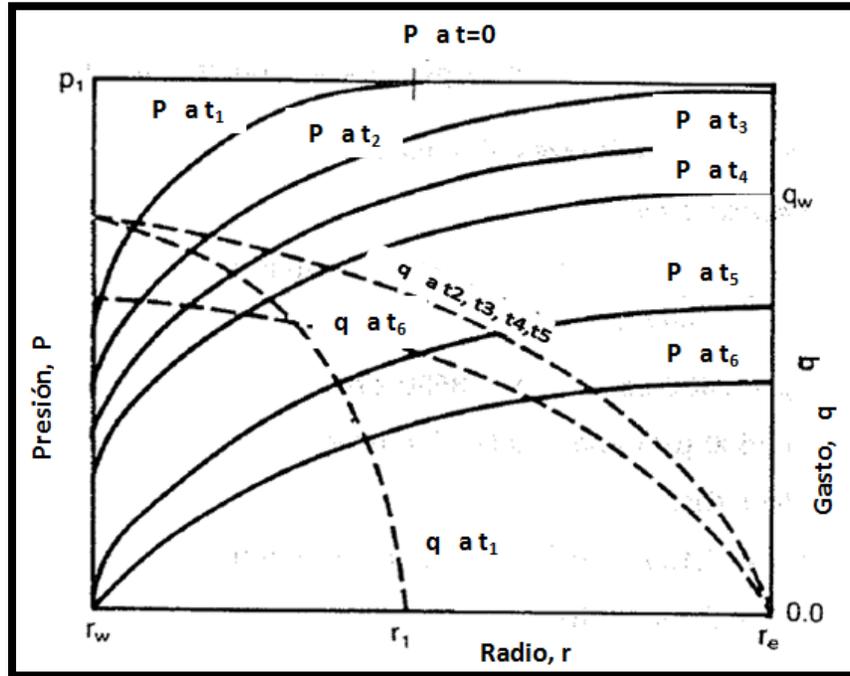


Figura 1.11 Distribución de presión y gasto bajo flujo pseudoestacionario.

### 1.3.4 Ecuaciones de flujo

Las ecuaciones empleadas para modelar el comportamiento del gas en el medio poroso parten de la ecuación de difusión, la cual se puede derivar de la combinación de la ecuación de continuidad, la ley de Darcy y la ecuación de estado. La ecuación de difusión para gas (ecuación 1.39) en términos de las variables presión cuadrada y tiempo, en coordenadas radiales es:

$$\frac{\delta^2 p^2}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p^2}{\delta r} = \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\delta p^2}{\delta t} \quad (\text{ec. 1.39})$$

Esta ecuación puede ser resuelta para la presión en función del gasto y el tiempo, sin embargo, las soluciones y aplicaciones son simplificadas si la ecuación se escribe en sus variables adimensionales, las cuales se incluyen en la tabla 1.6:

Variables adimensionales		
Variable	Símbolo	Definición
Tiempo	$t_D$	$\frac{2.64 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu C_t r^2}$
Radio	$r_D$	$\frac{r}{r_w}$
Gasto	$q_D$	$\frac{1422T q_g Z \mu}{k h p_i^2}$
Presión	$p_D$	$\frac{p^2}{p_i^2 q_D}$
Caída de presión	$\Delta p_D$	$\frac{p_i^2 - p^2}{p_i^2 q_D}$

Tabla 1.6 Variables adimensionales de la Ecuación de Difusión.

Donde:

k = Permeabilidad, md.

t = Tiempo, horas.

$\mu$  = Viscosidad, cp.

$\phi$  = Porosidad, %.

$q_g$  = Gasto de gas, Mpies<sup>3</sup>.

p = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$C_t$  = Compresibilidad, (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>.

r = Radio, pies.

T = Temperatura, °R.

h = espesor, pies.

Por lo tanto la ecuación de difusión en variables adimensionales toma la siguiente forma (ecuación 1.40):

$$\frac{\delta^2 \Delta p_D}{\delta r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\delta \Delta p_D}{\delta r_D} = \frac{\delta \Delta p_D}{\delta t_D} \quad (\text{ec. 1.40})$$

La solución de esta ecuación depende del tipo de yacimiento y de las condiciones de frontera que se presenten.

### 1.3.5 Flujo del yacimiento al pozo

La capacidad que tienen los yacimientos de gas para aportar fluidos al pozo puede ser conocida por medio del análisis del comportamiento de afluencia. Este método nos permitirá predecir los gastos que se tendrán en los pozos a un tiempo determinado o a periodos futuros, y a su vez, en base a tales datos se puede llevar a cabo la optimización de los componentes de sistema de producción (Figura 1.12).

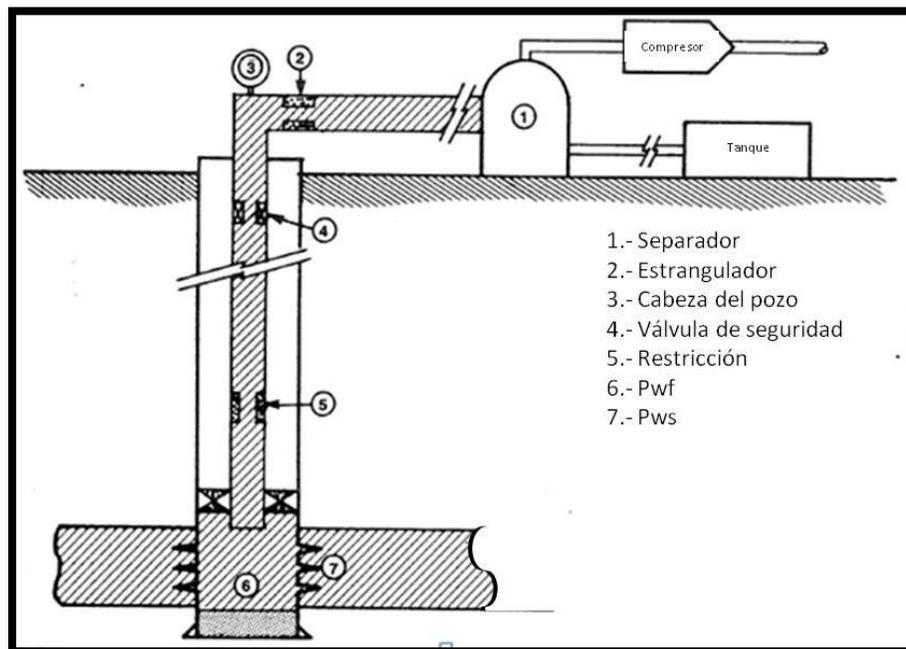


Figura 1.12 Sistema Integral de Producción.

El sistema integral de producción puede ser dividido en tres partes para llevar a cabo su estudio: La primera parte consistirá en la evaluación de flujo del yacimiento al pozo, la segunda será el análisis del fondo del pozo a la cabeza y finalmente se determinará el comportamiento en el equipo superficial.

### *Comportamiento de afluencia*

Como se mencionó al inicio de esta sección, el comportamiento de afluencia nos permite conocer la relación de la presión del fondo del pozo y el gasto por medio de gráficas conocidas como curvas de IPR (Inflow Performance Relationship), ésto nos permite predecir la variación del gasto con respecto a la presión.

La relación de estos dos parámetros fue propuesta por Rawlins y Schellhardt de la siguiente manera (ecuación 1.41):

$$q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (ec. 1.41)$$

Donde:

$q_g$  = Gasto de gas, M pies<sup>3</sup>/día.

$P_{ws}$  = Presión del yacimiento, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{wf}$  = Presión fondo fluyendo, lb/pg<sup>2</sup>.

$C$  = Coeficiente de estabilización, adimensional.

$n$  = Indicador de turbulencia (valores de 0.5 para alta turbulencia y 1 para baja turbulencia), adimensional.

Si se realiza un gráfico de gasto de gas contra  $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$  resultará una línea recta, entonces el valor de  $n$  se puede obtener como la pendiente de dicha recta como se denota en la ecuación 1.42:

$$n = \frac{\log q_2 - \log q_1}{\log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2 - \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1} \quad (ec. 1.42)$$

Así mismo la constante C se calcula mediante las propiedades de flujo radial según la ecuación 1.43:

$$C = \frac{0.0007036kh}{\left[\mu(T + 460)Z \ln \frac{r_e}{r_w}\right]} \quad (ec. 1.43)$$

Para construir la curva de IPR se toman diversos valores de  $P_{wf}$  dependiendo del valor de  $P_{ws}$ , los cuales se sustituirán en la ecuación 1.44 obteniendo diversos valores de  $q_g$ , en el gráfico se colocará en el eje de las abscisas los valores de gasto y en el eje de las ordenadas la presión. Graficar los gastos obtenidos resulta como se muestra en la figura 1.13:



Figura 1.13 Comportamiento de afluencia ( $q$  vs  $P$ ).

Un valor importante que se conocerá por medio de este método es el gasto máximo que se producirá.

Predecir el comportamiento de afluencia de los pozos a tiempos posteriores cuando  $P_{ws}$  ha disminuido, es posible a través de curvas de IPR futuras. La oportuna predicción del comportamiento de afluencia dará las herramientas suficientes a los ingenieros para planear cambios en el sistema con el fin de maximizar la vida productiva del pozo. Uno de los métodos disponibles en la literatura es el de Mishra y Caudle, quienes presentan una ecuación empírica, para dicha predicción. El método para las IPR futuras es sencillo, el primer paso consiste en calcular el  $q_g$  y el  $q_{gmax}$  como se describió para condiciones presentes, y después se aplicará la ecuación 1.44:

$$q_g = \frac{5}{3} \left( 1 - 0.4 \frac{P_{wff}}{P_{wfp}} \right) (q_{gmaxp}) \quad (ec. 1.44)$$

Donde:

$q_{gmaxp}$  = Gasto de gas máximo a condiciones presentes, M pies<sup>3</sup>/día.

$P_{wff}$  = Presión de fondo fluyendo a condiciones futuras, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{wfp}$  = Presión de fondo fluyendo a condiciones presentes, lb/pg<sup>2</sup>.

Finalmente se llevará a cabo el gráfico siguiendo el procedimiento descrito para IPR presentes variando en esta ocasión la  $P_{wf}$ .

### **Pruebas de potencial o capacidad**

En campo los parámetros  $P_{ws}$  y  $q$  son conocidos mediante pruebas de potencial. Existen varios tipos de estas pruebas pero las más comunes son: pruebas de potencial convencionales, pruebas Isocronales y pruebas Isocronales modificadas, las cuales se elegirán de acuerdo al tiempo de estabilización disponible.

Las pruebas de potencial son tomadas bajo condiciones de flujo abierto con el fin de determinar la capacidad productiva del pozo. Este pozo será abierto a un diámetro particular y se esperará hasta que la presión de fondo ( $P_{wf}$ ) se estabilice, esto puede requerir un tiempo considerable dependiendo de la permeabilidad del yacimiento, se considera que el pozo ha alcanzado este estado cuando la presión no cambia en un período de 15 minutos. Ya estabilizado el pozo se procederá a medir el gasto ( $q_g$ ) y la presión de fondo, después se cambiará el gasto modificando el diámetro y se repetirán las mediciones de gasto y presión con al menos cuatro cambios. En la figura 1.14 se muestra una prueba de potencial convencional.

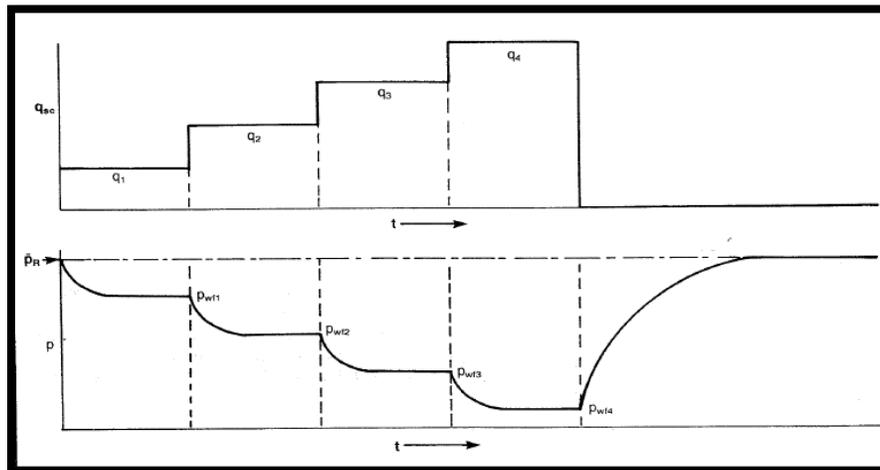


Figura 1.14 Prueba de potencial convencional.

La presión se puede medir empleando un registrador de fondo o se pueden obtener a través de los datos medidos en superficie.

Las pruebas Isocronales tienen como objetivo obtener datos de presión para crear una curva de capacidad generando una onda de presión que se propague en el yacimiento, la distancia que recorrerá es conocida como radio de investigación. Esta prueba consiste en cerrar el pozo para obtener una  $P_{wf}$  estable, posteriormente se hace fluir el pozo por un diámetro establecido hasta un tiempo

determinado, en estas condiciones se procede a registrar la presión y el gasto. Ya que las primeras lecturas fueron registradas se debe cerrar el pozo, y repetir el procedimiento con un diámetro mayor. Estos pasos se deben llevar a cabo al menos unas 4 veces y finalmente se graficará lo obtenido de la siguiente manera (Figura 1.15).

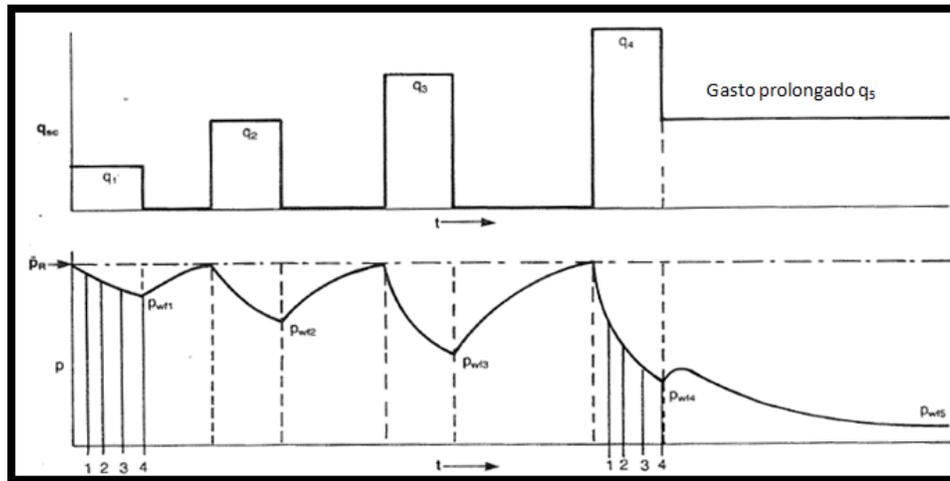


Figura 1.15 Prueba Isocronal.

Existen también pruebas Isocronales modificadas, las cuales obtienen la misma información pero los largos periodos de tiempo ya no son necesarios, debido a que en estas se toman presiones de cierre inestables con el fin de calcular la diferencia de la relación de presiones para el próximo gasto.

En la literatura se mencionan varios métodos para el análisis de las Pruebas de Potencial, Isocronales e Isocronales modificadas, los métodos usados con mayor frecuencia son el clásico y el teórico. Estos métodos por lo general consisten en crear gráficos de determinadas parámetros contra el gasto de gas.

## I.4 Flujo De Gas En Tuberías <sup>10, 12, 13, 15, 16, 17</sup>

Una vez que se ha revisado el flujo que hay del yacimiento al fondo del pozo, lo siguiente es comprender el flujo del fondo a la cabeza del pozo y de la cabeza al equipo superficial; para ello se tendrá que recurrir a fundamentos de flujo de gas en tuberías.

### 1.4.1 Flujo de fluidos

El flujo de cualquier fluido a través de una tubería sin calor en la entrada o salida, puede ser considerado isotérmico y adiabático. Por lo tanto se pueden combinar la Primera y la Segunda Ley de la Termodinámica, teniendo así como resultado la ecuación 1.45:

$$\int VdP + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} = -w_f - w \quad \text{ec. (1.45)}$$

Donde:

$V$  = Volumen específico del fluido, pie<sup>3</sup>/seg.

$P$  = Presión del fluido, lb<sub>f</sub>/pie<sup>2</sup>.

$\Delta h$ . = Cambio de elevación del fluido, pies.

$\Delta v$  = Cambio de velocidad en el fluido, pie/seg.

$w_f$  = Pérdida de trabajo debido a la fricción, lb<sub>f</sub>-pie/lb<sub>m</sub>.

$w$  = Trabajo hecho por el sistema, lb<sub>f</sub>-pie/lb<sub>m</sub>.

$g$  = Fuerza gravitacional, pie/seg<sup>2</sup>.

$g_c$  = Constante de conversión masa-fuerza, lb<sub>m</sub>-pie/ lb<sub>f</sub>/seg<sup>2</sup>.

Considerando las pérdidas de energía por trabajo externo despreciables y multiplicando la ecuación por  $\rho/\Delta L$ , se tiene la ecuación 1.46:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} + \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0 \quad (ec. 1.46)$$

Si consideramos la caída de presión positiva en la dirección del flujo se tiene la ecuación 1.47:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (ec. 1.47)$$

Donde:

$\rho g\Delta h/(g_c \Delta L)$  =Pérdidas de presión por elevación.

$\rho (\Delta v^2)/(2g_c \Delta L)$ =Pérdidas de presión por aceleración.

$\rho (\Delta W_f)/\Delta L$ =Pérdidas de presión por fricción.

Su representación final es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (ec. 1.48)$$

La ecuación 1.48 representa las pérdidas de presión que existen en las tuberías por elevación, aceleración y fricción. Para determinar el valor cuantitativo de cada una de ellas pueden utilizar distintos métodos.

### 1.4.2 Pérdidas de presión debido a la fricción

Para efectuar el cálculo de las pérdidas de presión debido a la fricción se han desarrollado métodos experimentales, en los cuales se basaron las fórmulas utilizadas. Algunas de ellas son la ecuación de Darcy y la ecuación de Fanning.

**Ecuación de Darcy**

Darcy, Weisbach y colaboradores en 1857 dedujeron experimentalmente la ecuación 1.49 en unidades consistentes.

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{fv^2L}{2g_c d} \quad (ec. 1.49)$$

Donde:

$(dp/dL)_f$  = Caída de presión debido a la fricción, lb/pg<sup>2</sup>/pie.

$f$  = Factor de fricción, adimensional.

$v$  = Velocidad, pie/seg.

$L$  = Longitud, pie.

$g_c$  = Constante de conversión masa-fuerza, lb<sub>m</sub>-pie/ lb<sub>f</sub>/seg<sup>2</sup>.

$d$  = Diámetro, pg.

**Ecuación de Fanning**

Posteriormente Fanning formuló otra ecuación en la cual utilizaba el radio hidráulico en lugar del diámetro de la tubería y obtuvo valores cuatro veces menores a los de Darcy. La ecuación 1.50 es:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c R_h} \quad (ec. 1.50)$$

Donde  $R_h$  es el radio hidráulico, es decir, el área de la sección transversal entre el perímetro mojado representado por la ecuación 1.51:

$$R_h = \frac{\pi d^2 / 4}{\pi d} = \frac{d}{4} \quad (ec. 1.51)$$

Por lo tanto, se obtiene la ecuación 1.52:

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_f = \frac{2f\rho v^2}{g_c d} \quad (ec. 1.52)$$

Donde:

$(dp/dL)_f$  = Caída de presión debido a la fricción lb/pg<sup>2</sup>/pie.

$f$  = Factor de fricción, adimensional.

$v$  = Velocidad, pie/seg.

$\rho$  = Densidad, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$g_c$  = Constante de conversión masa-fuerza, lb<sub>m</sub>-pie/ lb<sub>f</sub>/seg<sup>2</sup>.

$d$  = Diámetro, pg.

### Evaluación del Factor de fricción

El valor del factor de fricción ( $f$ ) está en función de la rugosidad de la tubería ( $\varepsilon$ ) y del número de Reynolds ( $N_{RE}$ ).

### Número de Reynolds

El grupo adimensional de Reynolds también conocido como número de Reynolds se presenta en la ecuación 1.53 como una relación de las fuerzas de un fluido y las fuerzas de la viscosidad de corte.

$$N_{RE} = \frac{dv\rho}{\mu} \quad (ec. 1.53)$$

Para que el número de Reynolds sea adimensional sus variables tienen que tener unidades consistentes. Las unidades más comunes son:

Donde:

$d$  = Diámetro interno, m.

$v$  = Velocidad, m/s.

$\rho$  = Densidad, kg/m<sup>3</sup>.

$\mu$  = Viscosidad, kg/m\*s.

$P$  = Presión, Pa.

$m$  = Masa, kg.

$q$  = Gasto volumétrico, m<sup>3</sup>/s.

### Rugosidad

La rugosidad ( $\varepsilon$ ) de una tubería, es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción.

Dicho valor se obtiene a partir de la relación del área con respecto a la longitud de superficie de contacto con el fluido, de acuerdo a las siguientes condiciones de prueba:

- Mantener constante el gasto.
- La  $P$  y  $T$  constantes a la entrada y salida del ducto de la prueba.
- Todas las propiedades del fluido son constantes.

- Relación directa entre la longitud y la rugosidad por medio de la ecuación 1.54.

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta p_i}{\sum_{i=1}^n \Delta \left( \frac{p_i}{A_i} \right) L_i} \quad (ec. 1.54)$$

Los valores más utilizados en la industria se presentan en la Tabla 1.7:

Tubería	$\varepsilon(\mu\text{g})$
Estriada	0.00006
Producción o Perforación	0.0006
Escurrecimiento	0.0007
Galvanizada	0.006

Tabla 1.7 Valores de Rugosidad para tuberías comerciales.

Para poder determinar el valor de  $f$  es importante conocer el régimen de flujo del fluido. Es flujo laminar si  $N_{RE} < 2300$  y flujo turbulento si  $N_{RE} > 3100$ .

Si se trata de un flujo laminar monofásico el factor de fricción depende solamente del número de Reynolds, y está dado por la ecuación 1.55:

$$f = \frac{64}{N_{RE}} \quad (ec. 1.55)$$

Y si se trata de un flujo turbulento, Colebrook y White proponen la ecuación 1.56:

$$f = \left[ -2 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.71 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{RE}} \right) \right]^{-2} \quad (ec. 1.56)$$

En este caso  $f$  necesita de un proceso iterativo; basándose en dicha ecuación, Moody diseñó un diagrama con valores de rugosidad de tuberías comerciales.

## Diagrama de Moody

El diagrama de Moody utiliza la rugosidad y el número de Reynolds para evaluar el factor de fricción  $f$ .

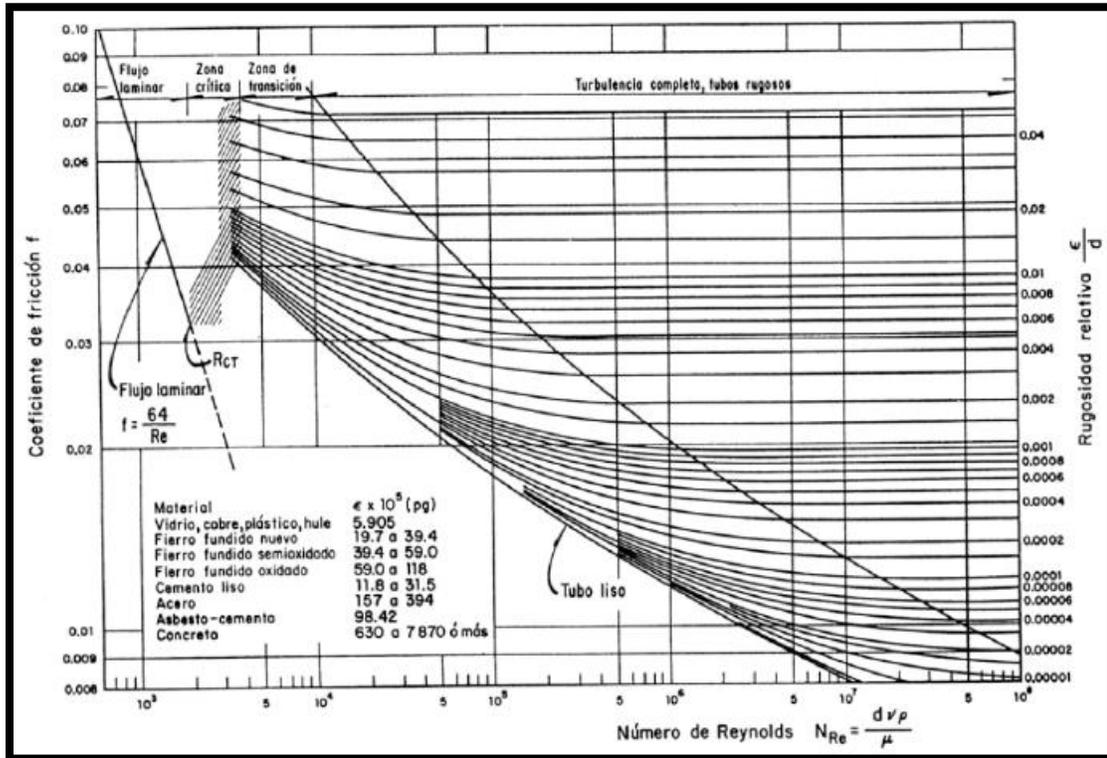


Figura 1.16 Diagrama de Moody.

De acuerdo al diagrama de Moody, mostrado en la Figura 1.16, se puede ver:

1. Para  $N_{RE} < 2300$  (flujo laminar)  $f$  depende exclusivamente del número de Reynolds.
2. A partir de  $N_{RE}=3100$  se inicia la zona de transición. Dentro de ésta,  $f$  depende tanto de  $N_{RE}$  como de la rugosidad relativa ( $\epsilon/d$ ).
3. La zona turbulenta se inicia a diferentes valores de  $N_{RE}$ , dependiendo del valor de  $\epsilon/d$ . En esta zona  $f$  es independiente de  $N_{RE}$  y varía únicamente con

la rugosidad relativa, el valor de  $f$  puede obtenerse, para flujo turbulento, con la ecuación 1.57:

$$f = \left[ -2 \log \left( \frac{g}{3.71 d} \right) \right]^{-2} \quad (ec. 1.57)$$

4. Cuando el flujo es crítico ( $2300 < N_{RE} < 3100$ ) el factor de fricción se puede aproximar con la ecuación 1.58:

$$f = \frac{N_{RE} - 2300}{2300} \left[ \frac{1.3521}{\left( 2.3026 \log \left( \frac{\varepsilon}{3.71} + \frac{2.514}{3100 \sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032 \quad (ec. 1.58)$$

Es importante señalar que esta correlación solo aplica para fluidos newtonianos. El gas es considerado un fluido *newtoniano*.

### Correlación de Fanning

En el flujo de fluidos newtonianos el diagrama de Moody es una excelente correlación si se puede estimar la rugosidad. Desafortunadamente, no se sabe los cambios que sufrirá con el tiempo. Inicialmente la tubería puede contener una rugosidad milimétrica de su fabricación. Después con el uso, esa escala milimétrica puede ser removida por acción de líquidos y la pared de la tubería se convierte uniforme. Con uso continuo, la erosión/corrosión puede llegar a incrementar la rugosidad.

La figura 1.17 representa el diagrama de Fanning el cual está basado en pruebas de campo. Conforme el diámetro incrementa, la rugosidad tiene menor efecto.

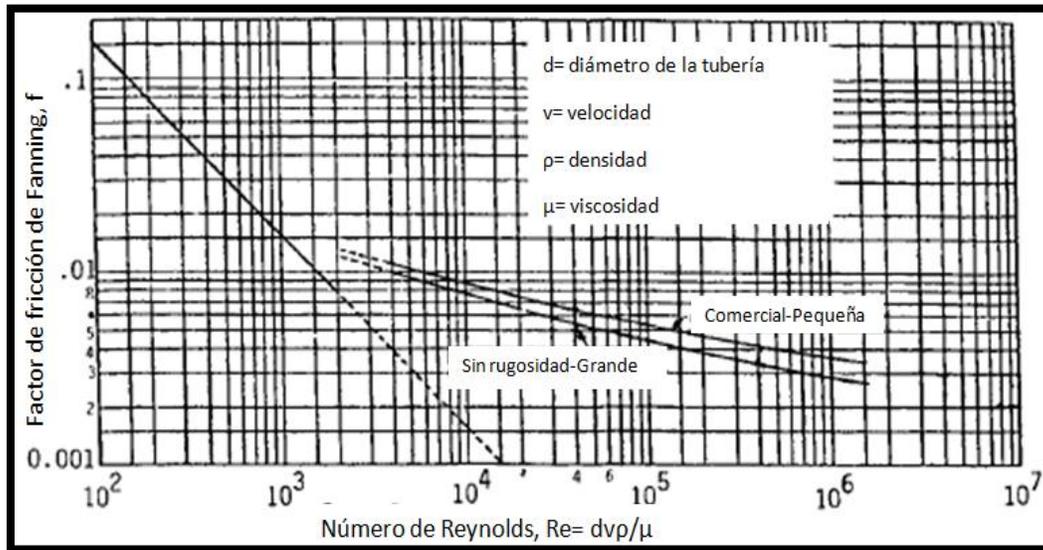


Figura 1.17 Diagrama de Fanning.

Las ecuaciones de las tres líneas de la figura 1.17 están representadas linealmente por las siguientes ecuaciones:

$$N_{RE} < 2000, \quad f = 16/N_{RE}$$

$$N_{RE} > 4000, \quad f = 0.042/N_{RE}^{0.194} \quad \text{Tubería grande } > 20 \text{ cm [8 pg]}$$

$$N_{RE} > 4000, \quad f = 0.042/N_{RE}^{0.172} \quad \text{Tubería pequeña } \leq 20 \text{ cm [8 pg]}$$

Tanto el diagrama de Moody como el diagrama de Fanning han servido por años para la evaluación del factor de fricción. Sin embargo, cuando se quiere programar es más conveniente el uso de ecuaciones; *Churchill y Usagi* han propuesto una ecuación simple (ecuación 1.59) para reemplazar los diagramas:

$$f = 2 \left[ \left( \frac{8}{N_{RE}} \right)^{12} + \frac{1}{(c_1 + c_2)^{1.5}} \right]^{0.0833} \quad (\text{ec. 1.59})$$

Donde:

$$c_1 = \{ 2.457 \ln [(1/(7/N_{RE})^{0.9}) + 0.27(\varepsilon/d)] \}^{16}$$

$$c_2 = (37530/N_{RE})^{16}$$

Para el flujo de un fluido incompresible en una sección de la tubería donde no existe trabajo, entonces la ecuación 1.45 puede ser reescrita como la ecuación 1.60:

$$\Delta P = (P_2 - P_1) = \left( -\frac{2fLv^2\rho}{g_c d} \right) - \rho \Delta h \left( \frac{g}{g_c} \right) \quad (ec. 1.60)$$

Es más conveniente expresar el gasto de flujo en términos volumétricos o de masa que en términos de velocidad. La  $v^2$  de la ecuación anterior puede ser sustituida por la ecuación 1.61:

$$v^2 = \frac{q^2}{(0.785)^2 d^4} = \frac{m^2}{\rho^2 (0.785)^2 d^4} \quad (ec. 1.61)$$

### 1.4.3 Flujo de gas

Las ecuaciones fundamentales termodinámicas utilizadas para flujo de fluidos también pueden ser utilizadas para flujo de gas. Es conveniente manipular la ecuación 1.45 con algunas suposiciones:

1. No hay trabajo externo hecho por el sistema  $w=0$ .
2. Que el flujo es isotérmico.
3. Que los cambios en la elevación en una tubería larga son despreciables  $h=0$ .
4. El flujo es en estado estacionario.
5. Se toma como  $w_s$  la ecuación de Fanning.

Entonces con dadas suposiciones permiten reescribir la ecuación 1.47 como:

$$\int V dp = -\frac{2fLv^2}{g_c d} \quad (ec. 1.62)$$

Para evaluar la integral se asume que:

$$v = \frac{nRTz_m}{P}$$

Donde  $z_m$  no está en función de la presión sobre el rango de integración. Entonces sustituyendo  $v$  en la integral, se tiene la ecuación 1.63:

$$q_{sc} = K \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right] \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^5}{f\gamma L T_m z_m} \right]^{0.5} \quad (ec. 1.63)$$

Todas las suposiciones que se presentaron arriba son satisfactorias en longitudes comunes de tuberías. Sin embargo, esas ecuaciones derivadas en su forma usual contienen un factor de eficiencia  $E$  para corregir esas inexactitudes. Tal como lo muestra la tabla 1.8. Las suposiciones de flujo isotérmico tienen un pequeño efecto al final, el cual puede ser proveniente por la suposición de condiciones adiabáticas, el extremo opuesto.

El uso de una compresibilidad media  $z_m$  es conveniente. Esta puede ser determinada con la presión promedio  $P_m$  la cual puede ser determinada con la ecuación 1.64:

$$P_m = \frac{2}{3} \left[ \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right] = \frac{2}{3} \left[ (P_1 + P_2) - \left( \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right) \right] \quad (ec. 1.64)$$

Donde  $P_1$  y  $P_2$  están en la entrada y salida de presiones absolutas, respectivamente. La temperatura media puede calcularse a partir de la ecuación 1.65:

$$T_m = \left[ \frac{T_1 - T_2}{\ln \left( \frac{T_1 - T_g}{T_2 - T_g} \right)} \right] + T_g \quad (ec. 1.65)$$

Donde:

$T_g$ .- temperatura de los alrededores de la tubería.

	Métrico	Inglés
<b>Básica</b> $q_{sc} = K \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.0000} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^5}{f\gamma L T_m z_m} \right]^{0.5} * E$	$K = 5.62 \times 10^5$	$K = 38.774$
<b>Weymouth</b> $q_{sc} = K \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.0000} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^{5.333}}{\gamma L T_m z_m} \right]^{0.5} * E$	$K = 1.162 \times 10^7$ $f = \frac{0.00235}{d^{0.33}}$	$K = 433.49$ $f = \frac{0.008}{d^{0.33}}$
<b>Panhandle A</b> $q_{sc} = K \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.0788} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^{4.854}}{\gamma^{0.8541} L T_m z_m} \right]^{0.5394} * E$	$K = 1.198 \times 10^7$ $f = \frac{0.0189}{(q\gamma/d)^{0.1461}}$	$K = 435.87$ $f = \frac{0.0192}{(q\gamma/d)^{0.1461}}$
<b>Panhandle B</b> $q_{sc} = K \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.02} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^{4.961}}{\gamma^{0.961} L T_m z_m} \right]^{0.51} * E$	$K = 1.264 \times 10^7$ $f = \frac{0.0189}{(q\gamma/d)^{0.03922}}$	$K = 737$ $f = \frac{0.00359}{(q\gamma/d)^{0.03922}}$
<b>AGA</b> $q_{sc} = K \left[ \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right]^{1.000} \left[ \frac{(P_1^2 - P_2^2)d^5}{\gamma L T_m z_m} \right]^{0.5} * F_t$	$K = 5.622 \times 10^5$	$K = 38.774$
	Parcialmente turbulento	Totalmente turbulento
	$F_t = F_f \sqrt{1/f_{SPL}}$ $= F_f \left[ 4 \log \left( \frac{Re}{\sqrt{1/f}} \right) - 0.6 \right]$	$F_t = 4 \log(3.74d/\epsilon)$

Tabla 1.8 Resumen de ecuaciones para flujo de gas.

Donde:

$q_{sc}$  = Gasto a  $T_{sc}$  y  $P_{sc}$  , pies<sup>3</sup>/día.

$P$  = Presión absoluta, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{sc}$  = Presión a condiciones estándar, lb/pg<sup>2</sup>.

$T_m$  = Temperatura promedio absoluta, °R.

$T_{sc}$  = Temperatura a condiciones estándar, °R.

$d$  = Diámetro interior de la tubería, pg.

$L$  = Longitud de la tubería, pg.

$\varepsilon$  = Rugosidad de la tubería, pg.

$\gamma$  = Densidad relativa del gas, adimensional.

$z_m$  = Factor de compresibilidad medio, adimensional.

$f$  = Factor de fricción de Fanning, adimensional.

$E$  = Eficiencia de la tubería, adimensional.

$Re$  = Número de Reynolds, adimensional.

$\sqrt{1/f}$  = Factor de transmisión, adimensional.

$F_f$  = Factor de arrastre, adimensional.

La Tabla 1.8 resume las ecuaciones estándar derivadas de la ecuación de flujo basada en la ecuación general de energía. La ecuación Básica contiene el factor de fricción  $f$ . Las ecuaciones de Weymouth, Panhandle A y Panhandle B son la misma ecuación que la Básica sólo que usando correlaciones para el factor de fricción mostradas. La ecuación de Weymouth asume que  $f$  solo depende del diámetro de la tubería, las ecuaciones de Panhandle usan diferentes correlaciones

para  $f$  como función del gasto de gas, densidad relativa y diámetro de la tubería. Mientras que la ecuación AGA usa ecuaciones de  $f$  mostradas en la tabla 1.8.

El uso del factor de transmisión  $(1/f)^{1/2}$  es común en transmisión de gas. El cual está en función de  $N_{RE}$ . La figura 1.18 muestra la comparación de este factor para diferentes ecuaciones. La ecuación de Weymouth es una línea horizontal para un flujo totalmente turbulento. La línea de la ley de la tubería uniforme (sin rugosidad) y la ecuación de Panhandle A son paralelas a la ecuación de AGA para flujo parcialmente turbulento. La ecuación de AGA para flujo totalmente turbulento es una serie de líneas horizontales dependientes de la rugosidad de la tubería.

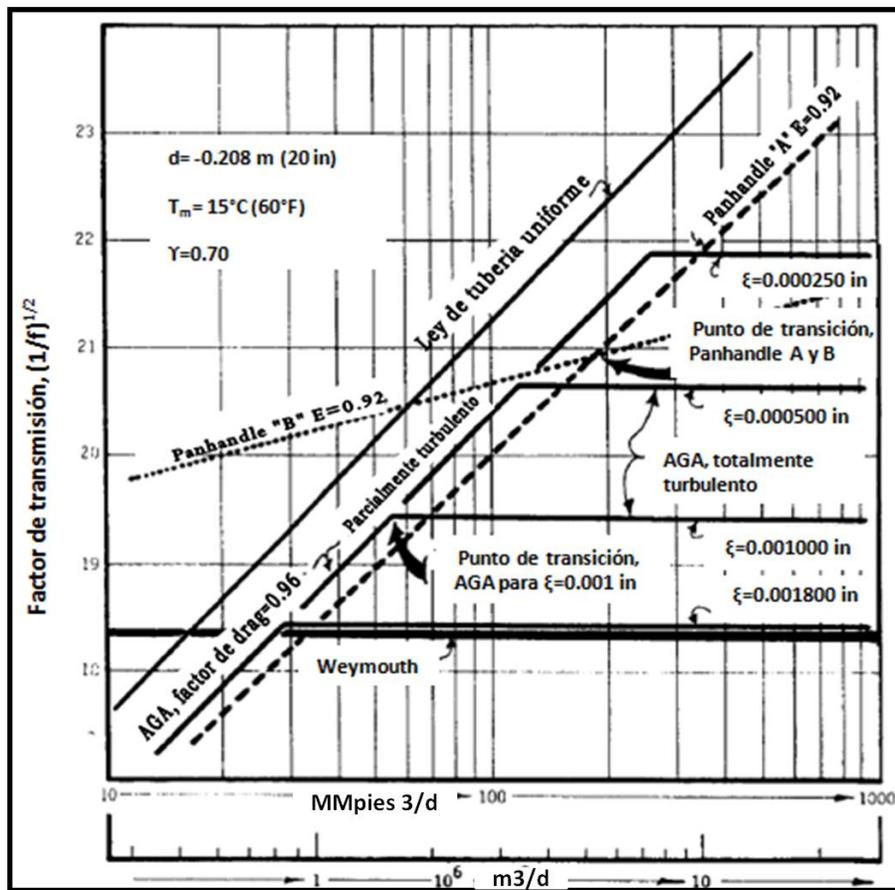


Figura 1.18 Comparación del factor de transmisión.

### *Medición de flujo de gas*

Conocer la medición de flujo de gas es necesario debido a que se emplea para los cálculos de ingeniería de yacimientos, en el diseño de instalaciones y en la venta de gas.

Dichas mediciones se puede llevar a cabo mediante una amplia variedad de tecnologías disponibles en la industria, las cuales han sido agrupadas en dos grandes categorías:

- Medidores de rapidez de circulación: Estos tipo de medidores entregan en forma directa la velocidad del gas, y al conocer la sección transversal a través de la cual se fluye los caudales pueden ser calculados. Algunos dispositivos son los electromagnéticos, laminares, térmicos, de efecto Doppler, de cambio de velocidad, etc.
- Medidores de cantidad. Este tipo de dispositivos miden los caudales directamente, ya que consideran el tiempo de flujo. Los tipos más comunes son los de vórtice y los de desplazamiento positivo.

Actualmente el medidor más usado para las mediciones de gas natural es el de placa de orificio, debido a que los datos que arroja son precisos (bajo nivel de incertidumbre), simples y considerablemente económicos.

El principio de operación de este dispositivo consiste en medir los cambios de presión que se originan cuando el gas pasa a través de él.

#### **1.4.4 Flujo multifásico (Gas-Líquido)**

Todos los modelos se basan en principios de termodinámica. Así que los métodos deben estar limitados por el tamaño de tubería, características del fluido,

condiciones de flujo y geometría, y la relación gas-líquido utilizadas para determinar una correlación dada.

Por ejemplo, algunas correlaciones han estado basadas en datos de diámetros pequeños, tuberías horizontales; y su aplicación a tuberías de diámetro grande con inclinación hacia arriba o hacia abajo es limitada. La tabla 1.9 indica el rango de datos tomados de algunas de las más populares correlaciones:

CORRELACIÓN	AÑO	BASES	TAMAÑO DE TUBERÍA	FLUIDOS
<i>Flujo vertical</i>				
Duns and Ross	1961	Datos de laboratorio y campo	Rango extenso	Aceite, gas y aguas
Angel-Welchon-Ross	1964	Datos de campo	Diámetros grandes	Gas y agua
Hagedorn-Brown	1965	Datos de laboratorio y campo	1pg-4pg	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificaciones de otros métodos	Rango extenso	Aceite, gas y agua
Azis-Govier	1972	Datos de laboratorio y campo	Rango extenso	Aceite, gas y agua
Beggs-Brill	1973	Datos de laboratorio	1pg-5pg	Gas y agua
Gray	1074	Datos de campo	<3.5 pg	Gas condensado
<i>Flujo horizontal</i>				
Lockhart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0586 pg-1.1017 pg	
Eaton	1966	Datos de laboratorio y campo	2 pg-4pg	
Dukler	1969	Datos y análisis similares	Rango extenso	Aceite, gas y agua
<i>Flujo inclinado</i>				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5 pg	Keroseno, aceite y gas

Tabla 1.9 Información experimental para correlaciones de caídas de presión.

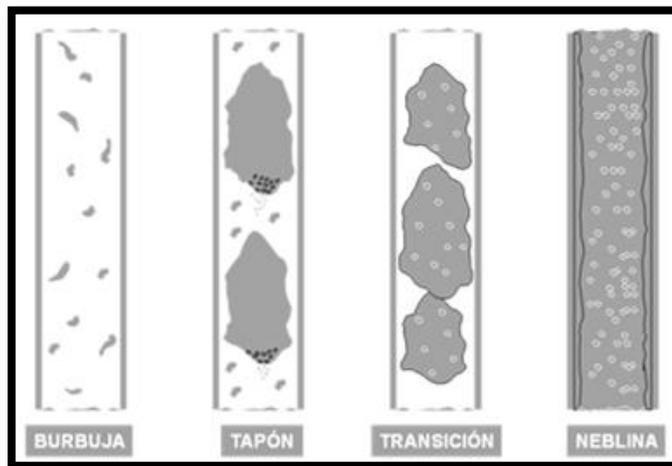
Para entender los efectos de los líquidos en un pozo de gas, debemos entender cómo interactúan líquido y gas bajo condiciones de flujo.

### *Patrones de flujo vertical*

El flujo multifásico en una tubería vertical está representado por cuatro regímenes de flujo básicos, tal como se muestra en la figura 1.19.

Un régimen de flujo se determina por la velocidad del gas y líquido y el valor relativo de gas y líquido en un punto dado en la corriente del flujo.

En algún tiempo dado en la historia del pozo, uno o más de estos regímenes se presentan.



*Figura 1.19 Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical.*

- **Flujo burbuja:** la tubería de producción está casi completamente llena de líquido. El gas libre está presente en pequeñas burbujas, subiendo en el líquido.
- **Flujo tapón:** las burbujas de gas se expanden, se elevan y juntan dentro de largas burbujas, tipo baches. La fase líquida es aún la fase continua. La película líquida alrededor de los baches pueden bajar. Tanto la fase líquida como la gaseosa afectan el gradiente de presión.

- **Transición:** los cambios de flujo de líquido continuo a fase de gas continúa. Algunos líquidos pueden ser atrapados como gotas en el gas. El gas domina el gradiente de presión. Pero el líquido es aún significativo.
- **Flujo niebla:** la fase gaseosa es continua y más líquido está atrapado en el gas como niebla. La pared de la tubería está cubierta con una delgada película de líquido, pero el gradiente de presión es determinado primordialmente del flujo de gas.

Un pozo de gas puede tener alguno o todos estos regímenes de flujo durante su vida productiva. La figura 1.20 muestra la progresión típica de un pozo de gas de producción inicial hasta el final de su vida.

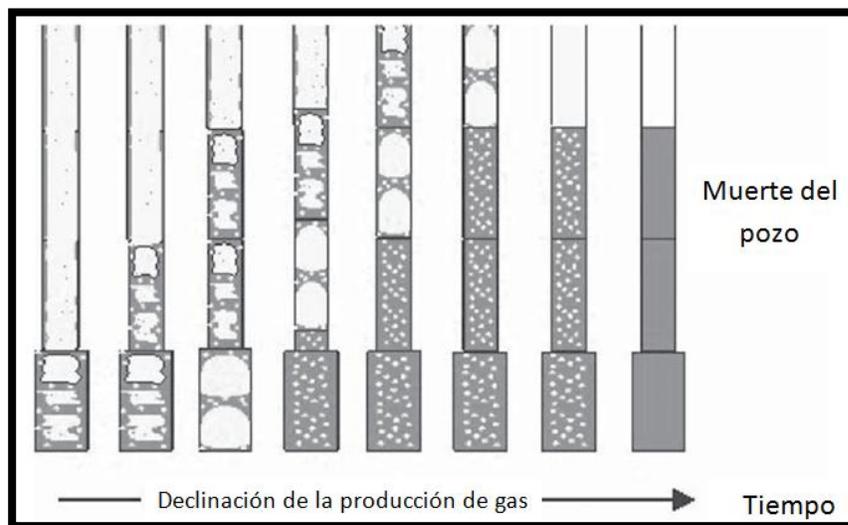


Figura 1.20 Historia de vida de un pozo de gas.

Inicialmente el pozo puede tener un alto gasto de gas, entonces el régimen de flujo es flujo niebla en la tubería pero puede ser en burbuja, transición o flujo bache del final de la tubería a los disparos. Así como el tiempo incrementa también la producción declina, los regímenes de flujo de los disparos a la superficie

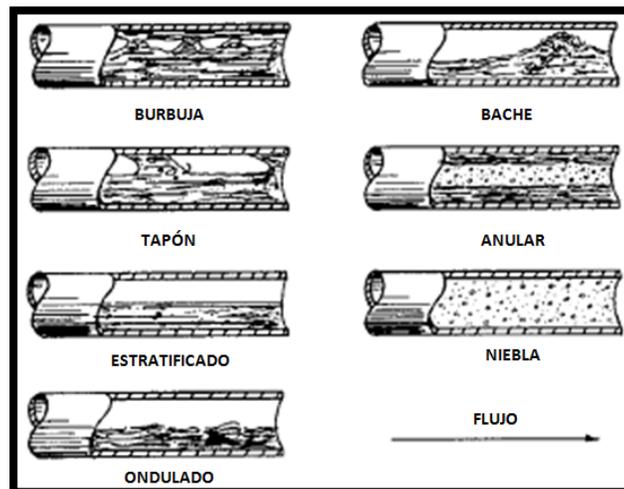
cambiarán dependiendo el decremento de la velocidad del gas. La producción de líquido también puede incrementar cuando la del gas declina.

El flujo en la superficie permanecerá en flujo niebla hasta que las condiciones cambien suficientemente en la superficie para forzar el régimen de flujo transición. En este punto la producción del pozo se convierte en algo incierto, progresando a flujo bache así como la producción de gas declina.

Finalmente, la inestabilidad del flujo tapón en la superficie pasará a estabilizarse, esto ocurre cuando la producción de gas está también bajo carga de líquidos en la superficie. Si no se hace una acción correctiva el pozo seguirá declinando en producción y podría llegar a dejar de producir.

### *Patrones de flujo horizontal*

La figura 1.21 muestra algunos patrones de flujo horizontal, los cuales son flujo burbuja, tapón, bache, anular, estratificado, niebla y ondulado.



*Figura 1.21 Patrones de flujo para flujo horizontal.*

## Colgamiento

Es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

El término “*resbalamiento*” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las fases. La resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.

Las expresiones establecidas por Mukherjee y Brill se expresan en la ecuación 1.66:

$$H_L = \exp\left[C_1 + C_2 \sin\theta + C_3 \sin^2\theta + C_4 N_{L\mu}^2\right] \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \quad (\text{ec. 1.66})$$

Donde:

$$N_{L\mu} = 0.15726 \mu_L \left( \frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25}$$

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left( \frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}$$

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left( \frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0.25}$$

En la tabla 1.10 aparecen los coeficientes de la ecuación para diferentes patrones de flujo.

Dirección de flujo	Tipo de flujo	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>4</sub>	C <sub>5</sub>	C <sub>6</sub>
Horizontal o ascendente	Todos	-0.38011	0.12988	-0.11979	2.34323	0.47569	0.28866
Descendente	Estratificado	-1.33028	4.80814	4.17158	2.34323	0.07995	0.50489
Descendente	Otros	-0.51664	0.78981	0.55163	15.51921	0.37177	0.39395

Tabla 1.10 Coeficientes de Mukherjee y Brill para diferentes patrones de flujo.

### Flujo multifásico horizontal

La palabra "horizontal" simplemente significa que la longitud de la tubería es mucho mayor que el cambio de elevación. Algunos aspectos del flujo vertical ocurren simultáneamente con el flujo horizontal.

La Figura 1.22 nos representa una línea típica donde la magnitud de las porciones cuesta arriba y cuesta abajo han sido obtenidas por medición. Cada cambio de elevación entre (1) y (2) afectan las consideraciones principales.

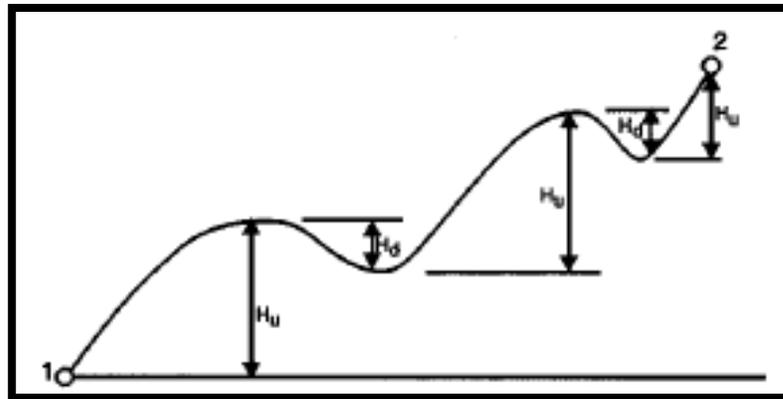


Figura 1.22 Elevación de flujo inclinado.

Si la energía del líquido es insuficiente para llegar a la siguiente "cresta" el líquido se acumulará, como se muestra en la figura 1.23.

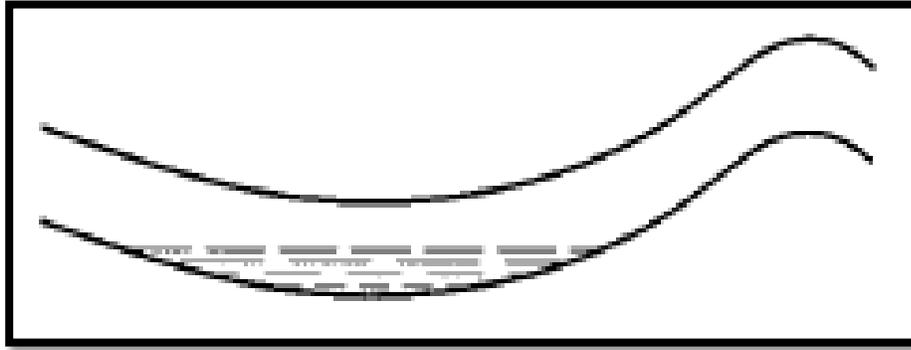


Figura 1.23 Líquido atrapado en crestas hacia abajo.

Esto representa un uso ineficiente de la energía de presión. Se toma energía para llevar hacia arriba el líquido y el proceso de bombeo es relativamente ineficiente. Ambos contribuyen a la pérdida excesiva de presión.

### Correlaciones básicas

Todas las correlaciones están en forma de la ecuación de balance de materia y la ecuación de la continuidad, conteniendo términos de elevación, efectos de fricción y aceleración las cuales varían con el régimen de flujo. Por lo cual es muy común escribir una ecuación diferente para cada régimen de flujo.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_T = \left(\frac{f_{tp}\rho_{tp}v_{tp}^2}{2g_c d}\right)_{fricción} + \left(\frac{g\rho_{tp}sen\theta}{g_c}\right)_{elevación} \quad (ec. 1.67)$$

La ecuación 1.67 incluye algunas suposiciones:

- Estado estacionario.
- No hay bombas ni compresores en el sistema.
- Adiabático.

Con esas limitaciones, la ecuación 1.67 representa la base para los cálculos de más fluidos.

La complejidad de las soluciones ha incrementado con lo que se han desarrollado correlaciones. La variedad de correlaciones que por el momento existen pueden situarse en tres clases generales:

#### Clase 1

- a) No se considera resbalamiento entre las fases.
- b) La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos; corregidos por presión y temperatura.
- c) Las pérdidas por fricción y los efectos del colgamiento, se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente.
- d) No se distinguen patrones de flujo.

#### Clase 2

- a) Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases.
- b) El colgamiento puede ser correlacionado por separado.
- c) El factor de fricción está basado en propiedades de composición.
- d) No se toma en cuenta el régimen de flujo.

#### Clase 3

- a) Se considera resbalamiento entre las fases.
- b) La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento.
- c) El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua.
- d) Se distinguen diferentes patrones de flujo.

Hay un grupo de correlaciones comúnmente utilizadas para flujo horizontal. La mejor aproximación es hacer cálculos por métodos los cuales a su vez tienen rangos de aplicación. Uno de esos métodos es el de Flanigan.

**Método de Flanigan**

La contribución de Flanigan en la solución de problemas fue el desarrollar una correlación que involucra el colgamiento en secciones inclinadas cuyo flujo es ascendente, como una función de la velocidad superficial del gas. El ángulo de inclinación del flujo se consideró poco importante, y se usa únicamente la altura en este método. Flanigan se basa en la ecuación de Panhandle A para el flujo del gas, para el cálculo de la caída de presión debido a la fricción.

El colgamiento se calcula a partir de los datos de abatimiento de presión después de calcular la componente de la caída de presión debido a la fricción usando la ecuación de Panhandle A. Así, el colgamiento en la correlación está implícitamente involucrado en la pérdida de presión por fricción predicha por este método. La figura 1.24 muestra la correlación de Flanigan para encontrar el factor de colgamiento.

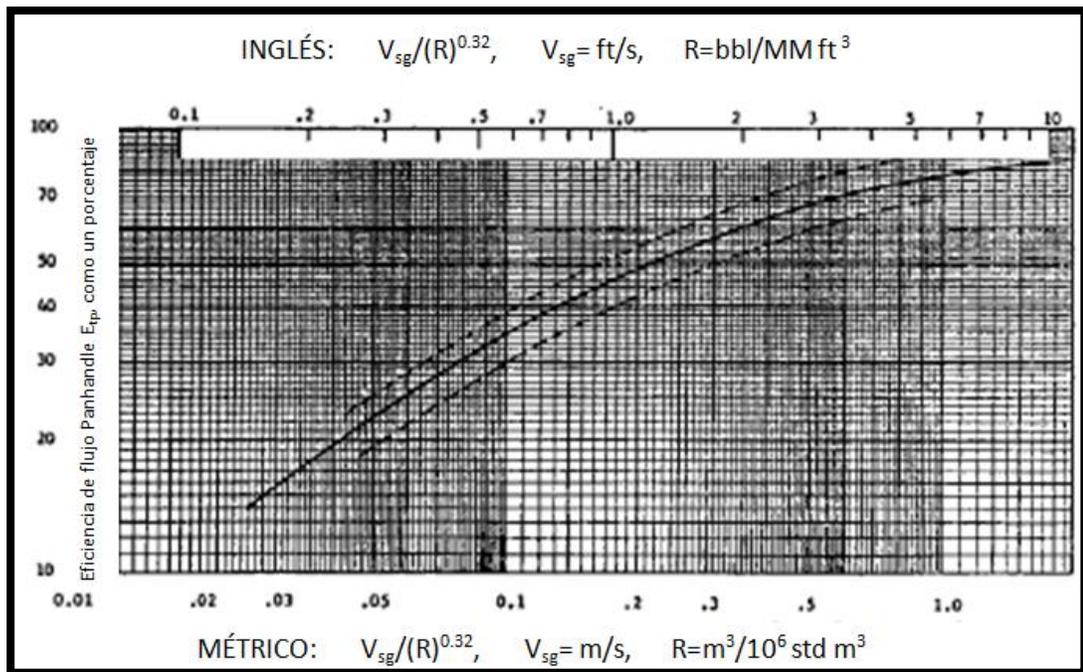


Figura 1.24 Correlación de colgamiento de Flanigan.

### Flujo multifásico vertical

Los principios son los mismos que para el flujo horizontal e inclinado, con excepción de que las fuerzas de gravedad actúan del lado opuesto al flujo. Los patrones de flujo de segregación son diferentes. La Figura 1.25 ilustra el efecto de las variables en el comportamiento del flujo vertical.

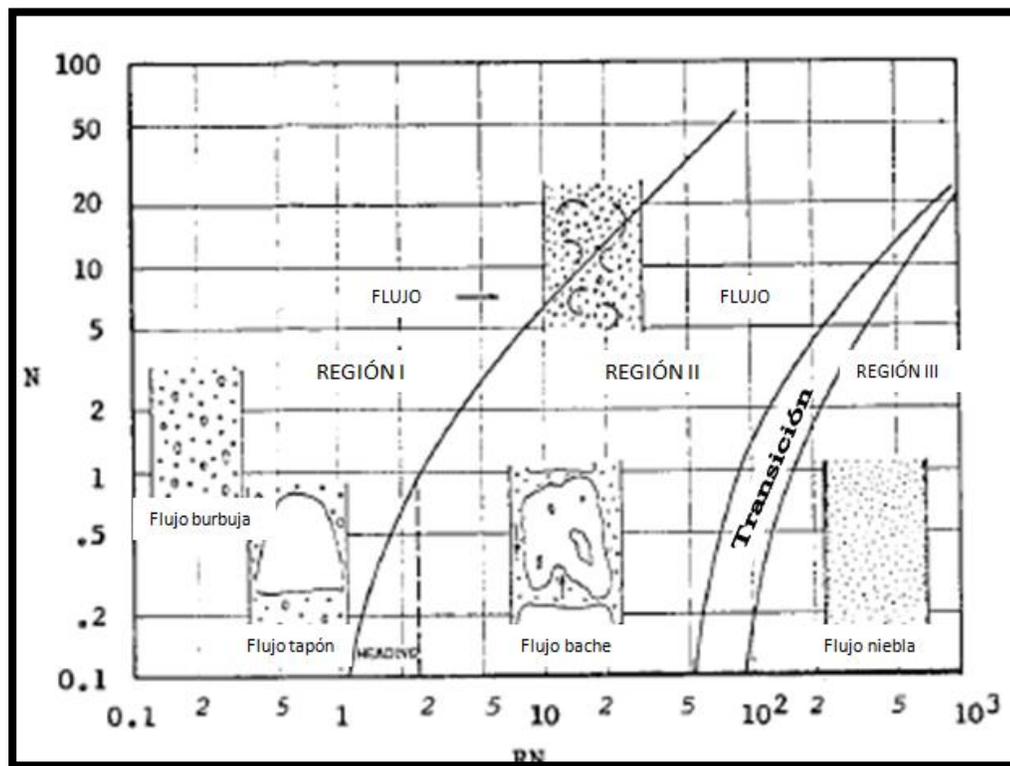


Figura 1.25 Regímenes de flujo vertical.

Los valores del número de la velocidad superficial del gas y el número de la velocidad del líquido son dos de los cuatro grupos adimensionales utilizados para caracterizar el comportamiento del sistema.

$$RN = \text{número de velocidad del gas} = v_{sg}(\rho_L/g\sigma)^{0.25} \quad (\text{ec. 1.67})$$

$$N = \text{número de velocidad del líquido} = v_{sL}(\rho_L/g\sigma)^{0.25} \quad (\text{ec. 1.68})$$

Donde:

$v_{sg}$  = Velocidad superficial del gas, m/seg.

$v_{sL}$  = Velocidad superficial del líquido, m/seg.

$\rho_L$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$\sigma$  = Tensión superficial, dina/cm.

$g$  = Fuerza de gravedad, seg<sup>-2</sup>.

Al igual que las correlaciones de flujo horizontal, también las hay para flujo vertical. Unas de las primeras es la de Poettmann y Carpenter.

### Correlación de Poettmann y Carpenter

La ecuación 1.69 representa el método de Poettmann y Carpenter y se obtiene a partir de un balance de energía entre dos puntos dentro de la tubería de producción:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{1}{144} * \left[ \frac{g}{g_c} \rho_{ns} + \frac{f_{tp} * W_L^2}{2.9652 * 10^{11} * \rho_n * d^5} \right] \quad (ec. 1.69)$$

Donde:

$W_L = q_L M$  , Gasto másico, lb<sub>m</sub>/día.

$Dp/DL$  ó  $z$  = Caída de presión ,lb/pg<sup>2</sup>/pie.

$\rho_{ns}$  = Densidad superficial, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$d$  = Diámetro, pie.

Esta correlación trabaja para pozos de aceite con una relación gas-aceite alrededor de los  $180 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ aceite}$  ( $1000 \text{ pies}^3/\text{bl}$ ) cuando la viscosidad del aceite es menor de  $10\text{cp}$ .

La gráfica del factor de fricción para esta correlación es mostrado en la figura 1.26 el cual fue preparado con el factor de fricción "f" en las ordenadas y en las abcisas el número de Reynolds.

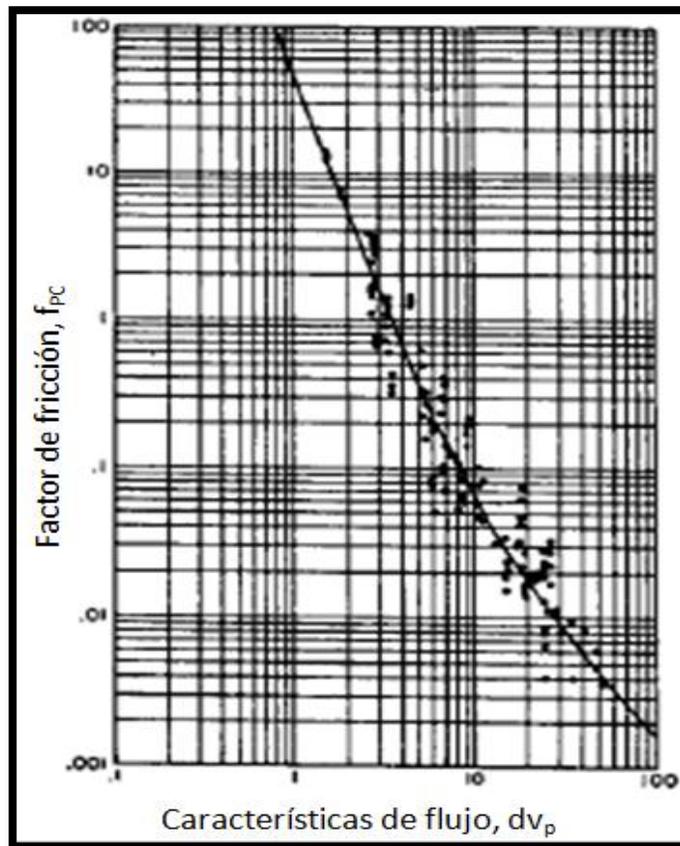


Figura 1.26 Correlación del factor de fricción Poetmann-Carpenter.

#### 1.4.5 Caídas de Presión en Pozos de Gas

Para calcular caídas de presión estática y de fondo fluyendo en un pozo de gas existen varios métodos, el más usual es el de Cullender y Smith. Sin embargo, también podemos utilizar el método de presión y temperatura promedio. Los dos

métodos están basados en la ecuación general de energía, con modificaciones para la geometría del flujo.

Los métodos cubren tanto la presión estática como la presión de fondo fluyendo.

### *Presión de fondo estática*

Para un pozo de gas vertical, contemplado que la velocidad es nula, la ecuación general se convierte en:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho_g g}{g_c} \quad (ec. 1.70)$$

Donde:

$$\rho_g = \frac{pM}{ZRT} \quad (ec. 1.71)$$

Para quedar finalmente, como:

$$\frac{\Delta P}{p} = \frac{gpM\Delta L}{g_c ZRT} \quad (ec. 1.72)$$

### **Método de presión y temperatura promedio**

Si consideramos que Z puede ser evaluado para la presión y temperatura promedio, entonces se tiene la ecuación 1.73.

$$\int_{P_{rs}}^{P_{ws}} \frac{dp}{p} = \frac{gpM}{g_c ZRT} \int_0^L dL \quad (ec. 1.73)$$

Donde:

$P_{ws}$  = Presión de fondo estática, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{rs}$  = Presión estática en la tubería, lb/pg<sup>2</sup>.

Evaluando la ecuación anterior tenemos:

$$P_{ws} = P_{rs} \exp \frac{gpM}{g_c \bar{Z} R \bar{T}} \quad (ec. 1.74)$$

La ecuación anterior se puede expresar en unidades consistentes como:

$$P_{ws} = P_{rs} \exp \left[ \frac{0.01875 \gamma_g L}{\bar{Z} \bar{T}} \right] \quad (ec. 1.75)$$

Donde:

$L$  = Profundidad del pozo, pies.

$\bar{T}$  = Temperatura promedio en la tubería, °R.

$\bar{Z}$  = Factor de compresibilidad del gas evaluado a temperatura y presión promedio.

### Método de Cullender y Smith

Dicho método toma en cuenta la variación de la temperatura respecto a la profundidad del pozo y la variación de  $Z$  con respecto a la presión y temperatura promedio. Entonces la ecuación 1.73 la podemos expresar como:

$$\int_{P_{rs}}^{P_{ws}} \frac{TZ}{p} dp - \int_{P_{rs}}^{P_{ws}} I dp - 0.01875 \gamma_g L \quad (ec. 1.76)$$

Donde el valor aproximado de la integral  $I$  se puede obtener de la siguiente expresión:

$$2 \int I dp = (P_{ms} - P_{ts})(I_{ms} + I_{ts}) + (P_{ws} - P_{ms})(I_{ws} + I_{ts}) \quad (ec. 1.77)$$

Donde:

$P_{ms}$  = Presión a la mitad del pozo,  $L/2$ .

$I_{ms}$  =  $I$  evaluada a  $P_{ms}$  y  $T$  promedio.

$I_{ts}$  =  $I$  evaluada a  $P_{ts}$  y  $T_s$ .

$I_{ws}$  =  $I$  evaluada a  $P_{ws}$  y  $T_f$ .

El método consiste en dividir el pozo en dos segmentos de longitud iguales,  $L/2$ , buscando la presión  $P_{ms}$  a  $L/2$  y usando ese valor obtenido para calcular  $P_{ws}$ .  $I_{ts}$  puede ser evaluado con las condiciones de superficie, que es:

$$P_{ms} = P_{ts} + \frac{0.01875\gamma_g L}{I_{ms} + I_{ts}} \quad (ec. 1.78)$$

$$P_{ws} = P_{ms} + \frac{0.01875\gamma_g L}{I_{ws} + I_{ms}} \quad (ec. 1.79)$$

### **Presión de fondo fluyendo**

Para este caso no podemos decir que la velocidad es igual a cero, como en los pozos con presión estática, ya que los pozos están fluyendo. Entonces debe considerarse junto con un ángulo de inclinación  $\Theta$  de  $90^\circ$  para pozos verticales además de ignorar la aceleración. Entonces la ecuación de balance de energía puede expresarse como:

$$\frac{dp}{p} = \frac{g}{g_c} \rho \cos\theta + \frac{f\rho v^2}{2g_c d} \quad (ec. 1.80)$$

Varios métodos se han presentado para la integración de la ecuación anterior, dependiendo de las consideraciones hechas para el factor  $Z$ . A

continuación se presentan dos métodos para calcular la caída de presión de fondo fluyendo.

### Método de presión y temperatura promedio

Sustituyendo la expresión para la densidad del gas, en términos de P,T y Z en la ecuación 1.80 tenemos:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{pM}{zRT} \left( \cos\theta + \frac{fv^2}{2g_c d} \right) \quad (ec. 1.81)$$

La integración de la ecuación anterior se hace asumiendo la temperatura promedio en el flujo y evaluando Z a las condiciones de presión y temperatura promedios. Entonces, se tiene:

$$P_{wf}^2 = P_{tf}^2 \exp(S) + \frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD)(\exp(S) - 1)}{Sd^2} \quad (ec. 1.82)$$

Donde:

$P$ = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$S$ = 0.0375  $\gamma_g$ , adimensional.

$MD$ = Profundidad medida, pies.

$\bar{T}$ = Temperatura promedio, °R.

$q$ = Gato del gas, MMpies<sup>3</sup>.

$d$ = Diámetro de la tubería, pg.

$f$ = Factor de fricción calculado con el  $N_{RE}$ , adimensional.

### Método de Cullender y Smith

El método de Cullender y Smith se deriva de la ecuación 1.80 considerando las siguientes sustituciones hechas para la velocidad del gas:

$$v = \frac{q}{A} \quad (ec. 1.83)$$

$$q = q_{sc} \frac{p_{sc} T Z}{T_{sc} p Z_{sc}} \quad (ec. 1.84)$$

Haciendo las sustituciones correspondientes tenemos:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{p M \cos \theta}{Z R T} + \frac{M T Z p_{sc}^2 f q_{sc}^2}{R_p T_{sc}^2 2 g_c d A^2} \quad (ec. 1.85)$$

$$\frac{p}{Z T} \frac{dp}{dh} = \frac{M}{R} \left[ \left( \frac{P}{Z T} \right)^2 \cos \theta + C \right] \quad (ec. 1.86)$$

Donde:

$$C = \frac{8 p_{sc}^2 q_{sc}^2 f}{T_{sc}^2 g_c \pi^2 d^5} \quad (ec. 1.87)$$

C es la constante para un gasto de gas dado. Separando las variables de la ecuación 1.86 tenemos:

$$\int_{P_{sf}}^{P_{wf}} \frac{\frac{P}{Z T} dp}{\left( \frac{P}{Z T} \right)^2 \cos \theta + C} = \frac{M}{R} \int_0^{MD} - dL \quad (ec. 1.88)$$

La expresión anterior es aplicable para cualquier sistema de unidades. La siguiente expresión nos sirve para usarla con unidades de campo:

$$\int_{P_{sf}}^{P_{wf}} \frac{\frac{P}{ZT} dp}{0.001 \left(\frac{P}{ZT}\right)^2 \frac{TVD}{MD} + F^2} = 18.75\gamma_g MD \quad (ec. 1.89)$$

Donde:

$$F^2 = \frac{0.667fq_{sc}^2}{d^2} \quad y \quad \frac{TVD}{MD} = \cos\theta \quad (ec. 1.90)$$

Usando la expresión anterior y dividiendo el pozo en los incrementos de longitud  $L/2$  tenemos para la mitad superior:

$$18.75\gamma_g(MD) - (P_{mf} - P_{tf})(I_{mf} - I_{tf}) \quad (ec. 1.91)$$

Para la mitad inferior:

$$18.75\gamma_g(MD) - (P_{wf} - P_{mf})(I_{wf} - I_{mf}) \quad (ec. 1.92)$$

Donde:

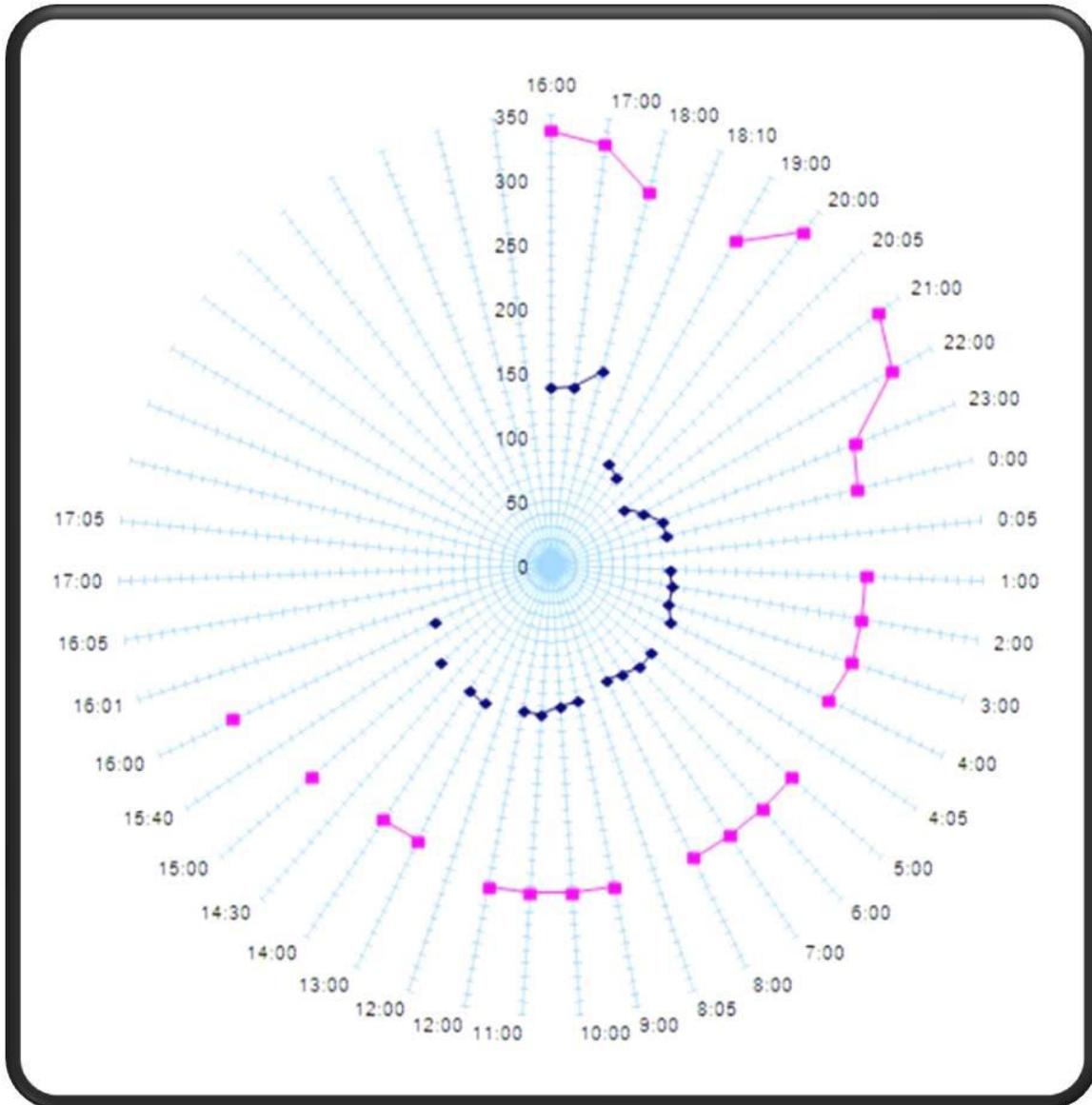
$$I = \frac{\frac{P}{TZ}}{0.001 \left(\frac{P}{TZ}\right)^2 \frac{TVD}{MD} + F^2} \quad (ec. 1.93)$$

**BIBLIOGRAFÍA**

- <sup>1</sup> .Santana Noel, *“Ingeniería del gas natural”*, Biblioteca IMP 50264,
- <sup>2</sup> .Donald La Verne Katz, *“Handbook of Natural Gas Engineering”*, McGraw-Hill Book Co, 1959.
- <sup>3</sup> .W. John Lee, Robert A. Wattenbarger Robert, *“Gas Reservoir Engineering”* SPE Textbook Vol.5, 1996.
- <sup>4</sup> .M.B Standing, D.L Katz, *“Density of Natural Gases”*, Vol. 146 AIME,1942.
- <sup>5</sup> .A. Satter, J. M. Campbell, *“Non-ideal Behavior of Gases and Their Mixtures”* SPE, Vol. 228, 1963.
- <sup>6</sup> .K.R. Hall, L. Yarborough, *“A New Equation of State for Z-factor Calculations”*, Oil and Gas Journal, 1973.
- <sup>7</sup> .E. Wichert, K Aziz, *“Calculate Z’s for Sour Gases”*, SPE 16357 ,1972.
- <sup>8</sup> .Lee, A.L., et. al.: *“The Viscosity of Natural Gases”*, Trans. AIME, 1942
- <sup>9</sup> .Garaicochea Francisco, *“Apuntes de comportamiento de los Yacimientos”*, UNAM 1987.
- <sup>10</sup> .H Beggs, *“Gas Production Operations”*, publicaciones OGCI, 1984.
- <sup>11</sup> .S. Mishra, Sanford U., B.H. Caudle, *“A Simplified Procedure for Gas Deliverability Calculations Using Dimensionless IPR Curves”*, SPE 13231, 1984.
- <sup>12</sup> .James F. Lea, Henry V. Nickens, Michael R. Wells: *“Gas Well Deliquification”*, Gulf Professional Publishing, 2003.

- <sup>13</sup>. John M Campbell, *"Gas Conditioning and Processing"*, Vol. 2: The Equipment Modules, 1992.
- <sup>14</sup> .Garaicochea Francisco, *"Transporte de Hidrocarburos por Ductos"*, CIPM, México, 1991.
- <sup>15</sup> .Y. Taitel y A. E. Dukler, *"A model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow"*, AIChE 1976.
- <sup>16</sup> .G.R.V. Smith, *"Determining Friction Factors for Measuring Productivity of Gas Wells"*, SPE 950073, 1950.
- <sup>17</sup> .H. Mukherjee, J. Brill *"Liquid holdup correlations for inclined two-phase flow"*, SPE 10923, 1983.
- <sup>18</sup>. Rodríguez Nieto Rafael, *"Apuntes de comportamiento de yacimientos"*, UNAM, 2008.
- <sup>19</sup>. Comisión Nacional de Hidrocarburos, *"Documento técnico final, Factores de recuperación de aceite y gas en México"*, México, 2010.

## Capítulo II



## Carga de Líquidos en Pozos de Gas



## CAPÍTULO II.- CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS

Una de las principales problemáticas que se presentan durante la vida productiva de los pozos de gas, es la presencia de carga de líquido. Cuando el gas natural fluye hacia la superficie desde el yacimiento, cierta porción de líquidos producidos (agua y/o condensados) no son capaces de llegar a las instalaciones superficiales debido a la baja velocidad del gas, provocando que un volumen determinado de éstos se almacene en el fondo.

La columna de líquido generará un incremento en la presión de fondo fluyendo ( $P_{wf}$ ) y por ende una contrapresión en la cara del yacimiento, éste proceso disminuirá progresivamente la producción hasta el punto de cesarla por completo.

Para minimizar los problemas causados por la acumulación de líquido es recomendable la implementación de métodos para su desalojo. Dichos métodos juegan un papel indispensable, ya que a través de ellos se logrará mejorar las condiciones de producción actuales e inclusive se logrará generar un incremento en el volumen producido.

## II.1 Carga de Líquidos<sup>1</sup>

Carga de líquido, es el término utilizado para describir el fenómeno que ocurre cuando la velocidad del gas disminuye a un punto donde las partículas líquidas tienden a ser muy pesadas, y caen al fondo del pozo acumulándose entre sí. Este volumen de líquido generará una contrapresión adicional en la cara del yacimiento, provocando una disminución considerable en la producción neta de gas.

Si se detecta carga de líquido en el fondo, el pozo puede producir por cierto tiempo bajo estas circunstancias pero con una reducción en la producción; y en aquellos casos donde la presión del yacimiento es muy baja, la producción de gas puede comportarse de forma intermitente, hasta llegar a matar el pozo.

El fluido en su viaje desde el fondo hasta la superficie, presenta cambios en presión y temperatura, de manera que se pueden formar condensados de aceite o agua a partir de la fase vapor.

El agua producida por su parte, puede presentar otras fuentes de intrusión, tales como:

- Conificación desde un acuífero en una zona superior o inferior a la zona productora.
- Producción de agua cuando el yacimiento presenta un soporte hidráulico.

La carga de líquidos en pozos de gas es un factor de gran influencia en el control y/o abandono de yacimientos de gas con una baja presión.

El monitoreo constante de ciertos parámetros del pozo es una herramienta que nos proporciona la capacidad de detectar la disminución en la producción

causada por la presencia la columna de líquido. Estos parámetros incluyen la presión, temperatura, gasto de producción, producción acumulada, producción de agua y producción de condensados. Para detectar un comportamiento anormal es necesario realizar gráficas de estos parámetros en función del tiempo o de la producción acumulada.

## II.2 Velocidad crítica<sup>2,3,4,5,6,7,8,9,10</sup>

La "velocidad crítica", también llamada "velocidad terminal", es la velocidad que se puede alcanzar cuando las fuerzas de arrastre son iguales a las fuerzas gravitacionales ( $V_L=0$ ), provocando que la gota de líquido sea suspendida en la corriente de gas como se observa en la Figura 2.1. Si la velocidad de las gotas está por encima de la velocidad crítica, éstas además de ser suspendidas en la corriente de flujo, serán acarreadas hacia la superficie llevándose de forma exitosa el transporte del líquido. Si por el contrario, la velocidad del gas se encuentra por debajo de la velocidad crítica inevitablemente las gotas caerán y los líquidos se acumularán en el fondo del pozo.

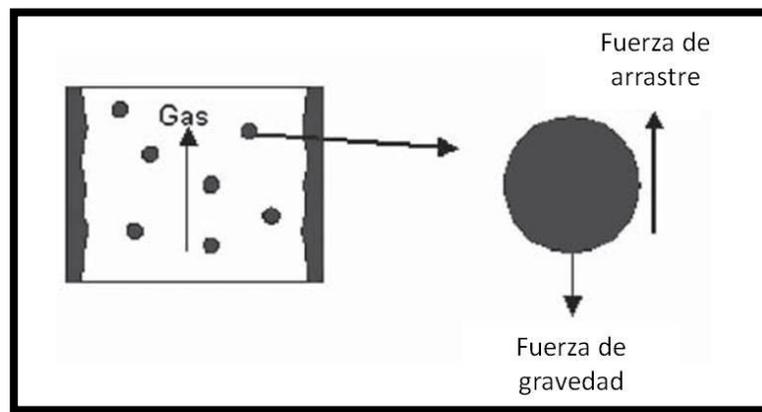


Figura 2.1 Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido en la tubería.

Como se muestra en la Figura 2.1, la fuerza de arrastre ( $F_a$ ) es generada por la velocidad del gas, mientras que la fuerza de gravedad ( $F_g$ ) está relacionada directamente con el peso de la partícula de líquido, para que el acarreo sea efectuado, la fuerza de arrastre siempre debe ser mayor a la fuerza de gravedad, en otras palabras, la mejor manera de que un pozo de gas produzca sin problemas de acumulación de líquidos en el fondo, es mantener la velocidad del gas por arriba de la velocidad crítica.

Turner fue el primero en proponer el modelo de la partícula suspendida en el flujo de gas, siendo hasta ahora él más aplicado en la industria para estimar la velocidad crítica.

Como ya se mencionaba, este modelo describe el balance de fuerzas presentes en una partícula esférica de líquido suspendida en la tubería. En este caso, cuando el flujo de gas excede la velocidad crítica es capaz de levantar todas las partículas de líquido presentes en el torrente, y por el contrario cuando el flujo de gas es menor a la velocidad crítica, las partículas del líquido caen al fondo y se acumulan.

Aunque Turner y colaboradores desarrollaron otros modelos mecánicos como el modelo de la película de líquido presente en las paredes de la tubería, el primero es el que más se acerca a simular las condiciones reales del pozo.

El problema de acumulación de líquidos también puede ser explicado mediante el comportamiento de los patrones de flujo bifásico. Esta teoría expone que la formación de la columna de líquido en el fondo del pozo se origina al darse la transición del régimen de flujo anular al régimen de flujo tapón.

Un pozo de gas puede presentar diferentes regímenes de flujo a lo largo de su vida productiva, tales como: flujo anular, flujo tapón, flujo burbuja o flujo transición (entre ellos se incluyen regímenes transición como: anular-tapón, anular-niebla), los cuales se irán generando a lo largo de la tubería de acuerdo al decremento en la presión del yacimiento y al decremento en el gasto de producción.

Taitel y colaboradores (1980), presentaron uno de los trabajos más reconocidos para la predicción de los regímenes y patrones de flujo en pozos de

gas, en el cual se describe que un pozo de gas debería mantenerse en el régimen de flujo anular, para remover o evitar la acumulación de líquidos en el fondo. En este caso, la velocidad superficial del gas debería ser mayor a la generada en la transición del flujo anular-tapón, para mantener 100% el flujo anular.

La transición entre los regímenes de flujo anular y tapón derivados por Taitel y colaboradores, es la misma descrita por el modelo de la partícula suspendida en el flujo de gas presentado por Turner. En realidad Taitel basó su modelo en el presentado por Turner, cuya única diferencia consiste en que el modelo de la partícula suspendida de Turner fue desarrollado en unidades americanas o "US units", y el modelo de Taitel fue desarrollado en unidades internacionales o "SI units".

Ambos modelos coinciden en que la formación de la columna es independiente de la cantidad de líquidos presentes en el flujo de gas, lo que significa; que un pozo no tendrá problemas de acumulación de líquidos en el fondo mientras que la velocidad del gas sea mayor que la velocidad crítica o de la transición del flujo anular-tapón.

En la Figura 2.2 se muestran los regímenes de flujo que se pueden generar en un pozo, a medida que la velocidad del gas disminuye en la tubería de producción. Como se puede observar en la parte superior se ilustran los regímenes de flujo característicos en pozos verticales, mientras en la parte inferior se incluyen aquellos que se presentan comúnmente en pozos desviados y horizontales.

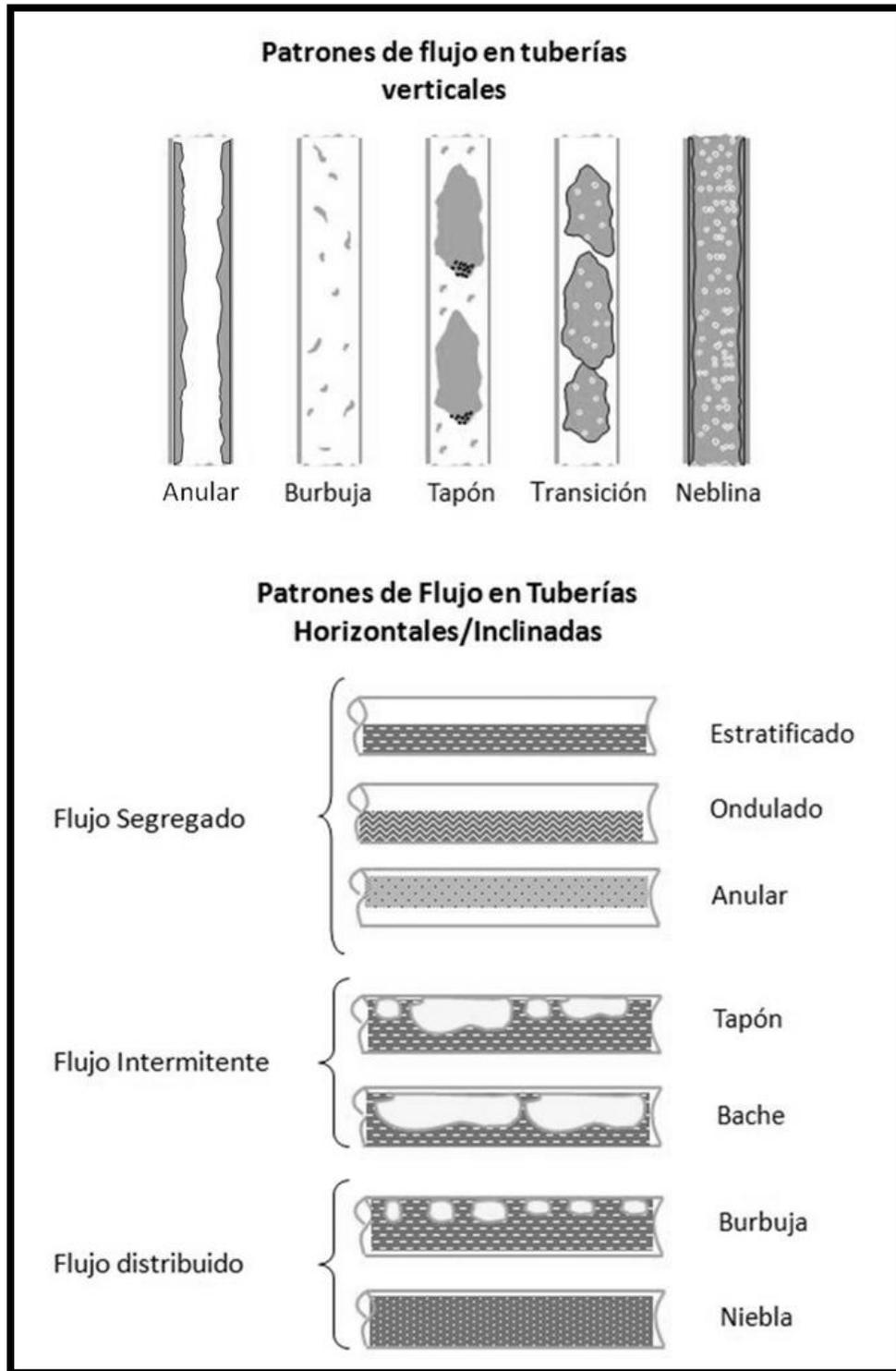


Figura 2.2 Regímenes de flujo presentes en pozos horizontales y verticales.

Si el pozo fluye bajo el régimen de flujo niebla, el mismo puede presentar una pequeña caída de presión debido a la gravedad, sin embargo, a medida que la velocidad del gas disminuye el patrón de flujo cambia a flujo tapón o bache, hasta llegar al flujo burbuja. En este último caso, una fracción representativa de la tubería, estará ocupada por líquido. Este líquido se acumulará y la presión de fondo fluyendo aumentará y la producción del pozo se reducirá considerablemente.

Físicamente, lo que ocurre en el régimen de flujo anular o por encima de la velocidad crítica, es que los líquidos se acumulan en las paredes de la tubería como una película o capa delgada debido al choque de las partículas suspendidas y la condensación de los vapores. El gas fluye por en medio de la tubería como un núcleo de gas, el cual puede también contener partículas suspendidas de líquidos. La película de líquidos se desplaza hacia arriba por las paredes de la tubería durante la producción del pozo, mientras que la producción del gas se desplaza a mayor velocidad.

Wallis (1969), presentó un modelo para estimar la cantidad de líquidos suspendidos en el núcleo de gas presente en el régimen de flujo anular. Del mismo modo concluye que a medida que la velocidad del gas aumenta, el espesor de la película de líquidos presente en las paredes de la tubería se reduce, y para el caso de muy alta producción de gas, esta película se reduciría casi a cero, donde todo el líquido se presentaría suspendido en el torrente de gas.

Barnea (1987), estudió el efecto de la película de líquidos presentes en el flujo anular, y modificó la transición entre los regímenes de flujo anular y tapón. Dos mecanismos fueron propuestos para la transición de flujo anular a flujo tapón, debido al efecto de la película de líquidos, los cuales fueron:

1. Puenteo de la película de líquidos.
2. La inestabilidad de la película de líquidos.

Esto implica que una película muy delgada de líquidos puede puentear o saltar el núcleo de gas, ser inestable y fluir parcialmente hacia el fondo. Para determinar el borde de la transición modificada presentada por Barnea, el espesor de la película de líquido debe ser determinada primero, lo cual requiere cálculos complejos con ecuaciones y programas de computación que aceleren el mismo.

Ansari y colaboradores (1987), desarrollaron una correlación de flujo utilizada para el cálculo de la caída de presión en tuberías, la cual utiliza el modelo de Barnea para determinar el límite de los regímenes de flujo anular y tapón.

Para ampliar con más detalle el concepto de la velocidad crítica, se describen a continuación los modelos más aplicados en la industria, siendo el más destacado, el modelo de Turner.

### 2.2.1 Modelo de Turner

Tal y como se mencionó anteriormente, el modelo más utilizado en la industria petrolera y gasífera para representar el concepto de la velocidad crítica por debajo de la cual la acumulación de líquidos en el fondo del pozo puede ocurrir, es el modelo de Turner.

Turner y colaboradores (1969), predijeron en forma empírica el gasto crítico de gas, es decir, el gasto mínimo requerido del gas para acarrear los líquidos del fondo del pozo hasta la superficie. Este modelo se basa en el cálculo de la velocidad terminal o velocidad crítica de las gotas que caen, para asegurar el arrastre de los líquidos por la corriente de gas.

Según Turner la velocidad terminal de una partícula está en función de:

1. La forma y tamaño de las partículas.
2. La densidad de la partícula.
3. La densidad y la viscosidad del fluido que sirve como medio continuo.

Las gotas de líquido que son arrastradas por la corriente de gas están sujetas a fuerzas que tratan de fragmentarlas (fuerzas de arrastre y de gravedad), mientras que la tensión superficial del líquido ( $\sigma_L$ ) las mantiene unidas.

De la relación de dichas fuerzas se conforma el número de Weber mostrado en la ecuación 2.1:

$$We = \frac{d\rho_g v^2}{\sigma_L} \quad (ec. 2.1)$$

Donde:

$We$  = Número de Weber, adimensional.

$d$  = Diámetro de la gota de líquido, cm.

$\sigma_L$  = Tensión superficial de la gota de líquido, dinas/cm.

$\rho_G$  = Densidad del gas, kg/m<sup>3</sup>.

$v$  = Velocidad con que la gota de líquido se desplaza en el gas, m/seg.

Este valor adimensional nos permite conocer la deformación de una gota de líquido que viaja en la presencia de otro fluido.

El valor crítico resultante de la ecuación 2.1 se encuentra entre 20 y 30, si el número de Weber es menor a 20 o mayor a 30, las gotas al ser arrastradas a gran velocidad por la corriente de gas sufrirán una deformación debido a una diferencia de presión en los costados, causando su fragmentación.

En el caso contrario, si el número de Weber se encuentra dentro del valor crítico la deformación de las gotas de líquido en la corriente de gas son despreciables, por lo que se consideran entes esféricos.

En la Figura 2.3 se puede observar como varía la forma de una gota de líquido según el rango del número de Weber en el que se encuentra.

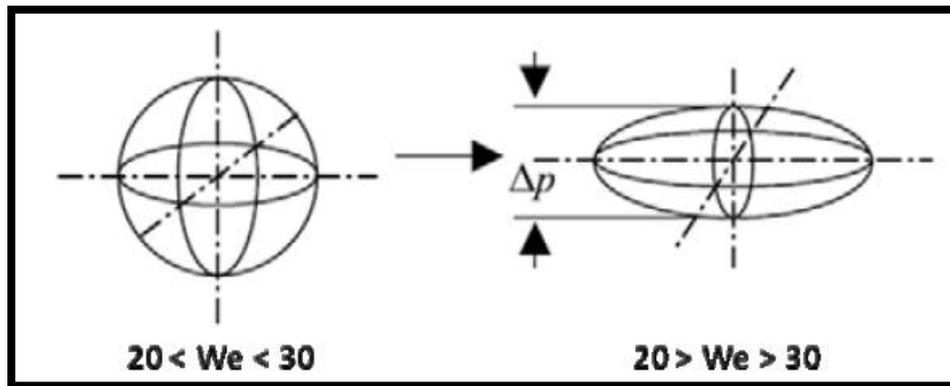


Figura 2.3 Deformación de una gota de líquido.

Para determinar la velocidad terminal y el gasto crítico Turner hizo las siguientes consideraciones:

1. Número de Weber=30.
2. Desprecia la deformación de las gotas de líquido a altas velocidades de la corriente de gas.
3. El coeficiente de arrastre  $C_d=0.44$ , para gotas esféricas. Corresponde al valor utilizado para un flujo completamente turbulento.

En base a estas premisas, Turner propuso la ecuación 2.2 para el cálculo de la velocidad terminal:

$$v_t = 1.92 \sqrt[4]{\frac{\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad (\text{ec. 2.2})$$

Donde:

$v_t$  = Velocidad terminal, pies/seg.

$\sigma_L$  = Tensión superficial del líquido, dina/cm.

$\rho_L$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

Una vez calculada la velocidad crítica es posible determinar el gasto crítico con la ecuación 2.3 y 2.4, el cual es definido como el gasto mínimo de gas para acarrear las partículas de líquido.

$$q_{gc} = 3.06 \frac{pv_t A}{T z} \quad (\text{ec. 2.3})$$

$$A = \frac{\pi d_t^2}{4 * 144} \quad (\text{ec. 2.4})$$

Donde:

$q_{gc}$  = Gasto crítico, MMpcd.

$p$  = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$v_t$  = Velocidad terminal, pie/seg.

$A$  = Área de la tubería, pie<sup>2</sup>.

$T$  = Temperatura, °R.

$z$  = Factor de compresibilidad, adimensional.

$d_t$  = Diámetro de la tubería, pg.

Como se mencionó en el capítulo I, la columna de líquido puede ser conformada por condensados, agua o ambos, por esta razón se proponen dos expresiones para calcular la velocidad crítica. Cabe mencionar que cada una de ellas fue desarrollada en base a las propiedades particulares de los fluidos.

Por lo tanto, la velocidad crítica requerida para transportar los líquidos en pozos verticales se puede calcular con las ecuaciones 2.5 y 2.6:

$$v_{t\text{ agua}} = 5.62 \frac{(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.5})$$

$$v_{t\text{ condensados}} = 4.02 \frac{(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.6})$$

Donde:

$p$  = Presión de la cabeza del pozo, lb/pg<sup>2</sup>.

$v_{t\text{ agua}}, v_{t\text{ condensados}}$  = Velocidad crítica, pie/seg.

En el caso de que se produzca agua y condensados al mismo tiempo, Turner recomienda emplear la correlación para agua debido a que el agua tiene una densidad más alta, y por ende requiere velocidades críticas mayores a las de los condensados.

Derivado del cálculo de la velocidad crítica para agua y condensados de petróleo, Turner también obtuvo una correlación para calcular el gasto crítico de gas, el cual se define como el volumen de gas mínimo requerido para producir los líquidos. Debido a que uno de los parámetros más comunes que se miden en el pozo es el gasto de producción, resulta de mayor utilidad emplear al cálculo de una tasa crítica. Las ecuaciones 2.7 y 2.8 permiten calcular el gasto crítico a partir de la velocidad crítica.

$$q_{c \text{ gas+agua}} = \frac{0.067 \sigma p d_t^2 (45 - 0.0031p)^{1/4}}{(T + 460) z (0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.7})$$

$$q_{c \text{ gas+condensado}} = \frac{0.089 \sigma p d_t^2 (67 - 0.0031p)^{1/4}}{(T + 460) z (0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.8})$$

Donde:

$p$  = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$\sigma_L$  = Tensión superficial del líquido, dina/cm.

$\rho$  = Tensión del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$d_t$  = Diámetro, pg.

$T$  = Temperatura, °R.

$z$  = Factor de compresibilidad, adimensional.

Para las ecuaciones 2.7 y 2.8 se requiere el cálculo del diámetro crítico de la tubería, es decir, el diámetro de la tubería con el cual el problema de la columna de líquido no existirá. Este diámetro corresponde a la velocidad crítica mínima asegurando así que todo el líquido será acarreado. A continuación presentamos la

ecuación 2.9 para determinar este diámetro ya sea con producción de agua o condensados, donde la velocidad crítica del gas está dada por  $V_t$ :

$$d_t = \sqrt{\frac{59.94q_g(T + 460)Z}{PV_t}} \quad (\text{ec. 2.9})$$

Donde:

$d_t$  = Diámetro, pg.

De la misma manera se recomienda usar la correlación de agua mas gas en caso de producir agua y condensados al mismo tiempo.

Cabe mencionar que la correlación de Turner fue probada en diversos pozos con presiones que oscilaban por encima de las 1000 lb/pg<sup>2</sup>, sin embargo, durante el análisis de los datos se comprobó que dicha correlación podría ser válida para rangos de presiones superficiales por debajo de las 800 lb/pg<sup>2</sup> resultando menos precisa.

Turner y colaboradores concluyeron, que las condiciones de flujo a nivel del cabezal del pozo, son los mejores factores de control para la formación de líquidos en el fondo, y sugieren la evaluación de la velocidad crítica a nivel del cabezal. Una de las grandes ventajas de utilizar las condiciones a nivel del cabezal, es la simplificación en los cálculos para determinar las presiones y temperaturas a lo largo de la tubería del pozo. Sin embargo, se ha probado que controlando mejor las condiciones de flujo en el fondo, el modelo de Turner se comporta mejor en la determinación de la velocidad crítica, especialmente cuando el pozo presenta grandes diámetros de tubería, así mismo será necesario tomar en cuenta los

distintos diámetros de tubería en el aparejo de producción, ya que en cada cambio la velocidad del gas disminuye.

### 2.2.2 Modelo de Coleman

Coleman y colaboradores (1991), aplicaron el modelo de la partícula suspendida desarrollado por Turner, obteniendo buenos resultados en sus estudios, pero con 20% de desviación. Adicionalmente ellos concluyeron que factores tales como; la gravedad del gas, la tensión interfacial y la temperatura, tienen un efecto muy pequeño en la precisión del cálculo del flujo crítico, mientras que la geometría del pozo y la presión, tienen efectos significativos sobre el cálculo de la velocidad crítica.

Este modelo está representado por las ecuaciones 2.10 y 2.11:

$$v_{t\text{ agua}} = 4.434 \frac{(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.10})$$

$$v_{t\text{ condensados}} = 3.369 \frac{(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.11})$$

Donde:

$p$  = Presión de la cabeza, lb/pg<sup>2</sup>.

$v_{t\text{ agua}}$  y  $v_{t\text{ condensados}}$  = Velocidad crítica, pie/seg.

Mientras que para  $g_c$  con producción de agua y condensados propuso las ecuaciones 2.12 y 2.13:

$$q_{c \text{ gas+agua}} = \frac{0.0742 \sigma p d_t^2 (67 - 0.0031p)^{1/4}}{(T + 460) z (0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.12})$$

$$q_{c \text{ gas+condensado}} = \frac{0.0563 \sigma p d_t^2 (45 - 0.0031p)^{1/4}}{(T + 460) z (0.0031p)^{1/2}} \quad (\text{ec. 2.13})$$

Donde:

$p$  = Presión, lb/pg<sup>2</sup>.

$\sigma_L$  = Tensión superficial del líquido, dina/cm.

$\rho$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$d_t$  = Diámetro, pg.

$T$  = Temperatura, °R.

$z$  = Factor de compresibilidad, adimensional.

Como se aprecia, ambos grupos de expresiones son similares, la diferencia radica en que Coleman suprimió la corrección que Turner contempló para pozos de alta presión.

Las sugerencias ofrecidas por Coleman, son extensamente aceptadas en la industria para aquellos pozos de gas que presentan presiones en el cabezal menores a las 800 lb/pg<sup>2</sup>.

### 2.2.3 Modelo de Noisser

Noisser y colaboradores (2000), presentaron un modelo basado en el modelo de Turner, donde consideran la permanencia del régimen de flujo para la determinación de la velocidad crítica del gas. Dos regímenes fueron finalmente

evaluados para este modelo, el régimen de transición y flujo altamente turbulento. Estos dos modelos son conocidos como Nosseir I y Nosseir II.

Para el régimen de flujo de transición (Nosseir I), el modelo está representado por la ecuación 2.14:

$$v_t = 0.5092 \frac{\sigma^{0.35} (\rho_{liq} - \rho_g)^{0.21}}{(\mu_g)^{0.134} (\rho_g)^{0.426}} \quad (ec. 2.14)$$

Donde:

$v_t$  = Velocidad terminal del gas, pies/seg.

$\sigma$  = Tensión interfacial, dinas/cm.

$\rho_{liq}$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb/pie<sup>3</sup>.

$\mu_g$  = Viscosidad del gas, lb<sub>m</sub>/pie – seg.

Para el régimen de flujo altamente turbulento (Nosseir II), el modelo está representado por la ecuación 2.15:

$$v_t = 1.938 \frac{\sigma^{0.25} (\rho_{liq} - \rho_g)^{0.25}}{(\rho_g)^{0.5}} \quad (ec. 2.15)$$

Donde:

$v_t$  = Velocidad terminal del gas, pies/seg.

$\sigma$  = Tensión interfacial, dinas/cm.

$\rho_{liq}$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$\rho_g$  = Densidad del gas lb/pie<sup>3</sup>.

#### 2.2.4 Modelo de Li

Li y colaboradores (2002), presentaron un modelo donde consideran la geometría de la partícula suspendida más convexa en su superficie que esférica, obteniendo buenos resultados en los pozos evaluados.

Este modelo es conocido como el modelo de Li en la literatura, y está representado por la ecuación 2.16:

$$v_t = 0.724 \frac{\sigma^{0.25} (\rho_{liq} - \rho_g)^{0.25}}{(\rho_g)^{0.5}} \quad (ec. 2.16)$$

Donde:

$v_t$  = Velocidad terminal del gas, pies/seg.

$\sigma$  = Tensión interfacial, dinas/cm.

$\rho_{liq}$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb/pie<sup>3</sup>.

#### 2.2.5 Modelo de Zhou y Yuan

Uno de los métodos más precisos recientemente expuesto en la literatura es el método de Zhou y Yuan (2009), ya que es el primer modelo que incluye la cantidad de líquido en el cálculo de la velocidad crítica.

Este modelo se basa en contemplar la concentración de las gotas de líquido en la corriente de gas como un mecanismo necesario para la formación de la columna de líquido. Para pozos de gas, la velocidad del fluido es usualmente alta y el flujo es turbulento, por lo que las gotas de líquido no se mueven únicamente

hacia arriba con la corriente de gas, sino que también se mueven en todas direcciones irregularmente. La cercanía de las gotas provoca que éstas choquen y se conviertan en gotas de mayor tamaño, las cuales caerán al fondo por el evidente incremento en su volumen y por ende la baja velocidad del gas para mantenerlas suspendidas.

El modelo de Turner está basado en un balance simple de fuerzas en una gota de líquido sin incluir el efecto del choque y fusión de éstas. Cuando se intenta evaluar pozos donde la velocidad del flujo es baja y por lo tanto el movimiento de las gotas de líquido es mínimo, el modelo de Turner es preciso, sin embargo cuando estas condiciones son distintas este modelo pierde precisión.

El colgamiento del líquido puede ser usado para representar la concentración de las gotas de líquido en la corriente de gas, la ecuación 2.17 define este parámetro en términos de las velocidades de las fases:

$$H_l = \frac{v_l}{v_g + v_l} \quad (\text{ec. 2.17})$$

Donde:

$H_l$  = Colgamiento del líquido, adimensional.

$v_g$  = Velocidad superficial del gas, pies/seg.

$v_l$  = Velocidad superficial del líquido, pies/seg.

Existe un límite para la concentración de las gotas de líquido denominado  $\beta$ . Si el valor de  $H_l$  está por debajo o es igual al valor de  $\beta$ , la fusión de las gotas de líquido no es significativo porque estas pueden ser acarreadas por el gas apesar del

incremento en su volumen o porque simplemente este fenómeno no se presentó, pero si el valor de  $\beta$  es mayor a  $H_l$  indudablemente las gotas de líquido se fusionarán y caerán al fondo del pozo formando la columna de líquido, por lo que se requerirá un incremento en la velocidad del gas. Acorde a este fenómeno Zhou y Yuan proponen las siguientes ecuaciones empíricas 2.18 y 2.19 para calcular la velocidad crítica o terminal:

$$v_{t-T} = v_{t-ZY} = 1.92 \sqrt[4]{\frac{\sigma_L(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}} \quad \text{para } H_l \leq \beta \quad (\text{ec. 2.18})$$

$$v_{t-ZY} = v_{t-T} + \ln \frac{H_l}{\beta} + \alpha \quad \text{para } H_l > \beta \quad (\text{ec. 2.19})$$

Donde:

$v_{t-T}$  = Velocidad terminal de Turner, pies/seg.

$v_{t-ZY}$  = Velocidad terminal de Zhou y Yuan, pies/seg.

$\sigma_L$  = Tensión superficial del líquido, dinas/cm.

$\rho_L$  = Densidad del líquido, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$\rho_g$  = Densidad del gas, lb<sub>m</sub>/pie<sup>3</sup>.

$H_l$  = Colgamiento, adimensional.

$\beta$  = Valor límite para la concentración de líquido, adimensional.

$\alpha$  = Parámetro de la concentración, adimensional.

Donde  $\alpha$  y  $\beta$  toman los valores de 0.6 y 0.01 respectivamente para pozos productores de aceite. Si el valor de  $\beta$  es menor o igual al colgamiento entonces el

modelo es igual al de Turner (ecuación 2.18), pero si el valor de  $\beta$  es mayor a  $H_i$  la velocidad crítica contemplando el colgamiento deberá ser calculada con la ecuación 2.19. Finalmente el gasto crítico será calculado como se muestra en la ecuación 2.3 a condiciones de la cabeza del pozo si así se desea.

### 2.2.6 Nomograma de Flujo Crítico

Calcular el flujo crítico también se puede llevar a cabo por medio de una serie de nomogramas presentados por Trammel, los cuales permiten realizar un proceso simple de estimación.

Dichos nomogramas relacionan propiedades como la presión superficial, el diámetro de la tubería, la densidad, entre otros, y pueden ser usadas para ambos tipos de fluidos producidos (condensado y agua).

En la Figura 2.4 se presenta un ejemplo de estas cartas:

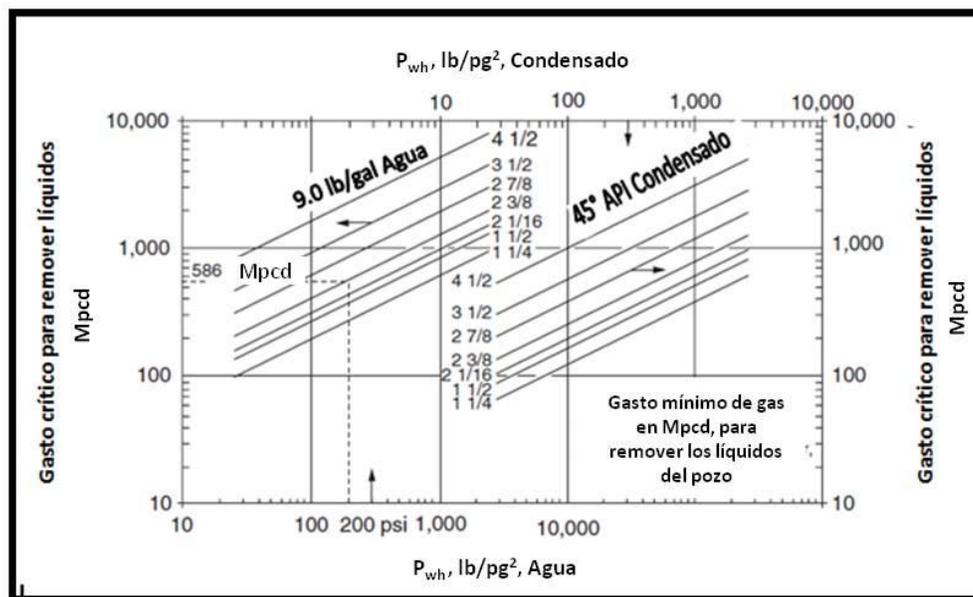


Figura 2.4 Nomograma de Gasto Crítico.

Para emplear las cartas se debe seguir el siguiente procedimiento:

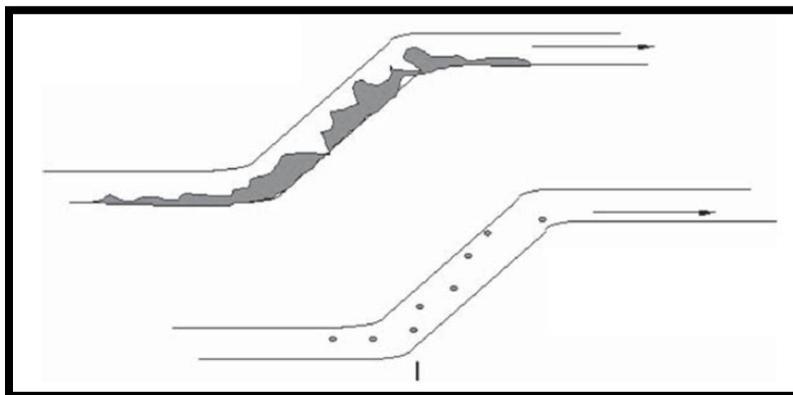
1. Seleccionar la carta de acuerdo al valor del factor de compresibilidad del gas que se está produciendo, gravedad específica, temperatura, tensión superficial y densidad del agua o del condensado.
2. Entrar a la gráfica con la presión superficial de la tubería y trazar una línea vertical, se debe usar el eje “x” en caso de que el líquido producido sea agua o entrar en la parte superior si el fluido que se produce es condensado (en caso de que ambas fases se produzcan simultáneamente se entrará por la parte de agua).
3. La vertical trazada en el paso anterior debe interceptar la línea del diámetro de la tubería o la densidad del fluido producido.
4. Con el punto de cruce del paso 3 se proyectará una horizontal que corte el eje “y”, obteniéndose así la lectura del gasto crítico para remover los líquidos.

### 2.2.7 Velocidad crítica en pozos horizontales

En pozos desviados o en pozos horizontales las correlaciones anteriores no son aplicables. En pozos desviados las gotas de líquido tiene distancias extremadamente cortas para caer y el análisis anterior para mantener flujo niebla no es efectivo, además las pérdidas de presión son mínimas a lo largo de la sección lateral del pozo.

El método de Beggs y Brill es una buena alternativa para conocer la velocidad crítica del gas en pozos horizontales, ya que esta correlación contempla los cambios de elevación, la rugosidad de la tubería, colgamiento de líquido y las propiedades del fluido.

En la Figura 2.5 se muestra un ejemplo de depositación de líquido en una tubería con cierto ángulo de desviación.



*Figura 2.5 Problemática en pozos horizontales y pozos desviados.*

### II.3 Etapas de la Formación de la Columna de Líquido <sup>11, 12, 14</sup>

La formación de la columna de líquidos dentro de los pozos productores de gas ocurre en pozos con una baja presión de fondo cuando la tasa de flujo de gas es insuficiente para acarrear los líquidos hasta la superficie.

Durante la vida productiva de un pozo de gas elementos como agua e hidrocarburos suelen condensarse dentro del pozo o bien estos líquidos pueden ser producidos por el mismo yacimiento. Esta contrapresión ejercida por la columna no representa un problema mientras el flujo de gas sea suficientemente alto para poder mantener un flujo anular.

Cuando la velocidad del gas declina, el patrón de flujo cambia de flujo anular a flujo de transición como se observa en la Figura 2.6, por lo que la capacidad de acarrear los líquidos disminuye. Como consecuencia de este fenómeno se produce una columna de líquido en el fondo del pozo, esta causará una presión hidrostática adicional, si ésta no es removida la presión estática del yacimiento será igual a la presión en el fondo del pozo lo que causará el cese del flujo de gas.

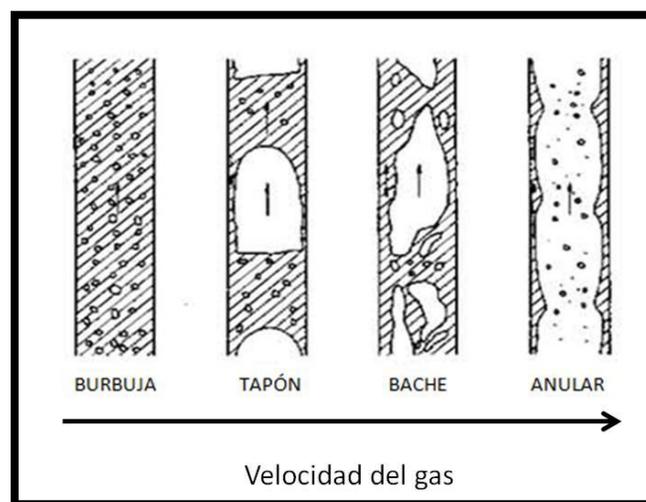


Figura 2.6 Relación de la velocidad con el patrón de flujo.

Las grandes caídas de presión que se presentan dentro de la tubería generan fluctuaciones en la relación gas - líquido (RGL). Los factores que tienen mayor relevancia en la formación de la columna hidrostática son:

- Presión estática del yacimiento ( $P_{ws}$ ).
- Temperatura del pozo.
- Diámetro de la tubería de producción.
- Presión en la cabeza del pozo.

*Presión estática del yacimiento:* Cuando la presión del yacimiento declina, la velocidad con la que fluye el gas disminuye hasta llegar por debajo de la crítica, propiciando que el líquido se acumule en el fondo.

*Temperatura del pozo:* Si la temperatura de los condensados disminuye, la viscosidad del fluido aumenta impactando directamente el peso de las gotas de líquido, recordemos que entre más pesadas sean éstas, la fuerza de arrastre requerida para desplazarlas hacia la superficie será mayor.

*Diámetro de la TP:* La selección óptima del diámetro de la tubería de producción es fundamental para evitar problemas de carga de líquido. Si el diámetro de la TP es demasiado grande, el área de flujo impedirá que el gas alcance altas velocidades y por ello no tendrá la capacidad de acarrear el líquido hacia la superficie.

*Presión en la cabeza del pozo:* la relación entre la presión en la cabeza del pozo y el gasto crítico es directamente proporcional. Entre mayor sea la presión en la cabeza, el gasto de producción deberá aumentar para evitar la acumulación de líquidos en el fondo.

La carga de líquido puede ser resumida en cuatro etapas características:

- Etapa 1

Al inicio de la explotación de un pozo de gas, la fase gaseosa normalmente tiene la velocidad suficiente para transportar el líquido hacia la superficie. En esta etapa la velocidad del gas es mayor o igual a la velocidad crítica mínima requerida para acarrear el líquido. Comúnmente esta es la etapa más larga debido a la alta presión inicial del yacimiento y al alto gasto de gas producido. La Figura 2.7a muestra como las gotas de liquido son suspendidas en la corriente de gas gracias a su alta velocidad hasta llegar a la superficie.

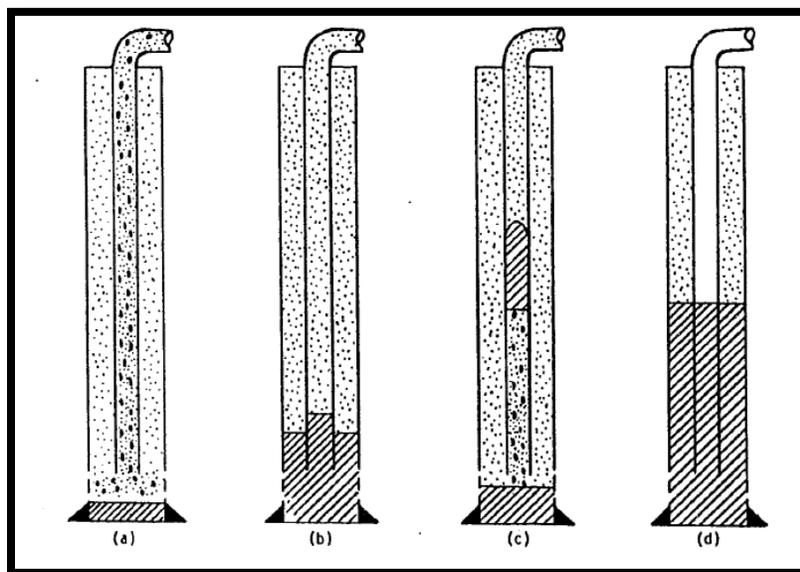


Figura 2.7 Etapas de formación de la columna de líquido.

- Etapa 2

Al pasar el tiempo, la presión del yacimiento disminuirá resultando a su vez en una disminución del gasto de gas. Como sabemos la velocidad es directamente proporcional al gasto y por ende la velocidad del gas disminuirá también. Una vez que la velocidad del gas ha caído por debajo de la velocidad crítica (velocidad

necesaria para remover los líquidos) las gotas suspendidas en la fase gaseosa comenzarán a moverse hacia abajo y se acumularán en el fondo del pozo. Este fenómeno restringe el área de flujo del gas impidiendo su producción, bajo estas circunstancias el operador notará en esta etapa una evidente disminución en el gasto de producción del gas. La Figura 2.7b muestra como el líquido se ha comenzado a acumular en el fondo del pozo.

- Etapa 3

Como se mencionó en la etapa 2 la acumulación de líquido actúa únicamente en el fondo, estrangulando el pozo al reducir el área de flujo, después de este proceso la velocidad del gas incrementará detrás de la columna de líquido ya que el área de flujo es inversamente proporcional a la velocidad del gas. La reducción del área por donde el gas fluye resultará en un aumento en la presión de tal manera que en algún punto el gas tendrá la fuerza necesaria para acarrear la columna de líquido hasta la superficie. Esta etapa es muy fácil de identificar porque el pozo comenzará a producir en forma intermitente, es decir, que en determinados periodos de tiempo el pozo producirá baches de líquido. El operador podrá identificar este comportamiento en los datos obtenidos por los registradores de flujo. La Figura 2.7c muestra la formación de baches característicos de la etapa 3.

- Etapa 4

Normalmente en un pozo de gas repite cíclicamente las etapas 2 y 3 el tiempo de ocurrencia entre estas dos etapas será mayor a lo largo de la vida productiva del pozo. Esto se debe al incremento del tiempo requerido para que la presión del yacimiento llegue a la presión necesaria para golpear el bache de líquido y éste logre llegar a la superficie. Finalmente, la presión del yacimiento

disminuirá hasta que no logre acarrear el líquido a la superficie e inevitablemente el pozo morirá a causa de la contrapresión que la columna de líquido generó como se observa en la Figura 2.7d.

Las 4 etapas descritas son típicas en pozos de gas que experimentan problemas de carga de líquido, la diferencia de tiempo de ocurrencia de una etapa a otra varía de pozo a pozo. Esta diferencia está en función del diámetro de la tubería, el volumen de líquido producido, la densidad del fluido, la permeabilidad de la formación y la presión de fondo. Cabe mencionar que este tipo de problemas son más comunes en pozos que producen en yacimientos de baja permeabilidad.

## II.4 Indicadores De Carga De Líquidos En Pozos De Gas<sup>1, 13, 15</sup>

Como ya se mencionó anteriormente, si existe acumulación de líquidos en el fondo de los pozos de gas éstos pueden morir o fluir erráticamente debido a la contrapresión originada por la columna de líquido. Si el pozo es diagnosticado tempranamente, las pérdidas o disminuciones de la producción por este problema pueden ser reducidas implementando algunos métodos para eliminar la carga de líquido, por el contrario si este fenómeno no es identificado a tiempo los efectos causados por la columna puede dañar permanentemente el desempeño de los pozos e inclusive causar la pérdida total de éstos. A continuación presentamos los síntomas más comunes que nos indican la acumulación de líquido.

### 2.4.1 Registrador de flujo

Identificar el problema de la carga de líquido se puede realizar por medio de los datos obtenidos por los registradores de flujo, dispositivos que miden el flujo de gas que pasa a través de un orificio y grafican la presión en cartas. Cuando no existen problemas de esta índole los datos que registran las carta suelen ser suaves debido a que el flujo de gas tiene poco efecto en el orificio, sin embargo, si existe presencia de líquidos en la producción; la alta densidad del fluido ocasionará que el registrador marque un pico de presión, esto quiere decir que los líquidos o condensados se están acumulando en el fondo y se producen erráticamente.

Adicionalmente el flujo de gas comenzará a disminuir rápidamente y la presión de la tubería en la superficie caerá, creando cartas muy accidentadas como se muestra en el lado derecho de la Figura 2.8, donde los picos son generados cada vez que se libera un bache de líquido.

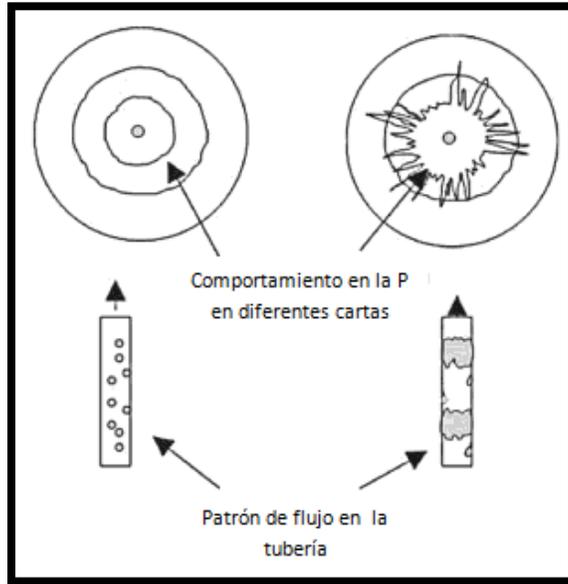


Figura 2.8 Efectos de dos fases en las cartas del registrador de flujo.

Este fenómeno de producción intermitente en forma de baches de líquido, es conocido como cabeceo del pozo. La Figura 2.9 muestra la carta de presión de un pozo con cabeceo leve.

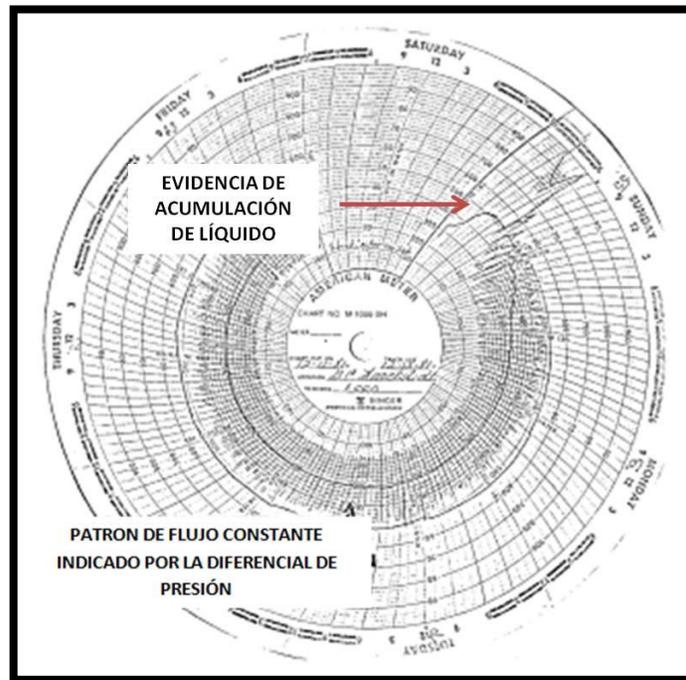


Figura 2.9 Gráfico de presión con visible cabeceo en la parte superior.

### 2.4.2 Análisis de curvas de declinación

La forma de las curvas de declinación de los pozos pueden ser indicadores importantes de la acumulación de líquido en el fondo del pozo, este método consiste en analizar las curvas a largos períodos de tiempo, con el fin de identificar cambios en la tendencia general como se aprecia en la Figura 2.10.

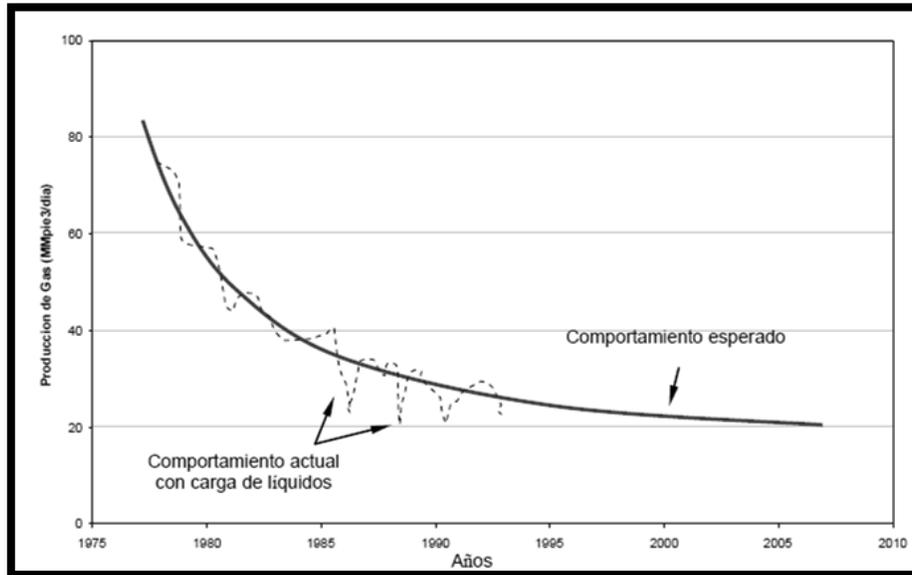


Figura 2.10 Curva de declinación en la producción.

La forma fluctuante de la curva es una señal de la existencia producción errática y por lo tanto podemos llegar a la conclusión de que hay acumulación de líquido, como se observa en la Figura anterior, el tiempo de producción total se reduce también debido a esta problemática.

### 2.4.3 Disminución de la presión en la tubería de producción y aumento en la presión de la tubería de revestimiento

Cuando la columna de líquido se forma en el fondo del pozo origina una contrapresión en la formación, provocando a su vez una reducción de la presión en la superficie. En terminaciones sin empacador la presencia de líquidos en la tubería se muestra como un aumento en la presión de la tubería de revestimiento

como se muestra en la Figura 2.11. Por lo tanto una disminución en la presión de la TP y el correspondiente incremento en la TR son indicadores de la carga de líquido.

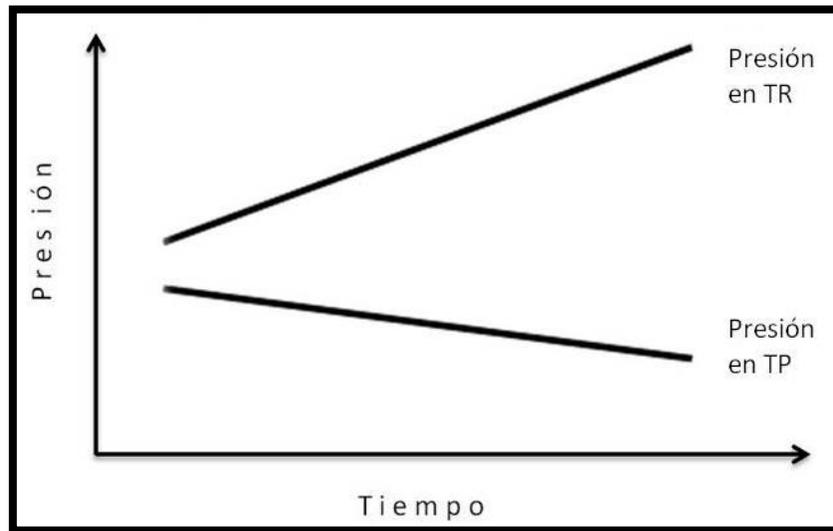


Figura 2.11 Comportamiento de las Presiones en TR y TP.

#### 2.4.4 Registros de presión

Uno de los métodos más seguros para identificar la problemática de carga de líquido en el pozo son los registros de presión estática o fluyente. Dichos registros miden el gradiente de presión que está en función de la densidad y la profundidad.

Puesto que la densidad del gas es significativamente menor a la del agua o a la del condensado, la curva de gradiente exhibirá una línea pero con un cambio brusco en su pendiente. La Figura 2.12 ilustra el principio básico asociado a los registros de presión para identificar carga de líquido en el pozo.

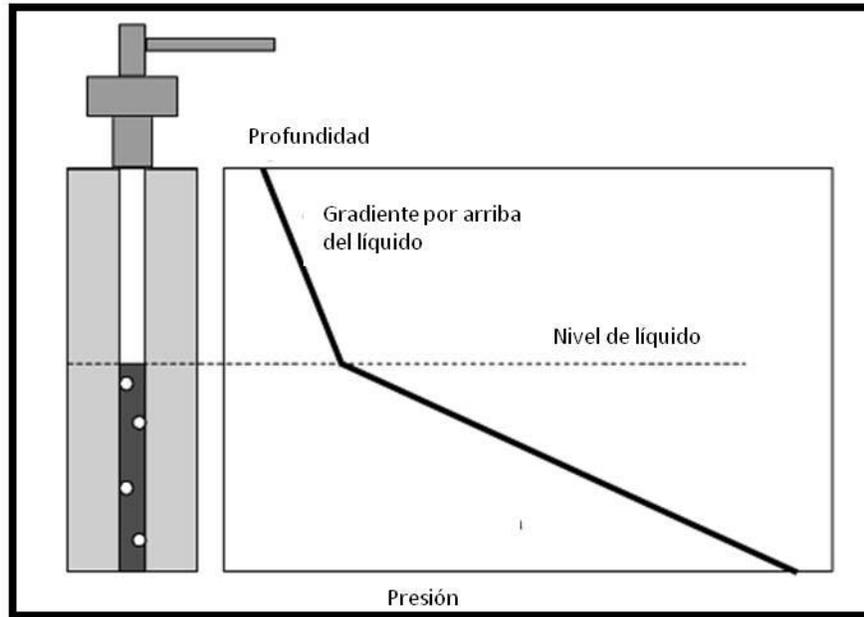


Figura 2.12 Cambio del gradiente de gas.

Cabe mencionar que cuando el gradiente no es lineal este no es un indicador fidedigno de la presencia de líquido y la prueba de presión deberá repetirse nuevamente.

#### 2.4.5 Pruebas acústicas

Las pruebas acústicas para detectar el nivel de líquido son desarrolladas exitosamente en diferentes tipos de pozos alrededor del mundo. La aplicación más común de una prueba acústica es la medición del nivel de líquido en el pozo o en el espacio anular por medio de disparos en el fondo de la tubería. Los resultados obtenidos de estas pruebas en pozos de gas pueden ser utilizados para determinar:

1. La cantidad de líquido y la contrapresión en la formación.
2. El gasto de gas en la tubería.
3. El gradiente de fluido equivalente por debajo del nivel de líquido.
4. La presión de fondo fluyendo

Una prueba acústica para el nivel de fluido puede ayudarnos a determinar también la profundidad del nivel y la distribución de presión en los pozos de modo que el Ingeniero logre determinar la severidad del problema.

En este tipo de pruebas cuando el pozo de gas está fluyendo con un gasto menor al gasto crítico el disparo generado en la prueba acústica usualmente mostrará un eco el nivel del líquido; si el pozo de gas está fluyendo a un gasto mayor que el gasto crítico entonces la interfaz de gas y niebla estará en la superficie y el disparo no generará eco alguno.

Durante la toma de pruebas acústicas los pozos fluyentes de gas pueden ser agrupados en 3 diferentes categorías para su análisis: pozos por encima del gasto crítico, pozos por debajo del gasto crítico y pozos cerrados.

En la primera categoría ningún líquido es producido debido a que los cambios de temperatura y presión son uniformes a lo largo de la tubería y la velocidad es suficiente para acarrear el líquido a la superficie como una fina niebla. El análisis de los disparos hechos en este tipo de pozos puede ayudarnos a determinar el gradiente del fluido y la  $P_{wf}$ .

En pozos cerrados las pruebas acústicas nos permitirán conocer la presión estática mientras que en pozos por debajo del gasto crítico, este tipo de estudios pueden conducirnos a determinar el nivel de fluido y la distribución de la carga de líquido en el pozo. Generalmente las pruebas acústicas son tomadas en varios puntos de la tubería mientras que el flujo en superficie es momentáneamente suspendido. El análisis de pruebas acústicas es usado para determinar la longitud que tiene la columna de líquido y la contrapresión que actúa contra la formación. El principal objetivo de las mediciones acústicas en pozos de gas es la determinación de la cantidad de líquido que ha sido acumulado en el fondo.

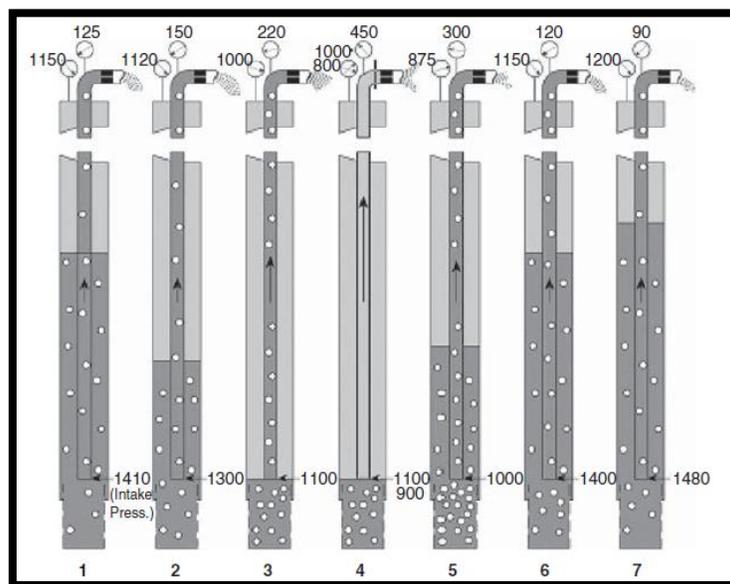
En pozos fluyentes donde la velocidad del gas es incapaz de levantar el líquido a la superficie, el disparo inducido por debajo de la tubería mostrará un eco en la parte inferior del pozo y a su vez el gradiente de presión del fluido reflejará dos valores, un gradiente pequeño arriba de la interface líquido-gas y un valor alto en el gradiente por debajo de esta interface.

#### 2.4.6 Monitoreo del desempeño del pozo

Un método accesible para identificar el problema de acumulación de líquido en el pozo se puede llevar a cabo a través de curvas de presión de la cabeza del pozo. Estas curvas permiten identificar este problema cuando son comparadas con curvas tipo, generadas a partir de las condiciones de operación del pozo.

#### 2.4.7 Oscilación cíclica de presiones

Algunos pozos de gas sin empacador con la problemática de líquido en el fondo exhiben oscilaciones de baja frecuencia en la presión. La Figura 2.13 muestra las oscilaciones típicas en las presiones de un pozo medidas en superficie:



2.13 Oscilaciones de baja frecuencia en pozos de gas con carga de líquido.

Los pasos de la oscilación en las presiones de la Figura 2.13 son descritas a continuación:

1. El fluido del espacio anular se desplaza lentamente hacia adentro de la tubería de producción por lo cual hay una disminución del nivel de líquido induciendo una disminución en la presión de la TR.
2. El pozo continúa produciendo a bajo gasto ya que la columna de la tubería es pesada. La presión en el espacio anular sigue disminuyendo ya que el fluido se mueve hacia la TP, y por ende la presión en la TP incrementa levemente.
3. La presión en el espacio anular sigue cayendo. El nivel de líquido cae a la entrada de la TP conforme el líquido es producido. El gas fluye dentro de la tubería. El peso de la columna en la tubería es reducido ya que el gas de la formación es nuevamente producido y no hay acumulación de líquido dentro del espacio anular.
4. El gradiente de la TP disminuye aún mas debido a la producción de gas en la corriente de flujo, mientras tanto la  $P_{wf}$  disminuye permitiendo que sólo gas fluya dentro de la TP. La producción del yacimiento también incrementa, el agotamiento del yacimiento será siempre mayor en esta etapa. Por un período corto, el pozo produce a un gasto más alto de lo normal pero con pequeñas cantidades de líquido. Dado que la producción de líquido es escasa o incluso inexistente, la energía proporcionada por la alta cantidad de gas se pierde a medida que se emplea para levantar el líquido. Durante este período la presión en el espacio anular se mantiene o varía mínimamente mientras que la presión en la TP incrementa drásticamente.
5. El yacimiento de nuevo comienza a producir líquidos y la producción de gas cae. El gas almacenado en el fondo disminuye y la carga de líquido se hace

presente en la TP y en el espacio anular. Como el nivel de líquido se eleva en el espacio anular, el gas también comienza a quedarse en este lugar. Así mismo el gas es dirigido en el espacio anular entre las tuberías y el gradiente en la TP aumenta, añadiendo un esfuerzo extra contra el yacimiento disminuyendo el gasto de producción. Esta etapa se caracteriza porque la presión en la TP aumenta y en la TR se mantiene o varía de forma mínima.

6. El líquido continúa fluyendo dentro de la tubería a un gasto alto, sin embargo, el líquido sigue acumulándose en el fondo del pozo. Alguna cantidad del fluido puede migrar dentro del espacio anular.
7. El gasto de producción de líquido en la superficie está en balance con el gasto de la producción de líquido por parte de la formación. El gas continúa migrando al espacio anular incrementando así en gran manera la presión, repitiendo nuevamente el ciclo.

Hay que tener en cuenta que esto no es una carga de líquido en forma usual, debido a que es causada por una inestabilidad en las presiones del espacio anular entre TR y TP que conduce a altas y bajas en la producción.

#### 2.4.8 Cese en la producción de líquido

Durante cierto período de tiempo algunos pozos de gas producen una tasa alta de líquido, sin embargo, después de ese lapso el gasto disminuirá considerablemente hasta llegar a un punto donde cese por completo. Así mismo el gasto de gas disminuirá porque éste deberá atravesar la columna de líquido para llegar a la superficie. El Ingeniero deberá notar estos cambios para detectar la formación de líquido en el fondo del pozo y por ende implementar uno de los métodos disponibles para atacar tal problemática.

**BIBLIOGRAFÍA**

- <sup>1</sup>. James F. Lea, Henry V. Nickens, Michael R. Wells, *“Gas Well Deliquification”*, Gulf Professional Publishing, 2da Edición 2003.
- <sup>2</sup>. R.G. Turner, M.G. Hubbard, A.E. Dukler, *“Analysis and Prediction of Minimum Flow rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells”*. SPE 2198, 1969
- <sup>3</sup>. James F. Lea, Henry V. Nickens, Michael R. Wells, *“Gas Well Deliquification”*, Gulf Professional Publishing, 1ra Edición 2003.
- <sup>4</sup>. Y. Taitel, D. Barnea, A.E. Dukler, *“Modeling Flow Pattern Transition for Steady Upward Gas-Liquid Flow in Vertical Tubes”*, AIChE Journal, 1980.
- <sup>5</sup>. G.B. Wallis, *“One Dimensional Two-Phase Flow”*. McGraw Hill Book, 1969.
- <sup>6</sup>. D. Barnea, *“A Unified Model for Predicting Flow-Pattern Transition for the Whole Range of Pipe Inclinations”*, International Journal of Multiphase Flow. 1989.
- <sup>7</sup>. A.M. Ansari, N.D. Silvester, J.P. Brill, *“A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores”*, SPE 20630, 1994.
- <sup>8</sup>. S.B. Coleman, B. Steve, *“A New Look at Predicting Gas-Well Load Up”*, SPE 20280, 1991.
- <sup>9</sup>. M.A. Nousseir, T.A. Darwish, M.H. Sayyoub, M.E. Sallaly, *“New Approach for Accurate Prediction of Loading in Gas Wells under Different Flowing Conditions”*. SPE 66540, 2000.
- <sup>10</sup>. M. Li, L. Sun, S. Li, *“New View on Continuous Removal of Liquids from Gas Wells”*, SPE 70016, 2002.

- <sup>11</sup>. Juana Estefanie Martínez Gómez, *"Métodos de producción para pozos de gas depresionados con carga de líquidos"*, Tesis UNAM 2009.
- <sup>12</sup>. W. John Lee, Robert A. Wattenbarger, *"Gas Reservoir Engineering"*, SPE Textbook Series Vol 5, 1996.
- <sup>13</sup>. James F. Lea: *"Solving – Gas Well Liquid – Loading Problems"*, SPE 72094, 2004
- <sup>14</sup>. T. R. Neves, R. M. Brimhall, *"Elimination of Liquid Loading in Low – Productivity Gas Wells"*. SPE 18833, 1969.
- <sup>15</sup> O. L. Rowlan, J. N. McCoy, *"Acoustic Liquid Level Determination of Liquid in Gas Wells"*. SPE 100663, 2006.

## Capítulo III



## Métodos para Eliminar Carga de Líquidos en Pozos de Gas



### **CAPÍTULO III.- MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS**

La remoción de líquidos en un pozo de gas, es una de las tareas más importantes dentro de las técnicas de control conocidas. Como la presión del yacimiento declina, el líquido tiende a acumularse en el fondo del pozo debido a la incapacidad del gas para levantarlo hacia la superficie. La columna de líquido acumulada, la cual genera una contrapresión en el yacimiento, reduce significativamente la producción del gas y la exactitud en la interpretación de las características de flujo. Una vez que la producción del gas es reducida, se convierte aún más difícil remover los líquidos por el mismo gas. Incluso, la carga de líquidos puede llegar a matar el pozo y afectar la última recuperación de gas en el yacimiento.

Diferentes medidas se han adoptado para resolver la carga de líquidos, como el émbolo viajero, compresores a boca de pozo, la inyección de agentes espumantes o bien la instalación de una sarta de velocidad. Dichos métodos se explicaran en este capítulo.

### III.1 Émbolo viajero

Émbolo viajero es el primer método de levantamiento artificial diseñado exclusivamente para eliminar la problemática de acumulación de líquido en pozos de gas, el cual se caracteriza por emplear únicamente la energía del yacimiento para producir los líquidos. Este método resulta altamente eficaz en pozos de baja productividad y relaciones de gas - aceite mayores a 400 pies<sup>3</sup>/bl por cada 1000 pies.

El émbolo de este sistema consiste en un pistón que viaja libremente ajustándose dentro de la tubería de producción, dicho viaje del fondo a la cabeza es posible gracias a la presión en el fondo del pozo. La Figura 3.1 ilustra una instalación típica de un émbolo viajero:

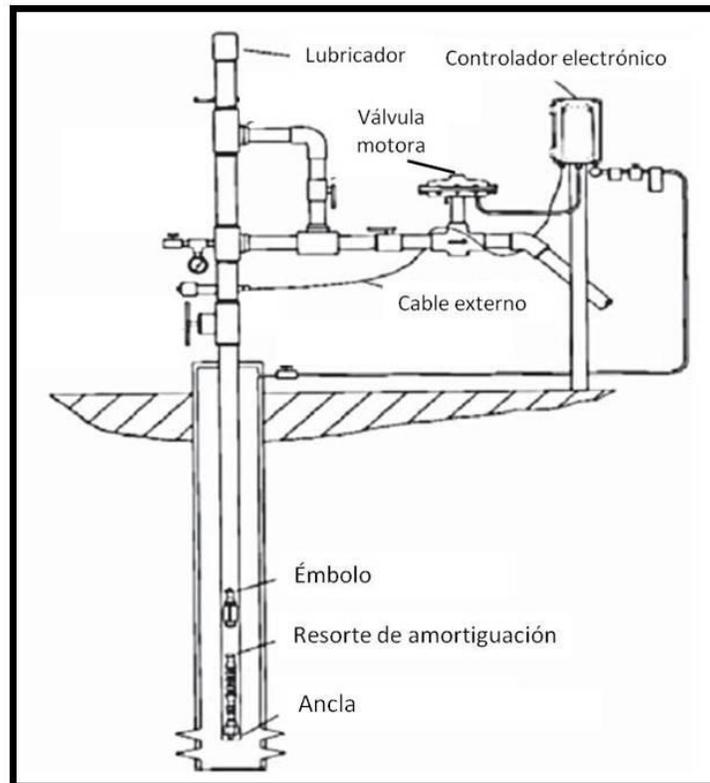


Figura 3.1 Instalación típica del émbolo viajero.

A pesar de que la aplicación de este sistema es relativamente barata (alrededor de 4000 dólares por una instalación mínima<sup>2</sup>), la implementación de elementos adicionales puede incrementar su costo inicial.

Un sistema de émbolo viajero es considerado simple y requiere de pocos componentes.

Un sistema típico como el de la Figura 3.1 incluye los siguientes elementos:

- Ancla.- La función de este elemento es colocarse en el fondo del pozo para sostener el resorte amortiguador. La profundidad máxima que podrá alcanzar el émbolo será aquella a la cual está colocada el ancla.
- Resorte amortiguador.- Esta parte del ensamble es colocado en el fondo del pozo por encima del ancla, con el fin de soportar el impacto de la caída del émbolo logrando que este proceso sea en forma suave evitando así su deterioro. En algunos casos incluye una válvula de pie, la cual impide que el líquido se regrese a la formación durante el período de cierre.
- Émbolo libre.- Es un pistón que viaja a lo largo de la tubería elevando el bache de líquido.
- Sensor.- Usualmente en el arreglo superficial se coloca un sensor en la tubería para detectar la llegada del émbolo.
- Lubricador. Es un ensamble que va colocado en la parte superior del pozo que consta de un resorte amortiguador para inhibir el impacto del arribo del émbolo y un cátcher que atrapa y aloja el émbolo durante el período de apertura del pozo.
- Válvula motora.- Es una válvula neumática que controla la apertura y cierre de la línea de producción de forma eléctrica. Inclusive en algunos pozos donde la presión de fondo es suficiente y no se requiere del émbolo, esta

herramienta es implementada para regular períodos de apertura y cierre mientras el pozo almacena energía en el fondo para levantar por sí sólo los baches de líquido producidos.

- Controlador electrónico. Es un dispositivo que contiene la información necesaria de los tiempos de apertura y cierre de la válvula durante los ciclos. En la Industria existen también controladores de tiempo, de alta y baja presión, el primero es empleado en pozos con alto índice de productividad y los últimos son más adecuados para el caso contrario. Es importante mencionar que los controladores de tiempo y presión son menos confiables a los electrónicos, además de que requieren monitoreo constante.

El sistema de émbolo viajero opera en un proceso cíclico alternando períodos de apertura y cierre, predeterminados en base a los parámetros de tiempo y presión del pozo. Durante el período de cierre con el pistón o émbolo en el fondo, la presión del gas se acumula en el espacio anular mientras la mayoría de los líquidos son depositados en el pozo durante el último período de flujo, al mismo tiempo el émbolo permanecerá en dicho lugar a la espera de un incremento en la presión. La presión del gas en el fondo dependerá de la presión del yacimiento y la permeabilidad. Cuando la presión en el fondo incremente lo suficiente, la válvula motora se abrirá y el émbolo será elevado acarreado el bache de líquido que se formó hasta la superficie donde el émbolo será alojado en el ensamble del lubricador, y permitirá que el pozo fluya. Después de estos eventos el pozo será cerrado nuevamente y el siguiente ciclo continuará

El ciclo convencional del émbolo viajero es el más común, éste tiene un período de cierre considerable mientras el pistón cae y la presión se acumula en el fondo.

A diferencia del anterior, un sistema de émbolo viajero con flujo continuo implica un breve lapso de cierre únicamente para permitir que el émbolo salga del lubricador, inmediatamente después el pozo comenzará a fluir y el pistón caerá contra corriente al flujo. Una de las ventajas del émbolo a flujo continuo es que la producción será mayor a comparación del otro debido a los cortos períodos de cierre.

### 3.1.1 Ciclo de Émbolo Viajero Convencional<sup>1,2</sup>

El acarreo de líquido con émbolo viajero opera en un ciclo relativamente simple como se ilustra en la Figura 3.2. Los números en la parte superior de la Figura indican los pasos del ciclo, los cuales son descritos a continuación:

1. El pozo está cerrado y la presión en el fondo de la TR se acumula. Cuando la presión es capaz de levantar el émbolo y los líquidos a la superficie con una velocidad razonable de aproximadamente 750 pies/min en contra de la presión en superficie, la válvula de la TP en la superficie se abrirá.
2. La válvula abre y el pistón con el bache de líquido suben mientras el gas se expande en el fondo dentro de la tubería otorgando presión para la elevación. Durante este proceso el pozo también produce gas para añadir aun más energía.
3. El líquido y el émbolo llegan a la superficie, la producción es desplazada a la línea de flujo y el pistón es atrapado por el cátcher permaneciendo en la superficie al mismo tiempo que el gas fluye.
4. La velocidad del gas comienza a decaer y un bache de líquido se acumula en el fondo del pozo. La presión en la TR incrementa, indicando una gran caída de presión en la tubería debido a la columna.

- Finalmente la válvula se cierra y el émbolo cae al fondo a través de la columna de líquido hasta golpear el resorte amortiguador. En cuanto el pistón se aloja en el fondo, el ciclo se repetirá nuevamente.

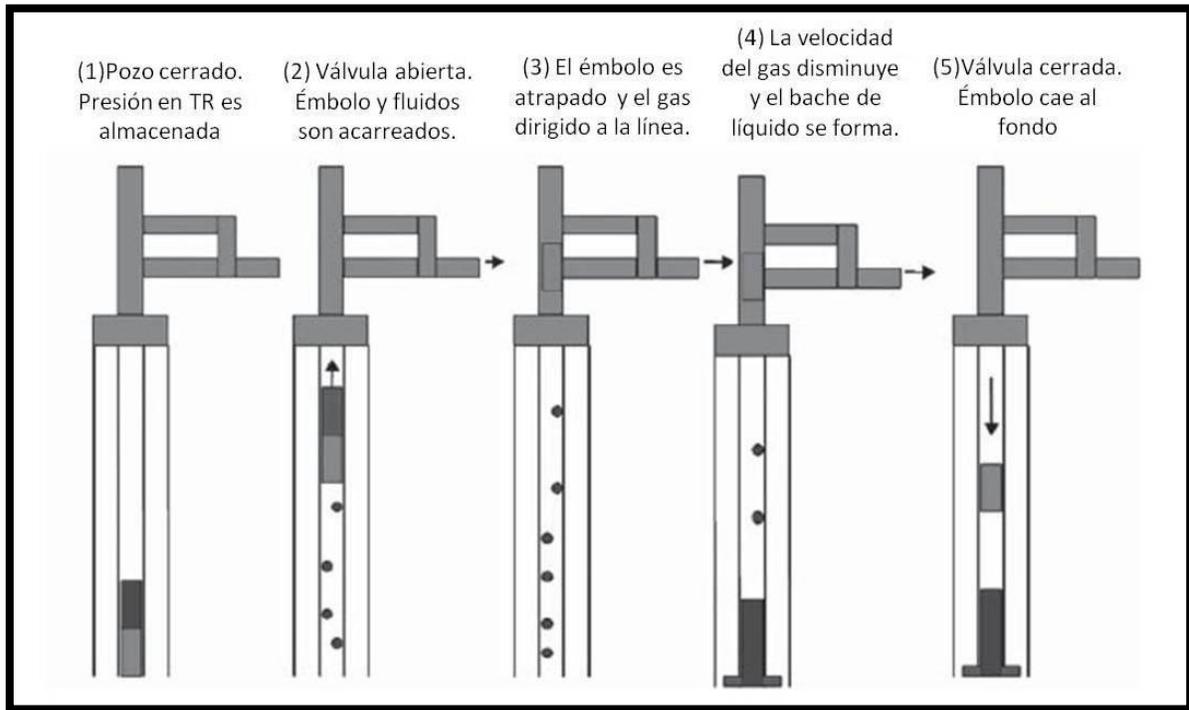


Figura 3.2 Ciclo del émbolo viajero.

Los ciclos son continuos y pueden ser ajustados acorde a diferentes esquemas programados dentro de varios controladores disponibles, claro establecidos a partir del análisis de diversos parámetros.

Como ya se mencionaba, la mayor fuente de energía para llevar a cabo los ciclos es la presión que se acumula en el período de cierre. Las operaciones con émbolo viajero en pozos sin empacador resultan más efectivas, sin embargo, también son aplicables en pozos con empacador.

La Figura 3.3 muestra con mayor detalle el comportamiento de las presiones en el fondo, la tubería de producción y la tubería de revestimiento durante un ciclo del émbolo viajero.

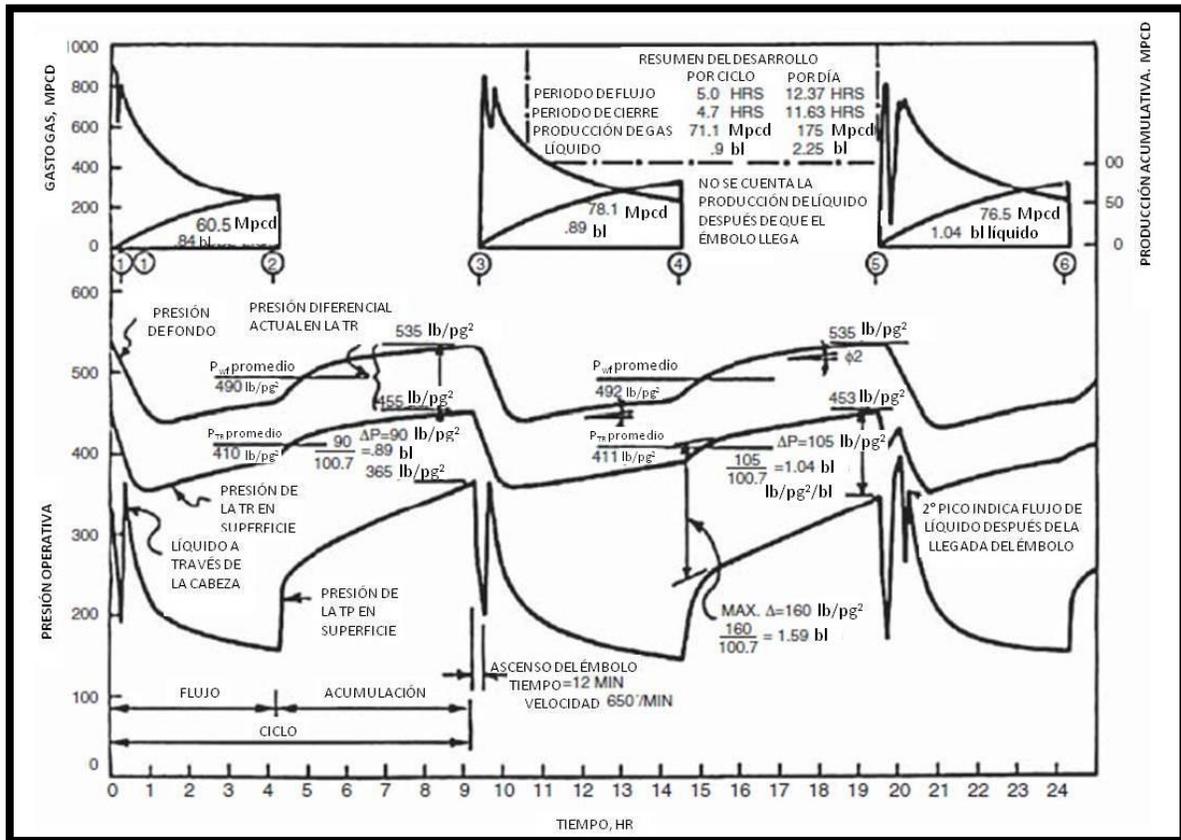


Figura 3.3 Ciclo típico del émbolo viajero.

### Ciclo de Émbolo Viajero a Flujo Continuo

Como ya se mencionaba anteriormente, los pozos con un sistema de émbolo viajero continuo fluyen mientras el émbolo cae. El émbolo empleado en este tipo de sistema es especial como se muestra en la Figura 3.4:



*Figura 3.4 Émbolo para ciclo continuo.*

Como se observa en la Figura 3.4 el émbolo consta de dos piezas, las cuales tiene un área de bypass que permite que la producción pase alrededor de la pieza inferior (la esfera) y a través del pistón (pieza superior). Un promedio del flujo que se puede tener con este sistema son 1000 Mpcd.

El ciclo comienza cuando ambas piezas son enviadas desde el fondo del pozo a través de la corriente de flujo de gas con una posible carga de líquido que se acumuló sobre el cilindro, hasta que el émbolo golpea en la superficie una varilla de desplazamiento que lo atraparé y lo mantendrá arriba. Posteriormente la varilla separará las dos piezas del pistón manteniendo al cilindro en la superficie. Después la esfera caerá al fondo para esperar el regreso del cilindro. Cuando la velocidad del gas disminuye, el cilindro es liberado para unirse con la esfera al llegar al fondo, y el proceso comienza nuevamente (observar Figura 3.5).

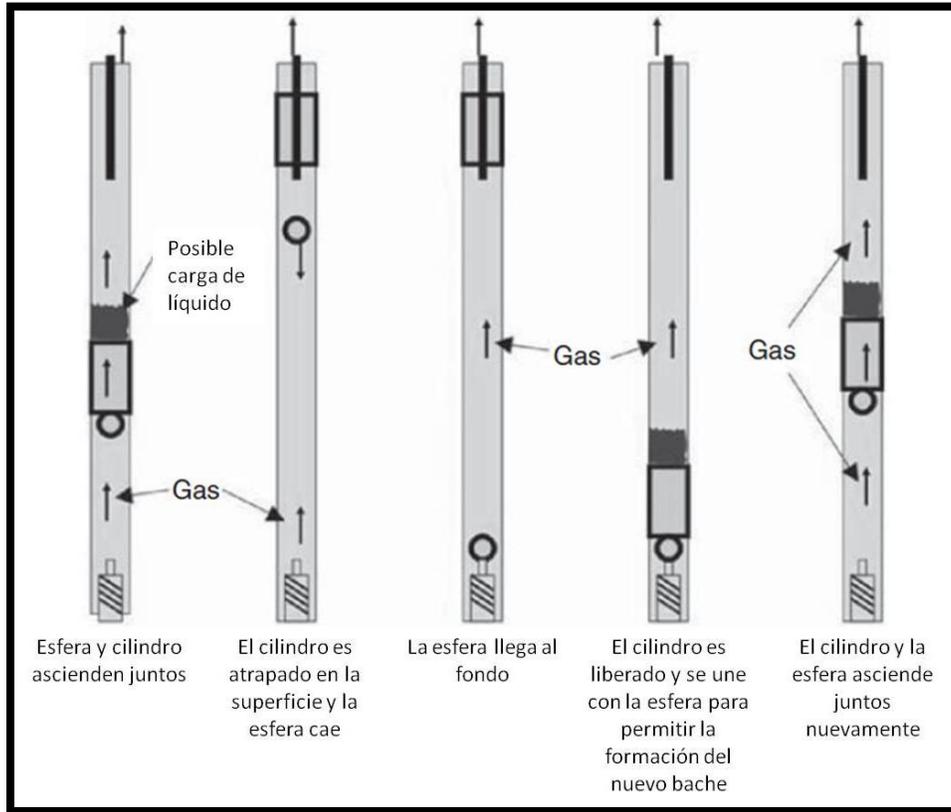


Figura 3.5 Ciclo del émbolo viajero continuo.

El émbolo puede viajar al fondo a velocidades superiores de 1000 pies por minuto mientras el pozo está fluyendo a un gasto considerable. La alta velocidad del viaje permite que el émbolo levante varias cargas de líquido por día en sus recorridos con una cantidad menor de presión de fondo que en los sistemas convencionales.

Otra ventaja del émbolo viajero continuo es que opera bien sin necesidad de emplear el volumen de líquido en el espacio anular para el almacenamiento de presión que requiere el émbolo viajero convencional, lo cual lo hace más factible en pozos con diámetro pequeño, además resulta ser efectivo en pozos con empacador o sin comunicación con el espacio anular.

Una regla general que se puede emplear para elegir como sistema de levantamiento al émbolo viajero continuo, es cuando el gasto de gas está 80% arriba del gasto crítico.

### 3.1.2 Émbolos <sup>2,3</sup>

En la Industria existe una gran variedad de émbolos, éstos son seleccionados según las necesidades del diseño y las características del pistón. La Figura 3.6 muestra algunos de los émbolos usados con mayor frecuencia en el campo y se incluye en seguida una breve descripción de ellos.

1. Émbolo capilar, el cual tiene un agujero y un orificio que lo atraviesa para permitir que el gas aligere el bache de líquido arriba del émbolo.
2. El Pistón con sello, tiene unas ranuras para minimizar la turbulencia del fluido.
3. Émbolo de cepillo con sellos, usado especialmente cuando la precipitación de sólidos o arenas está presente durante el flujo.
4. Otro tipo de émbolo en forma de cepillo con sello.
5. Émbolo con combinación de ranuras y sello.
6. Émbolo con una sección de ranuras y una sección de resorte con cuchillas expandibles. Tiene una barra que abre y cierra para permitir el flujo a través del émbolo dependiendo si éste viaja hacia abajo o hacia arriba.
7. Pistón con dos secciones de cuchillas expandibles que permiten el flujo.
8. Mini-émbolo con cuchillas expandibles.
9. Pistón con dos secciones de cuchillas expandibles y un elemento que permite el flujo mientras el émbolo cae.
10. Émbolo con cuchillas expandibles con una barra que abre al flujo durante la caída del émbolo y el cierre durante la elevación.

11. Pistón lavador que permite el paso del flujo mientras cae.
12. Émbolo con cuchillas y una barra que permite el flujo a través de éste, diseñado para caer con contraflujo en un diseño de flujo continuo.



*Figura 3.6 Tipos de émbolos.*

Algunos de estos émbolos tienen un barra que al ser empujada permite el flujo a través del émbolo cuando éste cae o cuando se incrementa la velocidad de caída. Cuando el pistón llega a la superficie, la barra de empuje abre para la caída del siguiente ciclo.

El émbolo cepillo fue diseñado para garantizar un mejor sello para el gas y el líquido, pero se desgasta más rápidamente que otros pistones, sin embargo es el único que correrá en presencia de arenas y sólidos.

### **3.1.3 Selección y diseño del émbolo viajero<sup>2,3</sup>**

La selección de un sistema de levantamiento artificial se basa en la experiencia y en una serie de algoritmos útiles para identificar que pozos son candidatos para este método de elevación en particular.

El propósito de esta sección es exponer esos algoritmos, que debido a la confiabilidad que se tiene en ellos, se han considerado "reglas de oro" para llevar a cabo una selección de pozos candidatos basándose en diversos parámetros. Así mismo incluimos las expresiones matemáticas que nos ayudarán a calcular los parámetros de operación del émbolo, una vez que se ha determinado su aplicabilidad como: la velocidad a la que viajará el émbolo, el período de duración del tiempo de cierre, el número de ciclos, etc.

### *Regla de la RGL*

La regla de la RGL (relación gas - líquido) es una "regla de dedo" muy simple, ésta establece que un pozo sin empacador debe tener una relación gas - líquido mínima de 400 pies cúbicos estándar por cada barril de líquido producido, por cada 1000 pies de profundidad (esto corresponde aproximadamente a 233 m<sup>3</sup> de gas por 1m<sup>3</sup> de líquido por cada 1000 m). En caso de que se cuente con empacador la RGL debe ser de 2000 pies cúbicos estándar por cada barril de líquido producido.

Para conocer la RGL requerida por esta regla se aplica la ecuación 3.1:

$$RGL = 400 \times \frac{h}{1000} \quad (ec. 3.1)$$

Donde:

$RGL$  = Relación gas – líquido mínima requerida, pies<sup>3</sup>/bl.

400 en pies<sup>3</sup>/bl.

1000 en pies.

$h$  = Profundidad, pies.

El resultado de la ecuación anterior debe ser comparado con el dato que se tiene de RGL, si ese valor es mayor a la RGL requerida entonces el pozo es candidato.

A pesar de que este método, resulta efectivo para la selección, en ocasiones puede dar falsos resultados, ya que debido a su simplicidad deja de lado varios parámetros como la presión del yacimiento, presión del pozo, geometría del pozo, etc., que resultan ser importantes para determinar la aplicabilidad del método.

### *Regla de la Presión de Operación en la TR*

Esta segunda regla de oro para la selección del sistema de émbolo viajero expone que un pozo es candidato si la presión de operación en la TR es 1.5 veces la presión de la línea, para ello se aplica la ecuación 3.2:

$$PO = 1.5 \times P_l \quad (\text{ec. 3.2})$$

Donde:

$PO$  = Presión de operación, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_l$  = Presión de la línea, lb/pg<sup>2</sup>

Una vez que se ha obtenido el valor de la ecuación 3.2 se debe cumplir que la presión de operación en la TR sea mayor o igual al resultado arrojado para garantizar que el émbolo viajero es aplicable en dicho pozo.

### *Cartas de aplicabilidad*

Para evitar tomar decisiones erróneas haciendo uso únicamente de las reglas anteriores, el Ingeniero de producción puede emplear otros métodos disponibles en la literatura. Una alternativa más elaborada para la selección de este

método son las cartas de Beeson, las cuales se han desarrollado para proveer de un método más preciso que toma en cuenta diversas variables. La Figura 3.7 muestra una de las cartas de Beeson para una tubería de 2 3/8 pg.

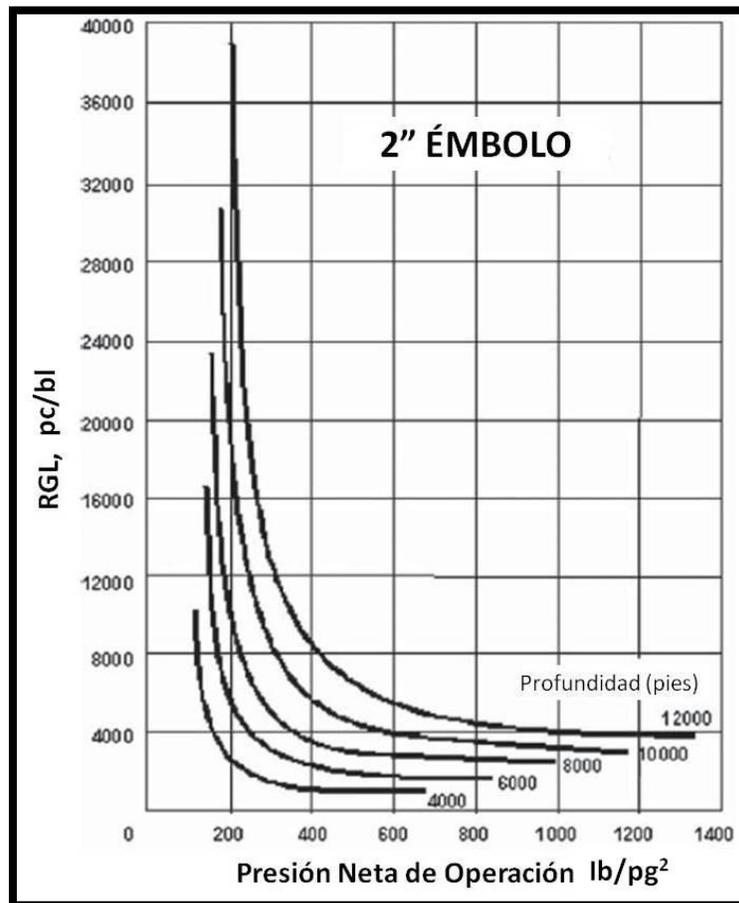


Figura 3.7 Carta de aplicabilidad del émbolo viajero para tubería de 2 3/8 pg.

Como se puede observar, en las cartas se grafica la RGL y la Presión Neta de Operación. La Presión Neta de Operación (ecuación 3.3) es la diferencia entre la presión de operación durante la acumulación en la TR y presión del separador o de la línea a la cual el pozo fluye mientras está abierto.

$$PNO = P_{wf(TR)} - P_l \quad (ec. 3.3)$$

Donde:

$PNO$  = Presión Neta de Operación, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{wf(TR)}$  = Presión de fondo en la TR durante la acumulación, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_l$  = Presión en la línea, lb/pg<sup>2</sup>.

La presión de acumulación en la TR es el valor de la presión que se acumuló debido a la presencia del bache de líquido en el fondo dentro de un período de operación razonable de una o dos horas. Esta presión es muy importante ya que en base a ella, se determinará la duración de las etapas del ciclo.

La RGL que se encuentra en el eje vertical, es la RGL requerida para designar si el pozo es candidato o no.

El uso de estos gráficos es muy sencillo, a continuación se incluyen los pasos a seguir:

1. Entrar por el eje de las abscisas con la Presión Neta de Operación y trazar una línea vertical hasta cortar la línea de profundidad correspondiente al pozo.
2. Con el punto de cruce del paso anterior marcar una horizontal que corte el eje de las ordenadas y con ese nuevo punto de intersección obtener la lectura de la RGL.

La RGL leída será la mínima requerida para considerar candidato al pozo, es decir, si la RGL medida del pozo es mayor al valor de la carta, entonces el émbolo viajero es una alternativa viable para eliminar la problemática de líquido, sin embargo, si el valor de la RGL del pozo es igual o menor a la de la carta se requerirán otros métodos para asegurar que el pozo sea candidato.

Considérese que el émbolo viajero resulta más efectivo en pozos con diámetros de TP mayores a 3 ½ pg, sin embargo, si el diámetro de la TP es muy grande se corre el riesgo que durante la carrera ascendente el émbolo pierda líquido y llegue seco a la superficie, lo que induce severos daños en el equipo. También tome en cuenta que el tamaño de la TR es importante, ya que ahí se acumula la presión para elevar el émbolo.

Cabe mencionar que debido a que en el sistema de émbolo viajero continuo no se contempla para su operación el almacenamiento de energía de presión en el fondo, las cartas de aplicabilidad no pueden ser usadas.

### *Émbolo Viajero en pozos terminados con y sin empacador*

A pesar de que en algunos pozos terminados con empacador se les ha instalado un sistema de émbolo viajero exitosamente, debido a que tienen suficiente presión de yacimiento y flujo de gas para producir el volumen de líquido necesario para operar el sistema, las terminaciones sin empacador son preferidas.

En el caso de que el pozo tenga empacador instalado debe llevarse a cabo una perforación de la tubería por encima y cerca del empacador para permitir el almacenamiento del gas, lo cual mejorará evidentemente la eficiencia del émbolo viajero.

Cuando se desea implementar el sistema en pozos con o sin empacador, se debe evaluar si esa característica no afectará su desempeño. Para estimar si las condiciones del pozo son suficientes para soportar el émbolo viajero se puede aplicar la Figura 3.8:

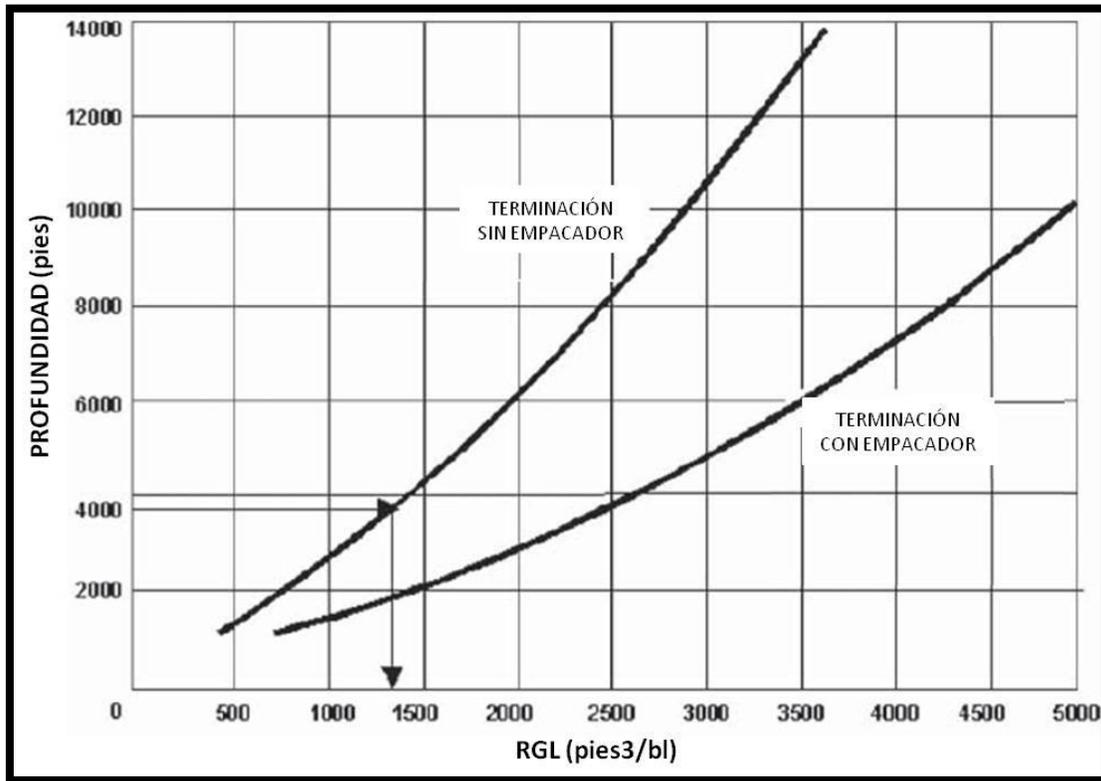


Figura 3.8 Volumen de gas requerido para émbolo viajero con o sin empacador.

Para aplicar la Figura 3.8 se deben seguir los siguientes pasos:

1. Nuevamente se debe entrar con la profundidad del pozo (por ejemplo 3900 pies), hasta interceptar la línea según las condiciones del pozo (sin empacador para el ejemplo).
2. Con el punto de intersección del paso anterior proyectar una vertical que cruce el eje “x” con la cual se leerá un valor de RGL. (como se observa en la Figura 3.8 una RGL de 1400 pies<sup>3</sup>/bl será suficiente para operar un émbolo a una profundidad de 3900 pies ).

Como se puede observar en la Figura 3.8 en pozos con empacador se requerirá una RGL mayor para operar este sistema a mayor profundidad.

### Factor de carga

El factor de carga determina si el émbolo llegará a la superficie después que la válvula motora es abierta para descargar el pozo. El factor de carga depende de la presión de la TR al final del cierre, la presión en TP al final del cierre y de la presión de la línea (por lo general se considera la presión de la boca del pozo) antes de que el líquido llegue a la superficie. El factor puede ser calculado según la expresión 3.4.

$$\text{Factor de Carga} = 100 \times \frac{P_{TR} - P_{TP}}{P_{TR} - P_l} \% \quad (\text{ec. 3.4})$$

Donde:

$P_{TR}$  = Presión de la tubería de revestimiento con el pozo cerrado, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{TP}$  = Presión de la tubería de producción con el pozo cerrado, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_l$  = Presión en la línea, lb/pg<sup>2</sup>.

Para asegurar que se llevará a cabo el acarreo del émbolo y la columna de líquido, el factor de carga no debe exceder un 50% antes de la apertura del pozo. Si el factor de carga es mayor al 50% significa que la energía almacenada en el espacio anular no es suficiente para la elevación.

La carga de líquido puede ser definida como la presión en la TR menos la presión en la TP, y a su vez la energía provista por el pozo para el levantamiento puede ser considerada como la presión de la TR menos la presión de la línea.

### Altura del líquido en la tubería

Para calcular el volumen de líquido en el fondo de la tubería se requiere conocer la carga de líquido en término de las presiones ( $P_{TR} - P_{TP}$ ), el diámetro interno de la TP y la gravedad específica del líquido. Por lo tanto el volumen de líquido en barriles se puede obtener por medio de la ecuación 3.5:

$$v_{bache} = \frac{0.00224(P_{TR} - P_{TP})(DI^2)}{\gamma} \quad (ec. 3.5)$$

Donde:

$v_{bache}$  = Volumen del bache de líquido, bl.

$P_{TR}$  = Presión de la tubería de revestimiento con el pozo cerrado, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{TP}$  = Presión de la tubería de producción con el pozo cerrado, lb/pg<sup>2</sup>.

$DI$  = Diámetro interior, pg.

$\gamma$  = Gravedad específica, adimensional.

Para conocer la altura de la carga de líquido en pies se puede aplicar la ecuación 3.6, la cual depende la fracción del gas en el bache de líquido, la gravedad específica, presión en TR y TP.

$$H_{bache} = \frac{(P_{TR} - P_{TP})}{(0.433 \times (1 - F_g)\gamma)} \quad (ec. 3.6)$$

Donde:

$H_{bache}$  = Altura del bache de líquido, pies.

$P_{TR}$  = Presión de la tubería de revestimiento con el pozo cerrado, lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{TP}$  = Presión de la tubería de producción con el pozo cerrado, lb/pg<sup>2</sup>.

$F_g$  = Fracción del gas, adimensional.

$\gamma$  = Gravedad específica, adimensional.

### Mínimo tiempo de cierre

El tiempo de cierre mínimo requerido para una instalación de émbolo viajero es el mismo tiempo que el émbolo toma para caer a lo largo de la tubería más un factor de tiempo extra (FTE) que se considera para asegurar que el émbolo está colocado en el fondo. Basados en la experiencia obtenida en campo se considera un FTE de 1.05 a 1.1, ya que si se considera un tiempo mayor es posible que la producción se vea afectada en un período posterior. Un factor importante que afecta la velocidad de caída del émbolo y que debe ser tomado en cuenta es el diseño del émbolo.

El mínimo de minutos para el tiempo de cierre es la suma del tiempo de caída a través del gas a la superficie del líquido  $t_{cg}$  y el tiempo de caída a través del líquido gaseoso del fondo  $t_{cl}$ , esta última depende del tamaño de la columna de líquido gaseoso  $H_{bache}$  y la velocidad a la que viaja el émbolo  $V_{cl}$ . La distancia de recorrido del émbolo es igual a la distancia que hay de la superficie al resorte amortiguador menos la altura de la columna de líquido gaseoso  $L_r$ .

Por lo tanto para calcular el tiempo mínimo de cierre se emplea la ecuación 3.7:

$$t = t_{cg} + t_{cl} \quad (ec. 3.7)$$

$$t_{cl} = \frac{(H_{bache})}{(V_{cl})} \quad (ec. 3.8)$$

$$t_{cg} = \frac{(L_r - H_{bache})}{(V_{cg})} \quad (ec. 3.9)$$

Donde:

$t$  = Tiempo mínimo de cierre, min.

$t_{cg}$  = Tiempo de caída en el gas, min.

$t_{cl}$  = Tiempo de caída en el líquido gaseoso, min.

$H_{bache}$  = Altura del bache de líquido, pies.

$V_{cl}$  = Velocidad de caída en el líquido gaseoso, pies/min.

$V_{cg}$  = Velocidad de caída en el gas, pies/min.

$L_r$  = Longitud recorrida por el émbolo, pies.

Cabe mencionar que al resultado arrojado por la ecuación 3.7 se le debe aplicar el factor de tiempo extra que comúnmente oscila entre 1.05 y 1.1.

### ***Velocidad de ascenso del émbolo y tiempo máximo de descarga***

La velocidad de ascenso del émbolo debe oscilar entre 500 y 1000 pies/minuto con una velocidad media óptima de 750 pies/minuto, ya que a través de la experiencia se ha comprobado que un émbolo que viaja por arriba de 1000 pies/minuto tiende a desgastar en exceso el equipo y a su vez desperdicia gran cantidad de energía, mientras que un émbolo que viaja por debajo de los 500 pies/minuto permitirá que el gas que impulsa el émbolo migre a través de éste y el sistema pierda eficiencia al grado de que el émbolo no alcance la superficie .

Una forma sencilla de estimar el número de minutos que debe transcurrir antes de que el émbolo llegue a la superficie es con la ecuación 3.10:

$$t_{descarga} = \frac{L_r}{750} \quad (\text{ec. 3.10})$$

Donde:

$t_{descarga}$  = Tiempo descarga, min.

Velocidad media óptima= 750pie/min.

Para conocer el tiempo de descarga máximo que el émbolo debe tomar en su ascenso a la superficie la ecuación 3.10 debe ser dividida entre 500, y en caso contrario si se desea conocer el tiempo de descarga mínimo a la que se puede llevar a cabo el recorrido, la ecuación será dividida entre 1000.

### ***Eficiencia de Émbolo Viajero y máximo tiempo después del flujo***

La eficiencia del émbolo para levantar la carga de líquido a la superficie depende de muchos factores, tales como la velocidad de elevación, tipo de émbolo, calidad del sello, configuración del pozo y edad del equipo. Si el equipo es operado en buenas condiciones y con una velocidad que esté dentro del rango de 500 a 1000 pies/minutos, la eficiencia cercana al 100% es muy común, pero si el émbolo es operado por varios años sin debida inspección ni reparación, una eficiencia de 30% es muy común.

Un sistema de émbolo viajero eficiente requiere menor número de ciclos por día. Para calcular el número de ciclos necesarios para remover la producción diaria de líquido se emplea la ecuación 3.11, la cual depende de la cantidad de

líquido en el fondo de la tubería, la eficiencia del émbolo y la producción de líquido deseada.

$$Ciclos = \frac{v_{bache}}{q_g \times E} \quad ( ec. 3.11)$$

Donde:

$v_{bache}$  = Volumen del bache, bl.

$q_g$  = Gasto deseado de gas, bl.

$E$  = Eficiencia del émbolo, adimensional.

La duración de cada ciclo se emplea la ecuación 3.12

$$t_{ciclo} = \frac{24}{ciclos} \times 60 \quad ( ec. 3.12)$$

Donde:

$t_{ciclo}$  = Tiempo de duración de cada ciclo, min.

Finalmente para calcular el tiempo después del flujo se emplea la ecuación 3.13.

$$t_{después\ del\ flujo} = t_{ciclo} - t - t_{descarga} \quad ( ec. 3.13)$$

Donde:

$t_{después\ del\ flujo}$  = Tiempo después del flujo, min.

$t_{ciclo}$  = Tiempo de duración de cada ciclo, min.

$t$  = Tiempo mínimo de cierre, min.

$t_{descarga}$  = Tiempo descarga, min.

### Producción máxima de líquido con Émbolo Viajero

Para estimar la tasa de producción de líquido se han creado gráficos como la Figura 3.9, a través de la cual se puede obtener la máxima producción de líquido que un émbolo viajero tolerará a una determinada profundidad a un diámetro específico. El uso del gráfico se lleva a cabo de la siguiente manera:

1. Generalmente se entra con la profundidad del pozo (por ejemplo se entra a la Figura con 7000 para un pozo a 7000 pies), con dicho dato se traza una vertical que cruce las curvas del diámetro de la tubería obteniendo una intersección (2 pg para dicho ejemplo).
2. Con el punto de intersección del paso anterior trace una horizontal que corte el eje "y" para obtener la lectura de la producción máxima de líquido (se obtendrán 110 bl/día aproximadamente).

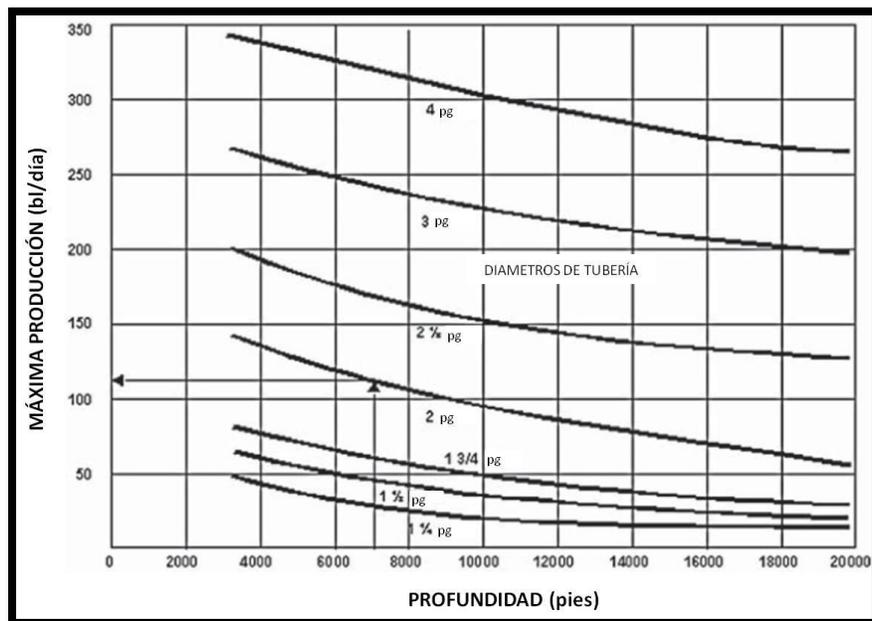


Figura 3.9 Estimación de líquido para émbolo viajero.

### *Resumen del diseño del Émbolo viajero*

El fin de esta sección es resumir los parámetros de operación que deben ser calculados para llevar a cabo el diseño del sistema empleando las reglas básicas expuestas en los puntos anteriores. A continuación incluimos los datos requeridos para el diseño y la secuencia de cálculo.

- Datos requeridos.

1. Estado mecánico para conocer diámetros, profundidades, etc.
2. Presiones en TP y TR al final del período de cierre.
3. Presión en la línea (justo antes de que el líquido llegue a la superficie).
4. Gravedad específica del gas libre de líquido en la tubería.
5. Velocidad del émbolo determinada usando un ecómetro.
6. Velocidad de caída del émbolo a través de líquido.
7. Profundidad del resorte amortiguador.
8. Fracción del gas.
9. Factor de ajuste para el tiempo mínimo de cierre.
10. Producción deseada de líquido.
11. Eficiencia de remoción del líquido.

- Secuencia de cálculo.

1. Calcular el volumen de líquido en la tubería.
2. Altura de la columna de líquido.
3. Tiempo de caída del émbolo durante el período de cierre a través del gas.
4. Tiempo de caída del émbolo durante el período de cierre a través del líquido.
5. Tiempo mínimo de cierre (tiempo de caída).
6. Tiempo total de caída (tiempo mínimo de cierre por FTE).
7. Mínimo valor de presión en la TR requerido para descargar en líquido.

8. Mínimo tiempo de llegada para el émbolo.
9. Máximo tiempo de llegada para el émbolo.
10. Ciclos por día para remover el líquido.
11. Gasto máximo de producción de líquido.
12. Ciclos por minuto.
13. Máximo tiempo de descarga.
14. Máximo tiempo después del flujo
15. Gasto mínimo de gas requerido.

### 3.1.4 Consideraciones en el diseño del émbolo viajero<sup>2, 3</sup>

Ya que se ha decidido que un pozo es candidato para la implementación del émbolo viajero, existen varias consideraciones que se deben tomar en cuenta antes y durante de la implementación de dicho sistema, las cuales se exponen a continuación.

#### *Consideraciones antes de la instalación*

Existe un grupo variado de parámetros que deben ser considerados antes de la implementación del émbolo viajero. Uno de los más importantes es la presión en la TR, ya que en el espacio anular entre TR y TP se almacena energía de presión al mantener el gas producido en compresión, de modo que a un tiempo posterior el gas será capaz de elevar el émbolo y el fluido a la superficie. Este gas atrapado determinará la frecuencia de los ciclos y por lo tanto el éxito de un sistema de émbolo viajero.

Otro factor clave a considerar es la cantidad de líquido acumulado. El gasto de acumulación de líquido juega un papel muy importante para determinar los tiempos de las etapas en el ciclo, debido a que si el volumen de líquido llega a ser

demasiado y la presión del gas no es suficiente es poco probable que el émbolo sea capaz de llevar al líquido a la superficie.

Un tercer factor muy importante a considerar, es la contrapresión generada por todas las fuentes como la línea de alta presión, pequeños estranguladores o compresores que afecten el flujo de gas. La contrapresión es la presión que el pozo experimenta en corriente abajo cuando la válvula de la tubería es abierta.

Para conocer cuando se debe llevar a cabo la etapa de apertura del ciclo del émbolo viajero se puede emplear el factor de carga, ya que si el tiempo de apertura no es el correcto y el pozo es puesto a producir demasiado pronto, la presión acumulada en el fondo podrá no ser la suficiente para elevar el émbolo, por lo tanto es importante determinar el tiempo que durará la acumulación de presión para dicha etapa del ciclo. Así mismo es vital que la válvula motora sea abierta tan rápido como sea posible para que la presión se libere instantáneamente con el fin de establecer la máxima diferencial de presión por debajo del émbolo y el bache de líquido.

Un error común en la operación del sistema es dejar que el pozo continúe fluyendo por un período prolongado después de que el primer bache de líquido se ha producido. Si esto sucede seguramente la presión decaerá por debajo del límite recomendado permitiendo que mucho líquido se acumule en el fondo, y por ende el volumen de líquido será excesivo provocando que el pozo no sea capaz de completar el siguiente ciclo. En consecuencia, una vez que la producción del pozo es sólo gas y la presión de fondo en TR disminuye cerca del límite, el pozo debe ser cerrado para aumentar la presión y permitir la acumulación.

Cuando el émbolo está en la superficie, se cierra la válvula motora para que caiga y se coloque en el resorte amortiguador, en ese momento el gas comenzará a

presurizarse en el fondo para el nuevo ciclo. Los Ingenieros de producción pueden saber en que momento el émbolo golpeará el fondo empleando un ecómetro.

### *Ajuste del ciclo*

La carga de líquido puede no sólo ocurrir en la tubería, también puede generarse en el yacimiento alrededor del pozo, la cual reduce la permeabilidad del yacimiento. Para eliminar parcialmente los efectos de esto, se recomienda efectuar un ciclo previo del émbolo conocido como limpieza, lo que implica que se permita formar un pequeño bache de líquido en el pozo y que el ciclo sea operado sin una alta presión de operación.

A continuación se presenta los pasos que se deben efectuar en el procedimiento de limpieza:

1. Conocer las presiones en TR y TP. Conocer el valor del factor de carga.
2. Abrir el pozo y permitir que el gas en la cabeza fluya para purgarlo.
3. Una vez que el émbolo asciende y la producción se convierte en gas, se debe cerrar el pozo para posteriormente dejar caer el émbolo.
4. Dejar cerrado el pozo hasta que la presión en la TR se recupere a un valor mayor de 1.5 la presión de la línea y se acumule el bache de líquido.
5. Abrir el pozo y dejar que el émbolo viaje a la superficie a una velocidad promedio. Finalmente al llegar a la superficie el pozo debe ser cerrado nuevamente.
6. Si este ciclo ha sido operado manualmente, entonces se debe ajustar el temporizador y los sensores para registrar el tiempo de recorrido y las presiones.
7. Establecer los tiempos para el recorrido del émbolo y los tiempos de llegada para el cierre.

8. Cualquiera que sea el método empleado para el ciclo previo, se debe dejar que se lleve a cabo por uno o dos días para asegurar que el área del yacimiento vecina al pozo no presenta la acumulación.

Tomé en cuenta que siempre hay que realizar este procedimiento de limpieza antes de operar el émbolo viajero y dependiendo de la permeabilidad y la presión del yacimiento la limpieza puede tomar un par de días o incluso hasta un par de semanas.

Ya terminada la limpieza, el pozo tomará un tiempo de estabilización el cual se identificará porque la presión de la TR aumenta y el gasto de líquido declina, mientras que el tiempo de viaje del émbolo es más corto.

Una vez que se ha alcanzado un estado estable, el tiempo de los ciclos puede ser optimizado regulando la velocidad del émbolo en la carrera hacia la superficie, sin embargo, es mejor tener ciclos rápidos para que el bache acumulado sea pequeño y por ende la cantidad de presión demandada al yacimiento para el levantamiento sea menor como se muestra en la Figura 3.10, incrementando de esta manera la producción.

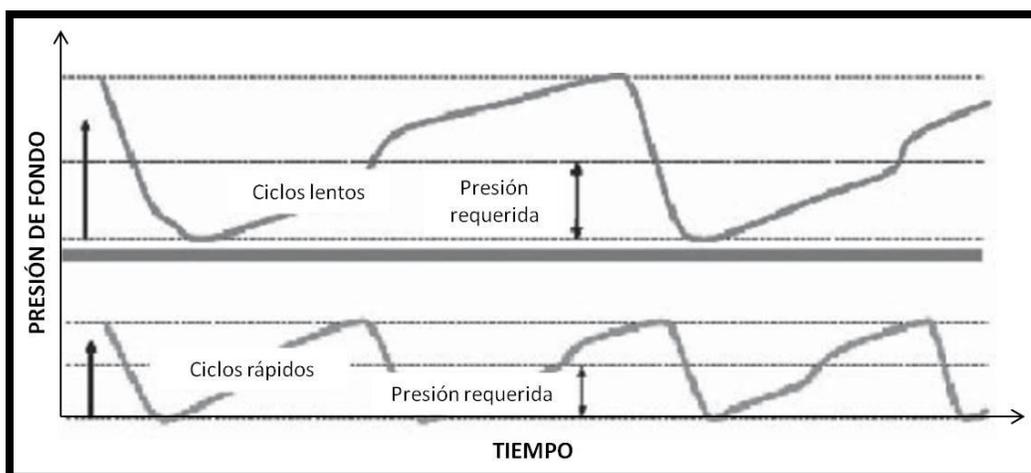


Figura 3.10 Volumen de gas requerido para émbolo viajero con o sin empacador.

Debe tomarse en cuenta también que las condiciones en superficie tendrán un efecto en las condiciones de operación del ciclo, por ejemplo, si la presión de salida de la línea declinara debido a un bajo porcentaje de líquido en el flujo, el tiempo óptimo de flujo incrementaría. Por otro lado si la presión de la línea incrementará, el tiempo de flujo se acortará. De modo similar si el diámetro del estrangulador por el cual se fluye se cambia el tiempo de flujo también lo hará.

Una vez que el pozo ha sido optimizado razonablemente y el sistema de levantamiento trabaja en condiciones estables, se debe llevar a cabo un monitoreo continuo del sistema para mejorar su rendimiento. Como sabemos las condiciones del yacimiento y por ende las del pozo se verán modificadas conforme el tiempo, propiciando una alteración en el desempeño del sistema de levantamiento, requiriendo así un ajuste.

### 3.1.5 Émbolo viajero en pozos con baja presión <sup>2</sup>

En pozos de gas con baja presión de fondo, el sistema de émbolo viajero puede ser aplicable, siempre y cuando éste cuente con una sarta lateral que se encargue de recircular el gas que llega a la cabeza del pozo hacia el fondo con el fin de otorgar energía de presión para levantar el bache.

La sarta para este procedimiento es de acero inoxidable de 1/2 a 3/4 pg, la cual será introducida al pozo y será fijada a la tubería de producción. En el fondo se coloca una válvula de pie en un mandril y un puerto lateral de inyección, y encima de éste se colocará el resorte y el émbolo (Figura 3.11).

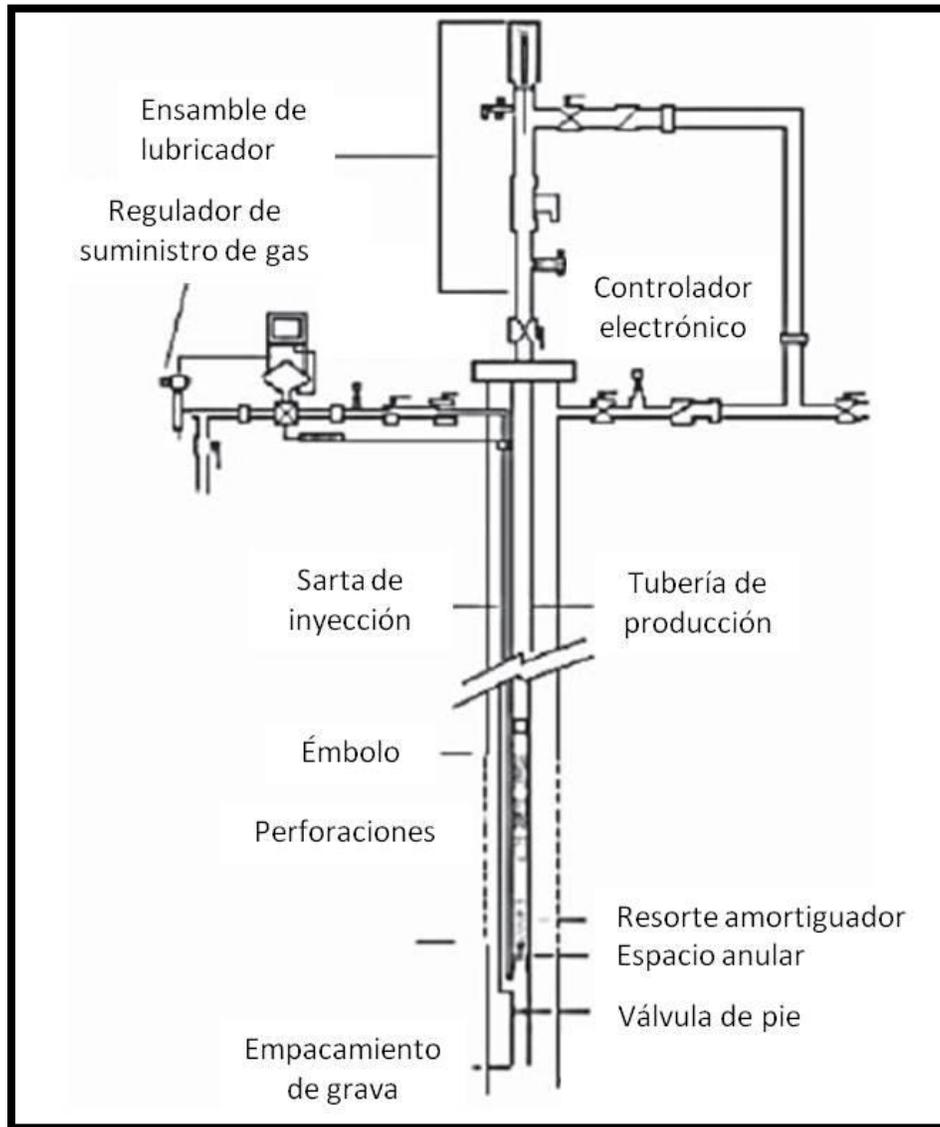


Figura 3.11 Émbolo viajero para pozos con baja presión de fondo.

El gas es inyectado a través de la sarta lateral directamente en el fondo dentro de la tubería de producción, regulado por la válvula de pie de modo que al llegar a la TP impulsa al pistón llevando el bache de líquido a la superficie.

La inyección de gas se lleva a cabo por un período corto de tiempo, sólo lo suficiente para lograr que el émbolo llegue a la cabeza. Una vez que el émbolo arribó, se deja fluir el pozo hasta que el émbolo caiga por su propio peso.

### 3.1.6 Émbolo viajero en pozos horizontales <sup>4</sup>

El sistema de émbolo viajero fue inicialmente diseñado para pozos verticales que fluían por debajo de la velocidad crítica, hace algunos años este método artificial de producción se consideró aplicable en pozos horizontales haciendo ciertas modificaciones. La instalación del sistema se llevó a cabo sin presentar grandes complicaciones, sin embargo, la optimización de la producción resulto ser mucho más difícil que en un pozo vertical.

En pozos horizontales se pueden identificar dos regiones: La región de la tubería y la región del pozo fuera de la tubería que abarca la sección horizontal. El movimiento de fluido entre estas dos regiones puede ser altamente complejo y variable a diferentes tiempos dentro del mismo pozo, por ello, uno de los retos más grandes en pozos horizontales con émbolo viajero es mover los líquidos que se han depositado en la región horizontal del pozo a la tubería de producción, por encima del ensamble del resorte de amortiguación.

La transferencia de líquido de una región se verá influenciada por la condensación de líquido dentro de la fase gaseosa conforme el gas pase. La evidencia existente demuestra que en algunos pozos la condensación de líquido se convierte en el dominante o el único método de transferencia de líquido entre el fondo del pozo y la tubería de producción.

La optimización del émbolo puede cambiar significativamente dependiendo del modo de transferencia del líquido, y se ha comprobado que su desempeño es más exitoso en pozos donde la transferencia de líquido es por medio de la condensación, sin embargo, si la presión del pozo es muy baja y la cantidad de líquido depositada en la parte horizontal es considerable, lo más probable es que no habrá energía suficiente para transportar el crudo por encima del resorte de

amortiguación. Por ende la estrategia de optimización principal se basa en minimizar el período de cierre y ajustar el tiempo de flujo para equilibrar la cantidad de líquido que será acarreado con la cantidad de energía de presión disponible.

Cabe mencionar que otro punto clave para la optimización del sistema es la buena selección del émbolo, ya que según la literatura los émbolos sólidos son más efectivos para estos casos.

### III.2 Compresión a boca de pozo

La compresión en pozos de gas es un método muy común para el transporte de la producción hacia las instalaciones de recolección, sin embargo, este no es su única aplicación.

En pozos de gas con la problemática de carga de líquido la compresión puede ser usada como un método de solución, ya que al instalar un compresor en la boca del pozo se disminuye la presión de la cabeza y se incrementa la velocidad del gas, permitiendo que los líquidos lleguen a la superficie. La disminución de la presión de la cabeza y por ende la disminución de la presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$  por compresión, resulta en una diferencial mayor con la presión estática, lo que se refleja en un volumen de producción adicional incrementando así las reservas.

El funcionamiento del sistema de compresión a boca de pozo es sencillo, en primer lugar el compresor accionado por un motor succiona el gas y el líquido contenido en el pozo reduciendo la presión en la cabeza, posteriormente el fluido extraído pasa primero por un separador el cuál separa las dos fases y almacena el líquido producido. Por su parte el gas pasa al compresor para ser energizado y finalmente ser dirigido a la línea de recolección.

La elevación del líquido por este método requiere una considerable inversión para el compresor, el equipo asociado, costos de operación y de mantenimiento, a pesar de esto la compresión puede ser la forma más económica para eliminar el gas obteniendo como resultado altos gastos de producción a bajas presiones. Otra ventaja de este método es que resulta efectivo en pozos productores de arena y en pozos con problemas mecánicos.

### 3.2.1 Elementos del sistema de compresión<sup>2,6</sup>

Existen varios tipos de instalaciones dependiendo el número de pozos que se quieran tratar, es decir, se puede colocar un compresor para un grupo de pozos o de forma individual; el primer tipo de instalación no es muy común ya que para incrementar la eficiencia del sistema se requiere que el compresor este lo más cerca posible del pozo.

El equipo instalado para este tipo de tratamiento no requiere grandes presiones de succión, por lo tanto el equipo de compresión es pequeño, de tal manera que puede ser remolcado inclusive por un camión.

Un sistema de compresión a boca de pozo posee una configuración básica como la que se muestra en la Figura 3.12:

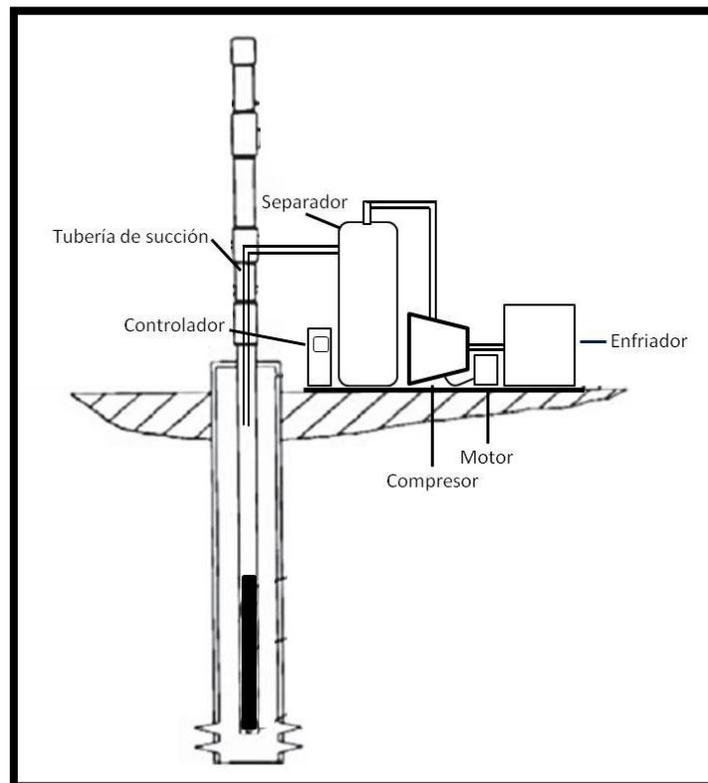


Figura 3.12 Instalación típica de la unidad de compresión a boca de pozo.

Las partes que conforman el sistema de compresión se enlistan enseguida, además se incluye una descripción más detallada de cada uno de ellos:

- Compresor.
- Separador.
- Motor.
- Panel de control.

### Compresor

El compresor es el elemento más importante del sistema de compresión. Sus funciones comienzan por la succión de los fluidos producidos reduciendo por ende la presión de la cabeza, posteriormente este elemento se encargará de otorgarle al gas energía de presión y finalmente lo enviará a las líneas de producción. En la Industria existe una gran variedad de compresores los cuales se presentan en la tabla 3.1:

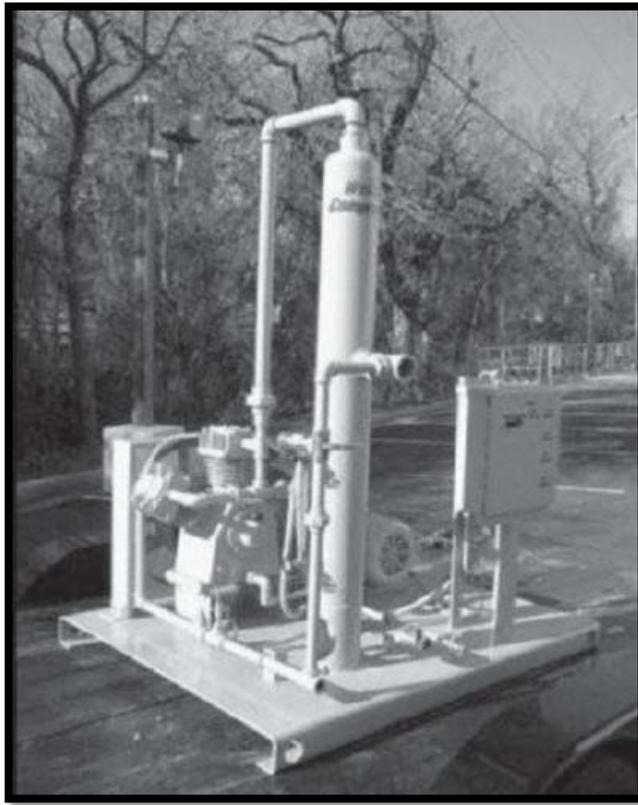
Compresores de desplazamiento positivo	Recíprocantes	Simple efecto Doble efecto Diafragma
	Rotatorios	Lobular De Tornillo De veleta De anillo líquido De desplazamiento
Compresores Dinámicos	Centrífugo	
	Axial	

Tabla 3.1 Tipos de compresores.

Sin embargo los únicos tipos de compresores que se pueden emplear para la eliminación de líquido en pozos de gas son los compresores recíprocantes y los

rotatorios. El principio de operación de los primeros consiste en ingresar cierto volumen de gas a una cámara de compresión, el cuál posteriormente será reducido por el desplazamiento mecánico de un pistón. El principio de operación de los compresores rotatorios consiste en que el gas pase a través de dos tornillos rotatorios los cuales por medio de un desplazamiento positivo reducen el volumen de gas y lo energizan. A continuación se presentan las características de los compresores aplicables en la eliminación de carga de líquido:

### ***Compresor recíprocante***

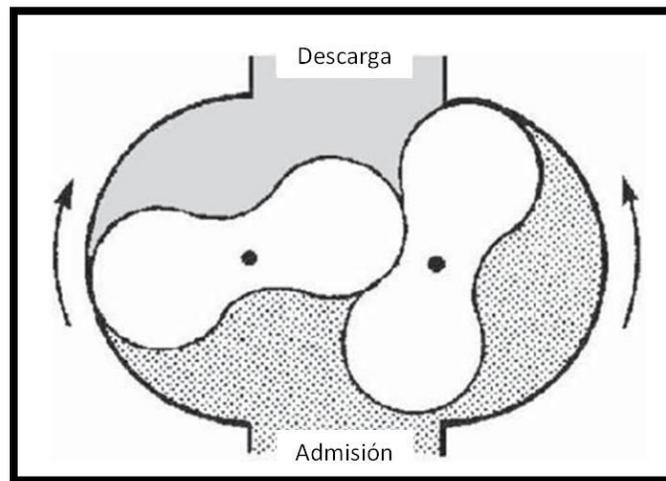


*Figura 3.13 Equipo de compresión con compresor recíprocante.*

- Alto costo por cada pie cúbico.
- Refrigerado por aire o agua.
- Aproximadamente 4.0 de relación de compresión máxima por etapa.

- Ninguna cantidad de líquido permitido dentro del equipo.
- Las pérdidas de la válvula afectan en gran manera el gasto de compresión y la eficiencia volumétrica.
- Es el más flexible de los compresores ya que puede manejar varias presiones de succión y descarga manteniendo alta eficiencia mecánica y adiabática.
- El gasto de compresión depende únicamente de la temperatura de descarga. Los compresores pueden ser de 2 etapas o incluso 3 para producir altas presiones de descarga con bajas presiones de succión.
- El nivel de conocimientos necesarios para operar la unidad son muy básicos.
- Los costos incrementan por los tiempos de inactividad del compresor al darle mantenimiento a la válvula, el cual depende en gran medida de la calidad del gas y por ende de las condiciones previas de separación.
- No es tan eficiente con presiones de succión muy bajas (trabajar en vacío).

### ***Compresor de lóbulo rotatorio***



*Figura 3.14 Elementos del compresor rotatorio.*

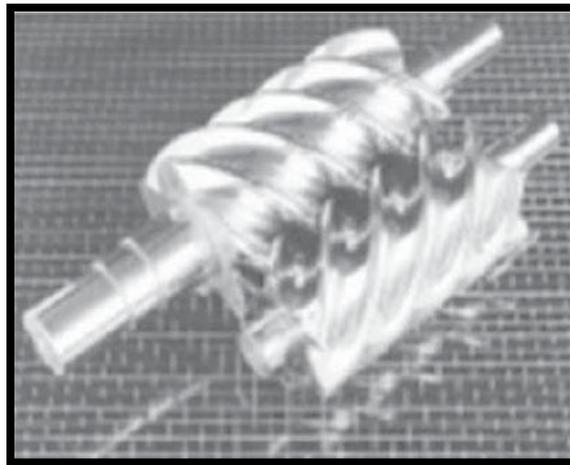
- Bajo costo por cada pie cúbico.
- Requiere aire para refrigerarlo.

- Posee una relación de compresión aproximada de 2.0.
- Pequeñas cantidades de líquido dentro del compresor son aceptables.
- Alto desplazamiento que permite alcanzar de 50 a 12,000 pies cúbicos por minuto.

***Compresor de lóbulo rotatorio de reinyección***

- Bajo costo de compresión.
- Refrigeración por aire.
- Relación de compresión de aproximadamente 4.0.
- Pequeñas cantidades de líquido son aceptables dentro del compresor.
- Alto desplazamiento que permite alcanzar de 50 a 12,000 pies cúbicos por minuto.

***Compresor de inyección líquida con tornillo rotatorio***

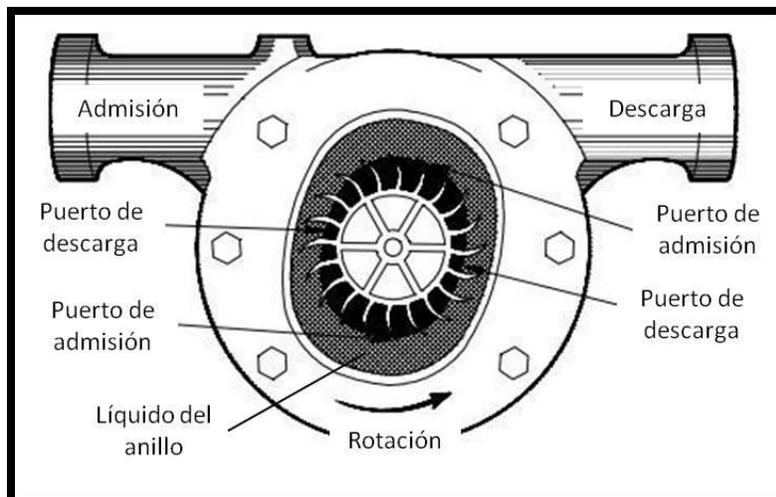


*Figura 3.15 Elemento rotatorio del compresor de inyección líquida con tornillo.*

- Tiene el costo más alto de compresión.
- Requiere inyección de líquido.
- Desplazamiento medio.

- Requiere un separador gas - aceite.
- Puede trabajar con bajas presiones de succión incluso en vacío.
- Puede manejar altas relaciones de compresión debido a que el aceite absorbe la mayor parte del calor generado en la compresión.
- El desgaste de los elementos del compresor es mínimo por lo que su vida útil es prolongada.
- La eficiencia mecánica y adiabática es muy alta si el compresor opera según las especificaciones del fabricante.
- Si el compresor trabaja con etapas múltiples la eficiencia se ve reducida.
- La presión de descarga en este tipo de compresor está limitada a 300 lb/pg<sup>2</sup>.
- El aceite puede llegar a ser contaminado con hidrocarburos pesados y otros líquidos causando problemas operacionales, por lo que la selección adecuada de aceite es absolutamente crítica.

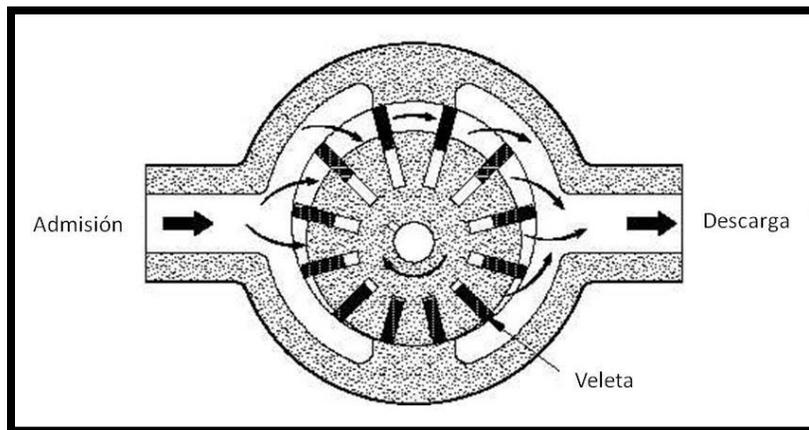
### ***Compresor de anillo líquido***



*Figura 3.16 Compresor de anillo líquido.*

- Costo medio por la compresión de cada pie cubico.
- Requiere inyección de líquido.
- Relación de compresión de aproximadamente 4.0.
- Requiere un sistema de refrigeración líquida.
- Requiere un separador de gas - líquido.
- Puede tolerar cierta cantidad de líquido aunque se corre el riesgo de que se contamine.

### ***Compresor de veletas***



*Figura 3.17 Compresor de veleta.*

- Costo medio por cada pie cúbico comprimido.
- Refrigeración líquida en la superficie.
- Relación de compresión de 3 a 4.
- Requiere un sistema de lubricación de aceite externo.
- No tolera la ingestión de líquido.
- Bajo costo de la unidad.
- Operación simple del compresor.
- Su vida útil depende de la calidad del gas.

- Limitado a presiones bajas de descarga.

### *Separador*

Este elemento se encarga, como su nombre lo dice, separar la fase líquida y la gaseosa de modo que sólo la corriente de gas se dirija al compresor. Como se mencionaba en las páginas anteriores los compresores están diseñados para trabajar con cero porcentaje de líquido y en algunos casos se puede operar con un volumen mínimo, de lo contrario, surgirán problemas de operación induciendo que la vida útil del compresor se reduzca.

Existen varias tipos de separadores dependiendo de su geometría (esféricos, verticales y horizontales) o dependiendo del número de fases que se obtienen (bifásicos y trifásicos).

Un separador consta de cuatro secciones:

- Sección primaria.- Esta sección se encarga de realizar un cambio de dirección de flujo de forma que la mezcla entre de forma tangencial.
- Sección secundaria.- En esta etapa se separan la mayor cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas debido a la fuerza de gravedad.
- Sección de extracción de niebla. En esta parte se separan las gotas más pequeñas del líquido que no se lograron separar en las secciones previas, por medio del otros mecanismos de separación (por fuerza de choque o por fuerza centrífuga).
- Sección de almacenamiento. En esta sección se almacena y descarga el líquido que se separó de la corriente de gas.

Los separadores que poseen mayor capacidad para manejar gas son los separadores horizontales, sin embargo, como el volumen de líquido que se trabaja

en pozos de gas es bajo, un separador vertical resulta eficiente. Inclusive los equipos de moto-compresión, diseñados específicamente para la eliminación de carga de líquido, están integrados por un separador vertical. Las partes que tiene un separador se muestran en la Figura 3.18:

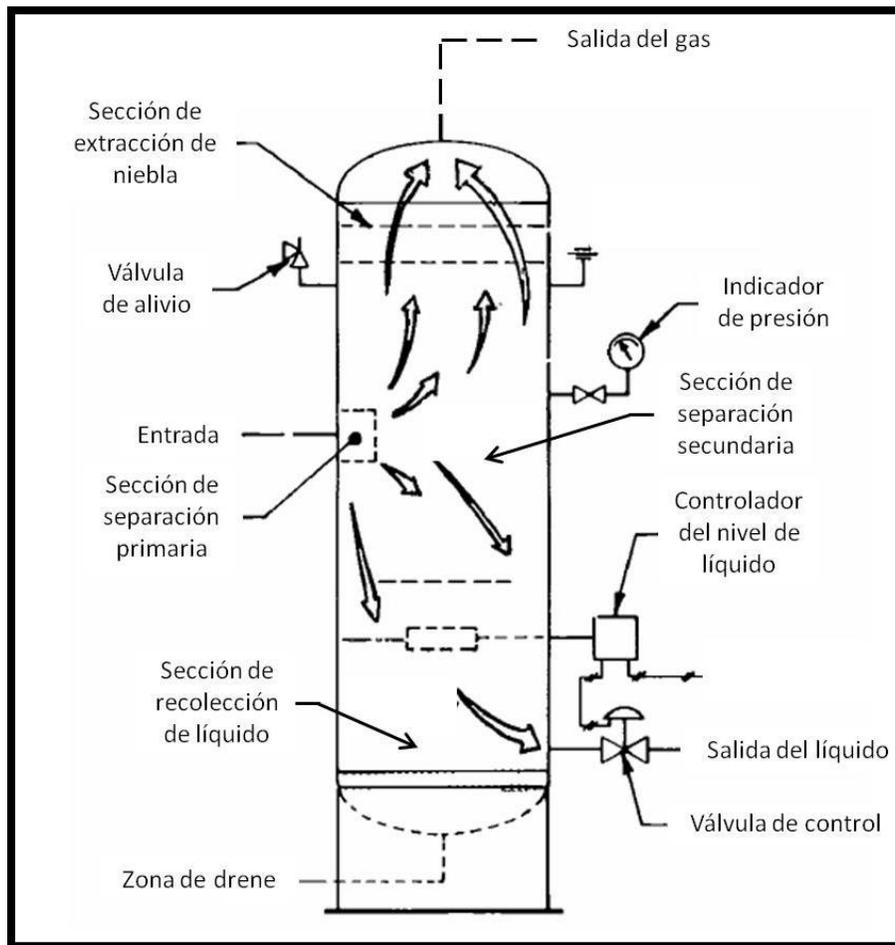


Figura 3.18 Separador vertical.

### Motor

Este elemento se encarga de proporcionar la energía necesaria al equipo de compresión para su operación. Existen dos tipos de motores: eléctricos y térmicos.

Los motores térmicos son empleados en este método de eliminación de carga de líquido, específicamente los motores de combustión interna.

Un motor de combustión interna obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión. Las partes elementales de un motor de combustión interna son los mostrados por la Figura 3.19:

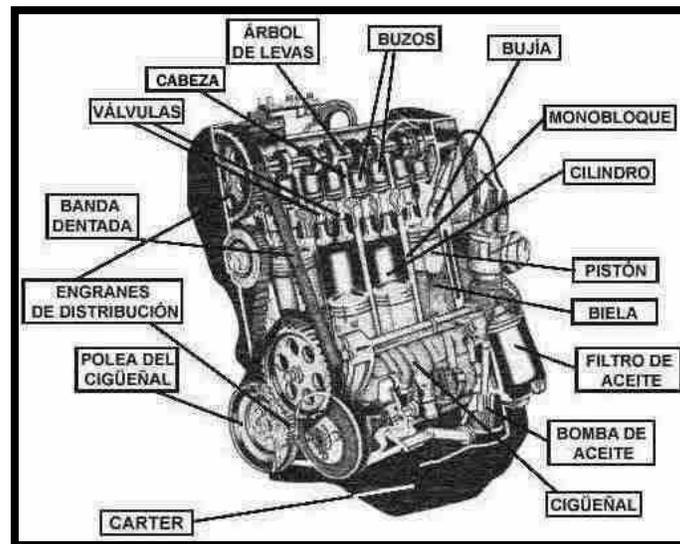


Figura 3.19 Motor de combustión interna.

Los elementos mostrados en la Figura 3.19 están agrupados en diversos sistemas:

- Sistema de alimentación.- Consta de un depósito, una bomba y un dispositivo dosificador que vaporiza el combustible líquido.
- Sistema de distribución.- Posee una serie de válvulas que permiten la entrada del combustible y la salida de los gases.
- Cámara de combustión.- Está conformado por un pistón dentro de un cilindro cerrado en el otro extremo, el cual se une a un cigüeñal.

- Sistema de ignición.- Consiste en una bujía o bobina de encendido, un auto-transformador y un conmutador.
- Sistema de arranque.- Posee un elemento que produce un par de fuerzas para iniciar el movimiento del cigüeñal.
- Sistema de refrigeración.- Dado que la combustión produce calor, los motores de combustión interna requieren el uso de un líquido refrigerante. Así mismo el compresor también requiere un sistema de enfriamiento para mantener su temperatura óptima de operación.

El principio de operación de este tipo de motor consiste en la admisión de aire y combustible en la cámara de combustión, donde la mezcla es comprimida y encendida mediante la bujía, posteriormente el gas se inflama y el pistón es empujado hacia abajo, el cual a su vez mueve un cigüeñal que convierte el movimiento lineal en rotatorio generando energía mecánica.

### *Panel de control*

Los sistemas de compresión instalados a boca de pozo requieren un panel de control que registre parámetros de operación de cada elemento trabajando en conjunto.

Algunos de los parámetros registrados en los controladores son las presiones de succión, presiones de descarga, volumen de descarga, etc. En la Industria utilizan con mayor frecuencia los registradores electrónicos porque son más precisos y completos.

### **3.2.2 Moto-compresores<sup>2</sup>**

Los moto-compresores son unidades completas de compresión para eliminar la carga de líquido en pozos de gas, este equipo se caracteriza por tener en

un separador vertical de alta capacidad, un moto–compresor, un sistema de escape para las emisiones y un sistema de enfriamiento, todo junto en una pequeña instalación (Figura 3.20).

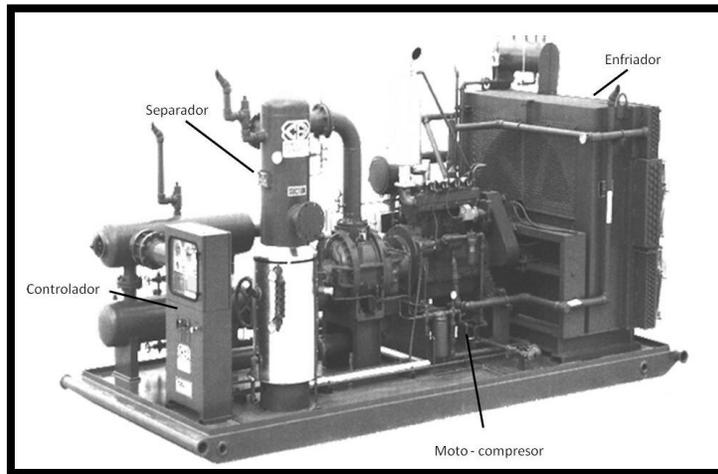


Figura 3.20 Unidad de moto – compresión.

Un moto–compresor consiste, como su nombre lo dice, en un motor y un compresor en la misma máquina, sin embargo, el diseño está modificado para que la parte del motor pueda usar como combustible el propio gas producido. Dicho combustible energiza cuatro cilindros, que a su vez mueve los cilindros del compresor para reducir el volumen del gas (Figura 3.21).

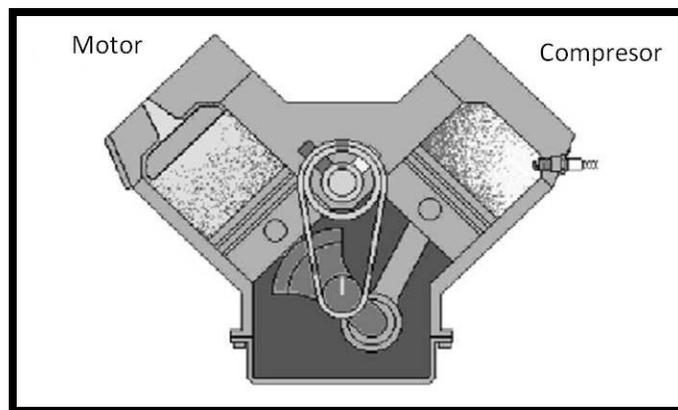


Figura 3.21 Moto – compresor.

Como se puede observar, una de las grandes ventajas de este sistema es que es una unidad muy pequeña por lo que su instalación y transportación es sencilla.

Su principio de operación es muy similar al equipo convencional de compresión, el moto-compresor succiona el gas contenido en el pozo, el líquido es separado de la corriente de gas y almacenado mientras que el gas es dirigido a la línea de producción. Como ya se mencionaba anteriormente sólo una pequeña parte del gas se usa como combustible para la unidad. A continuación se incluyen las características de este sistema:

- Motor con potencia de 50 HP accionado con gas natural.
- Compresor con máxima presión de succión de 80 lb/pg<sup>2</sup> y una presión máxima de descarga de 400 lb/pg<sup>2</sup>.
- Separador con volumen máximo de líquidos de 60 bl/día.
- No trabaja con H<sub>2</sub>S.

### 3.2.3 Selección del método de compresor a boca de pozo <sup>7, 8</sup>

La compresión y la reducción en la presión de superficie es usualmente la primera herramienta usada en la vida productiva en un pozo de gas para la eliminación de la carga de líquido e inclusive algunas veces es el único método aplicado.

El proceso de selección para la aplicación de este sistema consiste en la búsqueda de un compresor y equipo capaces de alcanzar las presiones y gastos deseados. Afortunadamente el Análisis Nodal puede ser usado efectivamente para la evaluación de pozos con sistemas de compresión.

Cuando se instala un compresor debe tomarse en cuenta que la velocidad crítica es directamente proporcional a la presión de superficie. Una reducción en la

presión de superficie requiere energía, la cual está relacionada con el gasto, la presión de succión y la presión de descarga, esto significa que a una menor presión de succión obtendremos un menor caudal, mientras que para una mayor presión de descarga también resultará menor el caudal.

Para fines prácticos basta con analizar la tabla 3.2, la cual muestra la potencia requerida para comprimir el gas a diferentes presiones empleando un compresor recíprocante a 1000 lb/pg<sup>2</sup> de presión en la línea. Note que al reducir las presiones de succión las relaciones de compresión aumentan considerablemente al igual que la potencia.

Succión (lb/pg <sup>2</sup> )	Descarga (lb/pg <sup>2</sup> )	Relación de compresión	Potencia MMPCD	% Gas combustible requerido
14.7	1014.7	69	309	5.9 %
24.7	1014.7	41.1	253	4.9 %
39.7	1014.7	25.6	216	4.2 %
64.7	1014.7	15.7	181	3.5 %
139.7	1014.7	7.3	130	2.5 %
314.7	1014.7	3.2	75	1.4 %

*Tabla 3.2 Potencia de compresión y gas requerido como combustible.*

Así mismo tenga en cuenta que la cantidad de gas combustible que se requiere para impulsar el motor de gas natural para alimentar el compresor es de casi 6% del gas que se comprime a 14.7 lb/pg<sup>2</sup>.

Para conocer la cantidad mínima de potencia que se requiere para lograr acarrear los líquidos a la superficie se pueden realizar gráficos de presión de succión contra la potencia requerida arriba del gasto crítico. Sin embargo, de esta manera sólo se involucran los parámetros del fluido producido, presiones de

superficie y características del compresor sin tomar en cuenta el desempeño del pozo.

Un análisis completo para elegir los elementos de compresión se puede realizar por medio del análisis nodal, esta herramienta es ideal para evaluar el efecto de la reducción de la presión en la tubería utilizando la compresión en superficie.

El método consiste en trazar la curva de IPR empleando varios gastos a distintas presiones de fondo fluyendo. Posteriormente se traza la curva de presiones de cabeza a una  $P_{wh}$  operando sin compresor y a diversas condiciones de compresión como se muestra en la Figura 3.22.

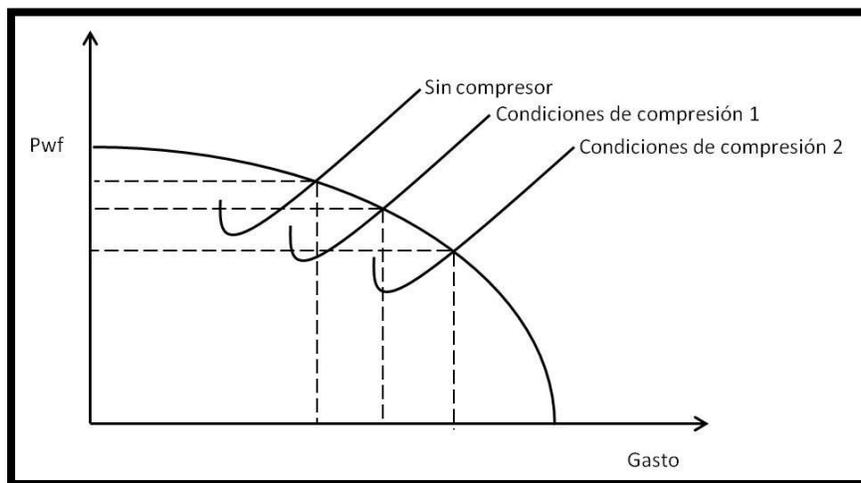


Figura 3.22 Comportamiento de flujo con compresión a boca de pozo.

Finalmente se elije la condición de compresión con la que obtenga mayor gasto sin problemáticas de colgamiento o fricción. Por supuesto también deben tomarse en cuenta los parámetros económicos para la debida selección del sistema.

### 3.2.4 Pérdidas de presión en la compresión <sup>7</sup>

Dado que el objetivo de la compresión es transmitir la presión de succión del compresor al pozo, todo lo que provoque una caída de presión entre la boca del pozo y el compresor es indeseable. Todas las restricciones de superficie como codos o válvulas incrementan la potencia requerida resultando en un incremento en el tiempo de elevación de la carga de líquido, y por ende la presión de cabeza no se reduce a la presión deseada.

Otro aspecto importante para evitar caídas de presión en el sistema de compresión, consiste en colocar el compresor lo más cerca posible de la boca del pozo evitando las pérdidas que se pueden generar en el tramo horizontal de tubería que va de la cabeza del pozo al compresor.

### III.3 Agentes tenso-activos

Los agentes tenso-activos son una manera muy simple y barata de descargar líquidos en pozos de gas con baja producción ya que no se requiere de modificaciones en el fondo y el equipo en la superficie es mínimo dependiendo del tipo de tratamiento.

Los agentes espumantes son más aplicables en pozos de gas con baja productividad y con producción de agua. Las moléculas de agua son polares y pueden construir películas relativamente fuertes mientras que, los hidrocarburos ligeros son no- polares y por lo tanto tienen menos fuerza de atracción molecular. Los agentes espumantes pueden ser utilizados en pozos de gas, produciendo condensados, sin embargo, la espuma resultante no es estable y fácilmente se disipará. Cuando ambos, agua y condensados, están presentes, el condensado tiende a emulsificarse y la espuma es generada en la fase externa del agua.

#### 3.3.1 Generalidades de los agentes tenso-activos

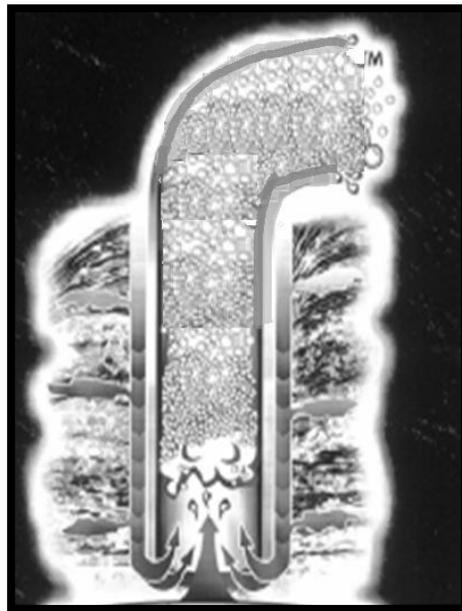
Agentes tenso-activos, también conocidos como surfactantes, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos.

Los surfactantes son usualmente compuestos orgánicos anfifílicos, y estos pueden ser cadenas cortas de ácidos grasos, alcoholes, jabones, detergentes sintéticos, proteínas u otras macromoléculas solubles en agua. Contienen grupos no polares hidrófobos o lipofílicos, solubles en hidrocarburos y grupos polares hidrofílicos solubles en agua. Por ello son solubles en solventes orgánicos y en agua. Todas las aplicaciones y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias:

- La capacidad de adsorberse a las interfaces, la **adsorción** es un fenómeno espontáneo impulsado por la disminución de energía libre del surfactante al ubicarse en la interface y satisfacer total o parcialmente su doble afinidad polar - no polar.
- Su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas, **asociación**: fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa.

### *Comportamiento de agentes tenso-activos*<sup>9, 10</sup>

Los agentes tenso-activos proveen únicamente una reducción en la densidad del líquido tanto que puede removerlo del pozo con el flujo del gas. El propósito de los agentes tenso-activos es generar espuma del flujo de gas. El burbujeo natural del gas a través de la columna de líquido contiene agente tenso-activo produciendo espuma, el cual ayuda a la remoción de líquidos en el pozo; como se muestra en la Figura 3.23.



*Figura 3.23 Comportamiento de los agentes tenso-activos.*

La acción espumante disminuye la contrapresión hidrostática, lo cual incrementa la producción del gas. El incremento de producción de gas adicional intensifica la acción surfactante, y la descarga del pozo.

### *Generación de las espumas<sup>11</sup>*

Para producir una espuma útil, es necesario tener una buena dispersión de las fases líquida y gaseosa (generación de la espuma) y entonces mantener la película de la burbuja en un período de tiempo útil (estabilidad de la espuma). La generación de la espuma es realizada a través de la agitación del líquido con gas. Ese proceso es mejorado cuando la tensión superficial del líquido es disminuida y de esta forma el gas puede dispersarse más fácil por toda la fase líquida. Esto es parte de la tarea de los surfactantes. El agua tiene una tensión superficial alrededor de 72 dinas/cm la cual es generalmente reducida en un rango de 20-35 dinas/cm con la utilización de surfactantes. Los hidrocarburos líquidos tienen generalmente tensiones superficiales de 20-35 dinas/cm a bajas presiones.

### *Estabilidad de la espuma<sup>11</sup>*

Las espumas empiezan a deteriorarse tan pronto como son formadas. El exceso de líquido entre las capas del surfactante drena la película de la burbuja y acaba adelgazando y debilitando la pared de burbuja. Los líquidos de las burbujas de abajo son constantemente alimentadas por el drene de las burbujas de arriba. Así como las burbujas crecen, el gas atrapado es extendido hasta que la película del líquido se vuelve más fina, en cuanto a drene y expansión, y finalmente la burbuja se rompe.

La estabilidad de la espuma puede incrementarse con la reducción del drene del líquido y por el incremento de la elasticidad de la capa del surfactante. La viscosidad de los surfactantes afecta la generación y la estabilidad de la espuma.

Una alta viscosidad retardará el drene del líquido. Por lo tanto, un exceso superficial (concentración de surfactante más alto que el mínimo requerido para empezar la espuma) del surfactante es de mayor importancia en la producción de una espuma estable. Tan pronto como la burbuja se expande, el exceso de concentración es disminuido, e incrementará la tensión superficial que se resiste a la expansión; ocurre lo contrario durante la contracción de la burbuja. Entonces el exceso superficial puede ser suficiente para mantener las propiedades del surfactante a pesar de algún adelgazamiento local de la concentración del surfactante.

La efectividad del surfactante frecuentemente está en una concentración de máxima a intermedia. Una solución que está diluida no permitirá el rango de efectos superficiales (reducción de la tensión superficial, elasticidad de la película, reparación de la ruptura de las burbujas, etc.) requeridas para la espuma. Una solución que está concentrada puede causar rigidez en la espuma, una alta viscosidad en la espuma, y/o excesivas emulsiones líquido-aceite, tal como el incremento en el costo del tratamiento del pozo. Pruebas de laboratorio indican que muchos surfactantes tienen una efectividad óptima alrededor del 0.1 al 0.2% de concentración en la fase agua. Actualmente la concentración debería estar basada en la cantidad activa del surfactante en la mezcla del surfactante. Un surfactante que está 50% activo tendrá 50lb de ingrediente activo por libra de surfactante. La efectividad óptima, por lo tanto, puede estar a 0.5 al 1% de concentración activa en los fluidos del pozo. En mezclas líquidas de agua-hidrocarburo, el óptimo gasto de tratamiento de agua puede ser aplicado al gasto total de líquido. Esto permite que algunos surfactantes pierdan gotitas en la emulsión.

### *Tipos de surfactantes*<sup>11</sup>

Las moléculas de los surfactantes contienen un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua). La solubilidad parcial tanto en agua como en aceite permite al surfactante ocupar la interface. Cuando la concentración del surfactante es mayor que el área de la interface de la superficie, ésta es completamente cubierta con un número máximo de moléculas de surfactantes y se dice que el soluto está a su concentración crítica.

Los surfactantes pueden ser clasificados de acuerdo a sus caracteres iónicos como no-iónicos, catiónicos y aniónicos.

#### **1) Surfactantes no-iónicos**

Los tenso-activos no iónicos son típicamente compuestos polioxietilados de fenoles o alcoholes. La solubilidad de los surfactantes en el agua incrementa con la temperatura, pero los surfactantes tipo no-iónicos son generalmente más solubles en agua fría. Como la solución del surfactante se calienta, el surfactante pierde solubilidad, y la solución empiezan a nublarse (punto nublado). Altas concentraciones de sal y altas temperaturas disminuyen la solubilidad de surfactantes polioxietilados, disminuyendo su punto nublado. Por lo tanto, los miembros de este grupo de surfactantes, con altos contenidos de ethyloxy (más soluble en agua) deberían ser utilizados en aguas saladas.

Debido a que son no-iónicos, relativamente no son afectados por la actividad o naturaleza química de la formación de salmuera, y son utilizados en pozos de carácter salmuera desconocido por lo que tienden a causar menos problemas de emulsión que los surfactantes iónicos. El calor producido de la espuma por arriba del punto nublado (aproximadamente a +/- 150° F) asiste en el rompimiento de la espuma.

## 2) Surfactantes aniónicos

Estos tenso-activos son tipo no- iónicos de espumas que han experimentado un proceso de sulfatación durante el proceso de manufacturación. La agregación del sulfato radical ( $SO_4$ ) dentro de las moléculas causa que el surfactante se convierta más polar y aniónico e incrementa su solubilidad en el agua. Los surfactantes aniónicos son excelentes espumantes de agua.

Algunos surfactantes aniónicos pueden ser afectados adversamente por las altas soluciones de salmuera.

## 3) Surfactantes catiónicos

Los surfactantes catiónicos, son agentes tenso-activos efectivos y regularmente son más efectivos en salmueras que en agua dulce. Los agentes de bajo peso molecular de este tipo, están entre los agentes más efectivos para espumas mezcladas de hidrocarburos y salmueras. Por otro lado, el alto peso molecular muestra un decremento de eficacia en soluciones de salmuera.

En algunos casos, particularmente con sobretratamiento se ocasionan problemas de emulsión de aceite y agua. La figura 3.24 muestra el resultado de un escenario de pruebas de laboratorio donde la óptima clasificación está alrededor de 0.15-0.25% para buenos componentes de surfactante.

## 4) Surfactantes anfóteros

Son clasificados como buenos surfactantes avalados por estudio de laboratorio. Los componentes anfóteros exhiben carácter catiónico en una solución ácida, carácter aniónico en soluciones básicas, y carácter no-iónico en soluciones neutrales. Se dice que, son buenos agentes tenso-activos en pruebas de altas temperaturas (200°F) con hasta 10% de sal en solución. A 70°F su desempeño en las pruebas de columna de espuma fueron ligeramente menos favorables que los surfactantes aniónicos o catiónicos.

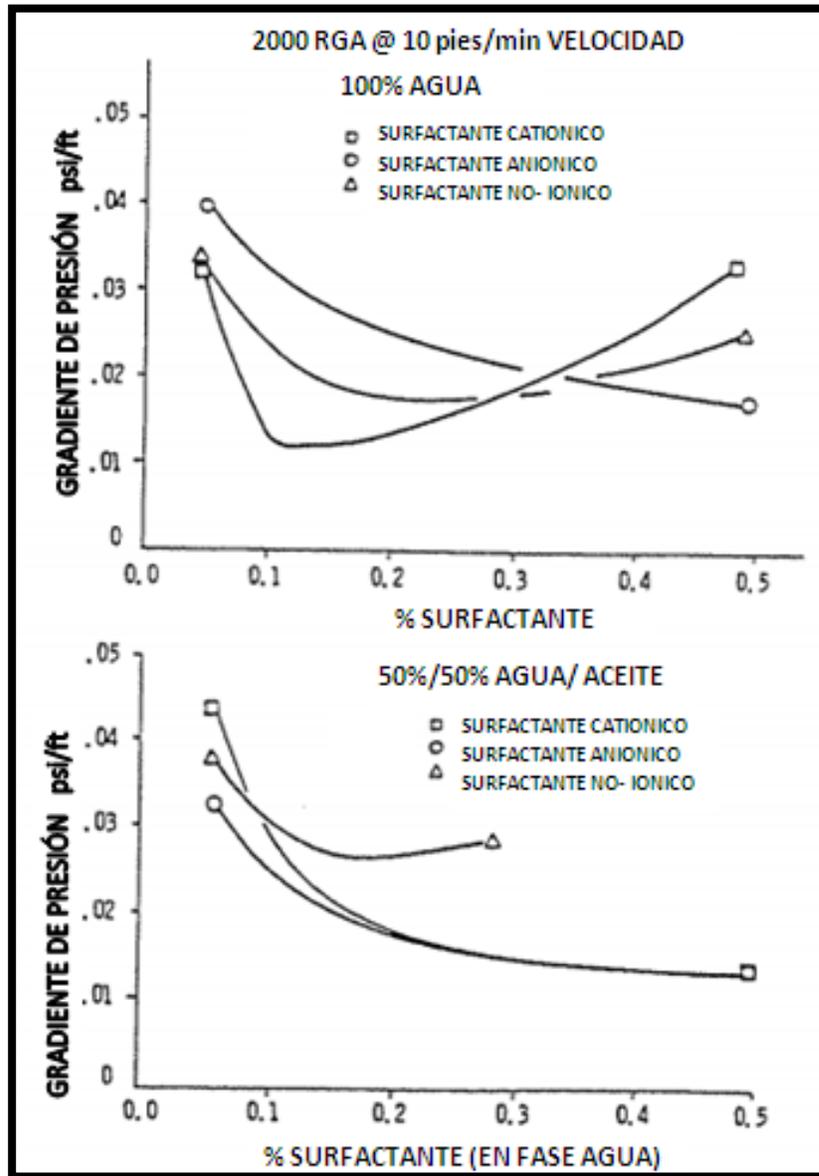


Figura 3.24 Prueba de surfactante para un sistema Aceite-Agua.

### 5) Agentes tenso-activos para hidrocarburos

Aunque los hidrocarburos no tienden a formar una buena espuma, algunos surfactantes fueron creados para mejorar la efectividad de la espuma con hidrocarburos líquidos.

El éxito ha sido reportado en espuma diesel-condensados siguiendo tratamientos de aceite usando una marca de aceite silicón. Las pruebas de

espumas en laboratorio indican que el gradiente de densidad puede ser dos veces más grande que el gradiente de agua espuma. El comienzo de la producción de agua causó una disipación de la efectividad del tratamiento silicón aceite. El surfactante es vendido como un supresor de espuma y aparentemente se comporta como una mezcla de agua-hidrocarburo.

Los surfactantes fluorocarbono están diseñados para espumas de hidrocarburos líquidos para intensificar la espuma en mezclas de hidrocarburos líquidos y agua. Los beneficios de esas espumas no han sido completamente sustentados por pruebas de campo, y no han mostrado un beneficio significativo en las pruebas de laboratorio. Sin embargo, aunque los hidrocarburos no forman buena espuma, y varios surfactantes ofrecen solamente mejorías limitantes en características espumantes.

#### *Tendencia de espuma y Comportamiento del surfactante en mezclas de salmuera-condensado<sup>11</sup>*

Generalmente, solamente el fluido fase agua en una mezcla de agua-hidrocarburo produce una espuma estable. Esto se debe a que la molécula de agua es polar y permite un vínculo polar de hidrógeno con esos surfactantes.

Los hidrocarburos no hacen una buena espuma porque no hay ningún vínculo polar con los surfactantes; en realidad, el principal mecanismo para los surfactantes hidrocarburos es poner polímeros de alto peso molecular a la interface con muchas moléculas de aceite para construir viscosidad y/o atracción molecular entre varias moléculas de aceite.

Para el éxito de la espuma en el pozo, es necesario obtener una condición efectiva de la espuma en la fase agua. Si hay aceite libre presente, el aceite parece más bien ser levantado por fuerzas de arrastre de agua que por una tendencia del propio aceite.

### *Efecto de la fracción condensado (aromático) en la tendencia de espuma<sup>11</sup>*

Una cierta cantidad de surfactante reaccionará en el sistema para crear una emulsión aceite-agua. Un trabajo de laboratorio indica que la tendencia de emulsión es mucho más alta para aromáticos de bajo peso molecular e hidrocarburos cíclicos que para hidrocarburos alifáticos.

Como era de esperar, un incremento en el contenido de aromáticos (principalmente tolueno) disminuye la tendencia de espuma en mezclas de aceite-agua.

Las figuras 3.24, 3.25 y 3.26 son el resultado de algunas pruebas de laboratorio mostrando la columna de gradiente de presión y estimación de las calidades de la espuma para varias mezclas de hidrocarburos líquidos tanto en agua como en salmueras. La correlación de la calidad de la espuma está basada en el gradiente observado y en algunas medidas de la calidad de espuma obtenidas por el cierre en la prueba de columna y midiendo el volumen de la espuma y, subsecuentemente, los compuestos del líquido de la espuma disipada. Aunque las pruebas fueron hechas a muy bajas velocidades superficiales de gas, las cuales pueden no caracterizar el verdadero gradiente en un pozo del campo, las bajas velocidades disminuyen el efecto de fricción y permiten una mejor correlación con la calidad de la espuma.

Basado en los datos de esas figuras, la tendencia de espuma de la mezcla es buena, incluso a cortes de agua relativamente bajos, para mezclas que contienen hidrocarburos líquidos sin contenido de tolueno. Esta observación fue válida, aunque uno de los hidrocarburos líquidos utilizados para representar cero contenido aromático contiene 16% de aromáticos más pesados pero sin benceno ni tolueno. Por otro lado, las mezclas con variedad ligera de aromáticos muestran algún incremento en la columna de gradiente así como el contenido de tolueno aumenta.

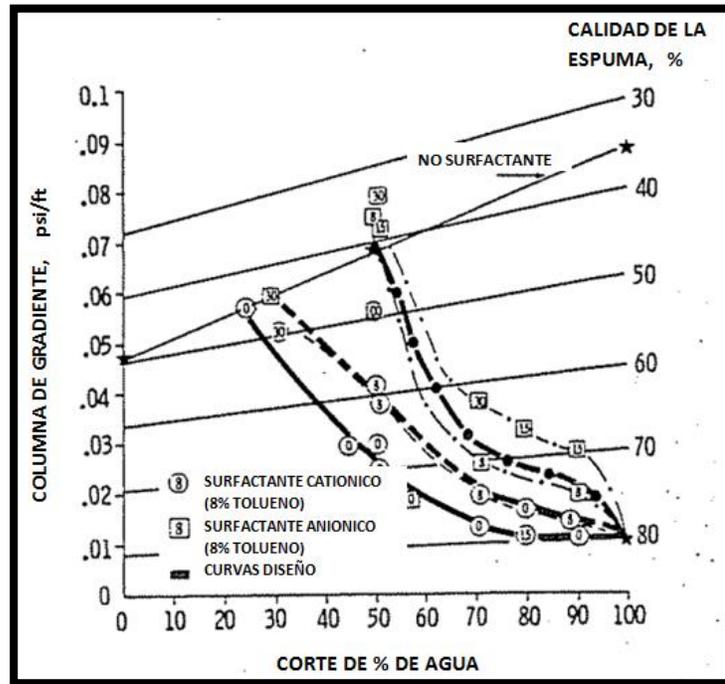


Figura 3.25 Patrón de dispersión teórico para agentes tenso-activos en agua-aceite.

La figura 3.26 muestra el patrón de dispersión teórico para agentes tenso-activos en sistemas agua-aceite. Cuando un surfactante es agregado, la tensión superficial del agua disminuye al punto donde toda la superficie es saturada por un surfactante. Más allá de este punto, la tensión superficial es relativamente constante en algún valor bajo, caracterizado por constituyentes de surfactantes. También, en cuanto la concentración de surfactante incrementa, más moléculas de surfactante entran en la fase de agua, y a una concentración crítica, las moléculas de surfactante, hasta ahora dispersas, empiezan a conglomerarse en clústeres. Este punto es alcanzado a una concentración de surfactante mucho menor que el que requiere para la estabilización de la tensión superficial y la efectividad de la espuma. El resultado final de esas interacciones en líquido es que una mayor cantidad de aceite está contenida en la película de la burbuja, la cual reduce la resistencia de la película y, consecuentemente, la calidad de la espuma. Así mismo, la viscosidad aparente del líquido puede incrementar debido a las emulsiones; esto

es particularmente evidente en la mitad del rango del corte de mezclas de agua que exhibió altos gradientes de presión que otras pruebas donde el líquido contenido sin surfactante o hidrocarburos aromáticos.

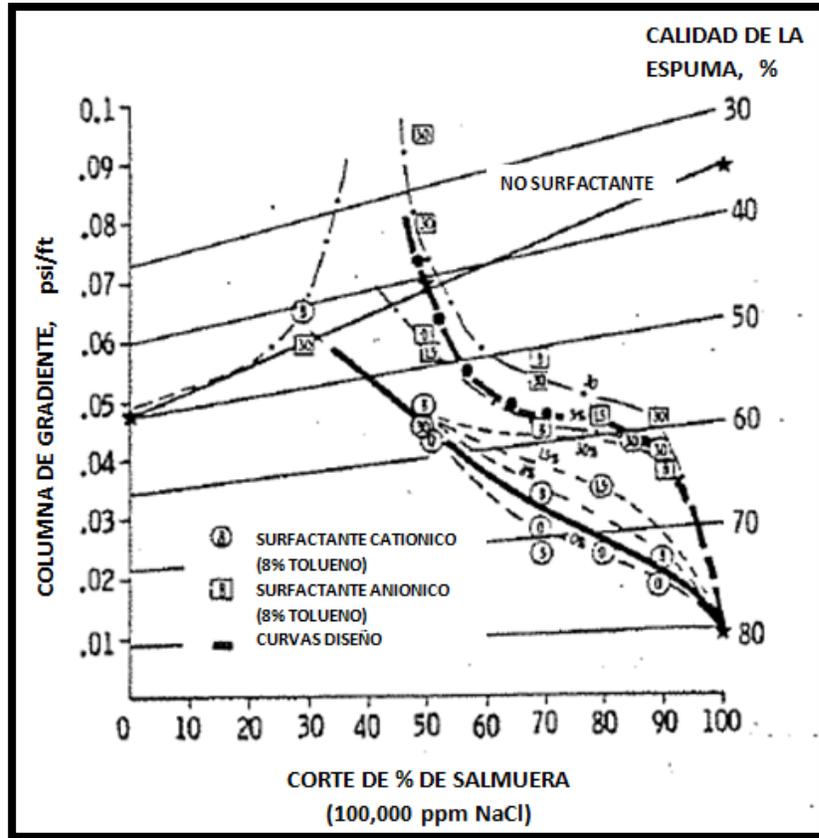


Figura 3.26 Patrón de dispersión teórico para agentes tenso-activos en salmuera.

La figura 3.27 es una correlación general del porcentaje de aromáticos contenidos en líquidos hidrocarburos como una función de gravedad específica y peso molecular promedio de constituyentes de  $C_{7+}$ . Se puede utilizar cuando no se ha realizado un análisis de condensado para contenido de aromático. Tres condensados fueron utilizados en las pruebas de laboratorio. Todos mostraron cerca del 25% del contenido aromático total, incluyendo 8 al 12% de benceno con fracciones de tolueno.

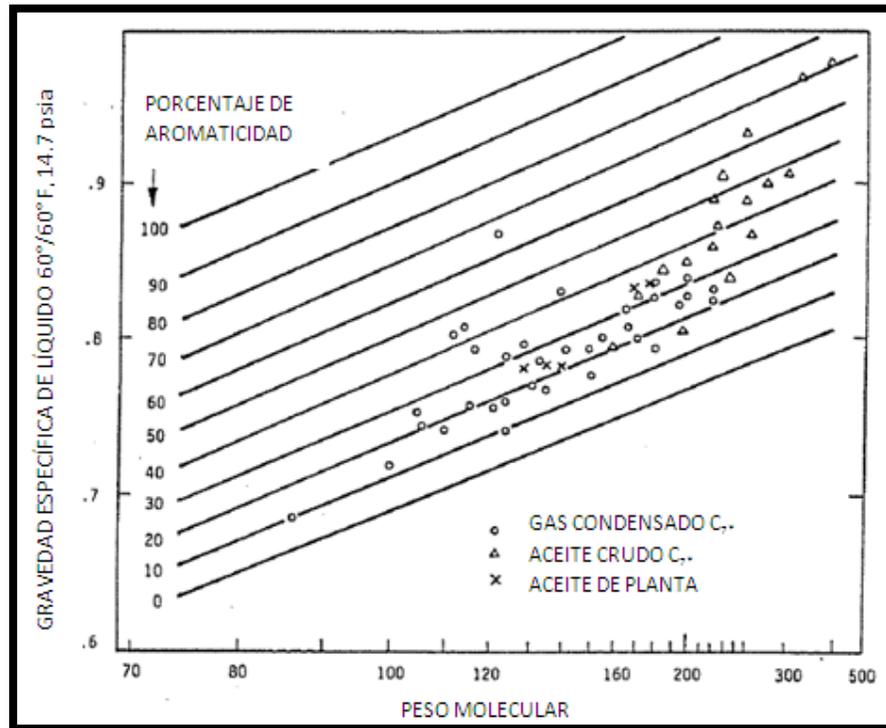


Figura 3.27 Correlación general del porcentaje de aromáticos contenidos en hidrocarburos líquidos.

### 3.3.2 Selección de pozos para inyección de tenso-activos<sup>10, 12</sup>

Los factores más importantes en la selección de un pozo candidato a la inyección de agentes tenso-activos, están la configuración del fondo del pozo y el historial de producción del pozo. Es más deseable poder inyectar agentes tenso-activos en el espacio anular para que se pueda hacer contacto suficiente con los fluidos del pozo y pueda ocurrir una buena mezcla debido a la agitación del gas.

Con la revisión de la historia de producción del pozo y las diferenciales de las presiones de TR y TP, es fácil determinar si un problema de carga de líquidos existe. Pozos que tienen una historia de tiempo inactivo debido a cierres (o están periódicamente abatidos por la carga de líquidos) y que tienen producción errática

(especialmente producción de líquidos) a presión constante son generalmente buenos candidatos de inyección de tenso-activos.

D. Orta y colaboradores en la búsqueda de una nueva espuma para descargar líquidos en pozos de gas y así maximizar la probabilidad de seleccionar un pozo que responderá exitosamente al tratamiento con agentes tenso-activos, desarrollaron una serie de pasos para determinar el potencial de los candidatos. Este proceso incluye “Modelo de flujo”, “Prueba de columna de espuma con fluidos de campo”, y “una confirmación de que el pozo está cargado a través de la historia de producción”.

### Modelo de flujo

El paso inicial en el proceso de selección del pozo fue hacer un modelo de flujo en los pozos candidatos. Los pozos fueron seleccionados, basados en la historia de producción del líquido, donde el corte de condensado fue mayor al 50% del total de los fluidos. El modelo utilizado para este caso incorporó los efectos de baja tensión superficial y densidades que son asociadas con el corte elevado de condensado.

### Prueba de columna de espuma

Los fluidos del campo de cuatro pozos candidatos fueron inicialmente analizados utilizando una prueba de columna de espuma para asistir con el proceso de selección de candidatos. El sistema de prueba fue adaptado del método de Bikerman para probar la tendencia de la espuma de cada condensado. Un diagrama esquemático del equipo de la prueba se muestra en la Figura 3.28. Este equipo incluye: una columna de prueba cubierta con un vidrio, una fuente de gas o bomba de aire; un medidor de flujo; un circulador de agua; un recipiente de boca ancha

para colectar la descarga de los líquidos; un cilindro graduado; y una balanza. Para la evaluación en sitio, el sistema de prueba no utilizó el circulador de agua. La prueba en sitio fue conducida a temperatura ambiente ( $77^{\circ}\text{C}$ ), para minimizar la posible evaporación de fluidos, la cual podría ocurrir si se utilizaban temperaturas más altas.

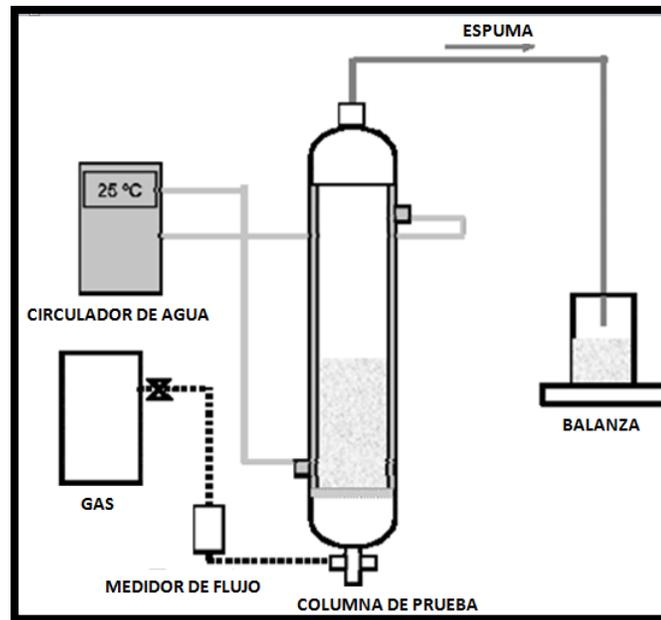


Figura 3.28 Diagrama esquemático del equipo de prueba de comportamiento de la espuma.

El procedimiento inicial de la prueba de columna de espuma consistió en evaluar el comportamiento de la espuma del condensado en un ambiente 100% condensado. Para probar esto, una alícuota de 100ml de agua y condensado se pesó, con el fin de registrar la masa del fluido, y por ende, la densidad. Este fluido fue entonces introducido a la columna de espuma y se inició una aspersion de gas. Entonces se realizó un perfil de concentración para el condensado y se registro la masa de la espuma para establecer un porcentaje de recuperación basado en el porcentaje del peso. Se seleccionó una comparación de masa, en lugar de una

comparación volumétrica, debido a la limitación de la duración de vida del volumen de espuma del condensado. Se realizó una segunda prueba de columna de espuma para evaluar el efecto de la variación de cantidades del agua del campo en el comportamiento de la espuma.

### 3.3.3 Selección del agente tenso-activo apropiado<sup>9</sup>

Para la selección adecuada del surfactante, se recomiendan los siguientes pasos:

- Pruebas de laboratorio.
- Pruebas en campo, después de las pruebas en laboratorio.
- Aplicación a escala amplia.

El objetivo de las pruebas de laboratorio es seleccionar el producto que debe satisfacer todos los requerimientos para incrementar la producción de gas por la eliminación de líquidos en pozos de gas, en donde se intenta aplicar los agentes espumantes. La selección apropiada del producto es realizada a través de la determinación de una serie de parámetros los cuales incluyen: habilidad espumante, apariencia del líquido, características físicas y características químicas del agente espumante.

La habilidad espumante es determinada a través del peso/volumen de la espuma, el volumen del líquido remanente contra el tiempo, drenaje del líquido, estabilidad de la espuma y apariencia de la espuma. La apariencia líquida es un parámetro importante para determinar en dónde ambas fases, agua y condensado, están presentes para establecer la formación de emulsión y su estabilidad. Además de los parámetros citados, es importante checar la solubilidad del producto en el fluido de prueba del pozo, la sensibilidad pH del agua, el punto de dispersión del

producto, su estabilidad térmica, gravedad específica, estabilidad mecánica del producto, y si las barras con tubo se piensan aplicar, la solubilidad del tubo bajo condiciones de yacimiento.

Normalmente, se realizan dos pruebas para determinar la habilidad de la espuma de un producto en presencia de fluidos del pozo:

- Pruebas de agitación.
- Pruebas de burbujeo de gas.

El propósito de estas pruebas es estimar las características de los agentes espumantes a diferentes concentraciones de agentes tenso-activos, temperaturas, composición del agua y relaciones de agua/líquido.

Se recomienda realizar las pruebas usando fluidos de prueba (agua y condensado) del pozo planeado a tratarse con agentes espumantes. Cuando las pruebas de los pozos no están disponibles, se utilizan modelos como solución. Si la química del agua es conocida, el modelo químico del agua es ajustado adecuadamente. (La relación gas-líquido del modelo del fluido debería ser igual al del pozo). Si no se tienen los datos de la química del agua, se recomienda ajustar el modelo de la composición del agua para la composición promedio del agua del mismo yacimiento.

### *Prueba de agitación*

El principio de las pruebas de agitación considera el procedimiento donde el líquido de prueba con agente tenso-activo es agitado manualmente en vasos cilíndricos o por mezcla. Después de que la agitación se termina, los siguientes parámetros son medidos:

- Peso/volumen de la espuma resultante contra tiempo al final de la agitación y a diferentes intervalos más tarde (estabilidad de la espuma).
- Volumen del líquido remanente contra tiempo al final de la agitación y a diferentes intervalos más tarde (drenaje del líquido).
- Vida media de la espuma, disminución del volumen.
- Decadencia de la velocidad del líquido

La vida media de la espuma es el tiempo cuando el volumen de la espuma es disminuido a la mitad del valor inicial registrado inmediatamente después de la agitación.

La velocidad de descenso de la espuma puede ser calculada utilizando la ecuación 3.14:

$$v = \frac{H_0 - H_t}{60 * t} \quad (ec. 3.14)$$

Donde:

$v$ = Velocidad de descenso de la espuma, mm/seg.

$H_0$ = Altura inicial de la espuma (después de la agitación), mm.

$H_t$ =Altura de la espuma después de un tiempo determinado, mm.

$t$ =Tiempo, min.

La velocidad más pequeña es la mejor estabilidad.

### *Prueba de burbujeo de gas*

En el método de la prueba de burbujeo de gas, el líquido de prueba es airado con un controlador de volumen de aire (nitrógeno) a diferentes temperaturas, tipos de líquido, composición del agua y en la presencia de agentes espumantes. La espuma resultante y el volumen de líquido remanente son medidos durante la aeración y a diferentes intervalos más tarde. Básicamente, el equipo para la prueba consiste de un cilindro de cierto volumen, fuente de gas, difusor de piedras y baño de agua. Aparatos para características espumantes de lubricantes de aceite de acuerdo al método ASTM D 892 puede ser utilizado. Después de que las pruebas de laboratorio son terminadas y el producto es seleccionado, es recomendable empezar la prueba de campo. Si el monitoreo del programa muestra resultados esperados, se empieza la aplicación a escala amplia.

**Método ASTM D 892:** Una muestra se mantiene a una temperatura de 24° C, se sopla con aire a una velocidad constante durante 5 minutos y luego se deja reposar durante 10 minutos. El volumen de espuma se mide al final de ambos períodos. La prueba se repite en una segunda muestra a 93,5 ° C y luego, tras el colapso de la espuma, a 24 ° C.

Al final del método, se pueden reportar la siguiente información:

- Estabilidad de la espuma.
- Tiempo de colapso.
- Tendencia de la espuma (espuma estática).
- Volumen total antes de desconectar el aire.

### 3.3.4 Aplicación de agentes tenso-activos<sup>2,9</sup>

M. Solesa y colaboradores desarrollaron un método para guiar las operaciones de Ingenieros y Técnicos responsables de la aplicación de agentes tenso-activos para descargar los líquidos acumulados en pozos de gas.

El método sugiere dividir actividades dentro de dos grupos:

- a) Actividades antes de la aplicación de agentes tenso-activos.
- b) Actividades durante y después de la aplicación.

Las actividades antes de la aplicación de los tenso-activos son: el diseño de aplicación y la selección del productoU apropiado para el caso específico.

Las actividades durante y después de la aplicación son: optimización; monitoreo, y análisis de los resultados obtenidos.

El método propuesto sugiere pararse si la producción de gas planeada no es lograda a través del tratamiento de agentes tenso-activos.

#### *Diseño de aplicación*

Cuando el pozo o un grupo de pozos han sido elegidos para la aplicación de surfactantes, el diseño es necesario para asegurar el comportamiento de actividades antes de empezar el tratamiento con surfactantes. Basados en los datos de producción y fechas de período de cierre, se debe:

- Estimar el volumen total de fluidos en la TP durante el período de cierre con medición ultrasónica.
- Estimar el volumen de agua en la TP durante el período de cierre basado en los datos de relación agua-condensado.

- Calcular el volumen de la tubería.
- Restar el volumen del condensado del volumen de la tubería.
- Dividir la diferencia obtenida por el volumen del agua. Ese número representa de que manera muchas veces el volumen de agua debe ser incrementado para iniciar la descarga de líquidos de la tubería.

### *Introducción de reactivos espumantes*

En este método los reactivos espumantes pueden ser introducidos al pozo de forma líquida o en barras, su funcionamiento es similar, ambas soluciones son surfactantes que se emplean para la generación de espumas y éstas a su vez transforman las columnas cortas de líquidos dentro del pozo en columnas de espuma de mayor longitud para alcanzar la superficie y descargar los líquidos en forma parcial o completa.

#### *Líquidos reactivos*

Un líquido reactivo es un fluido que contiene surfactantes al igual que las barras, solamente que en forma líquida los cuales nos permiten reducir la velocidad crítica del gas. Se pueden utilizar reactivos tales como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, reductores de viscosidad, espumantes, ácidos, etc. Para este método se requiere como parte del sistema un tanque para contener el reactivo, el cual es inyectado con una bomba a través de la tubería flexible, tubería capilar o del espacio anular T.P.-T.R., la inyección puede ser de forma continua o intermitente con la ayuda de una válvula motora. La figura 3.29 muestra como está colocado el tanque de almacenamiento de los líquidos reactivos.

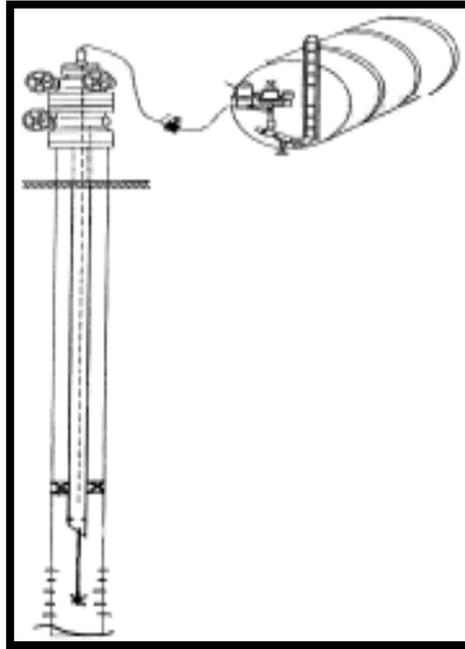


Figura 3.29 Tanque de almacenamiento para líquidos reactivos.

### *Barras espumantes*

Las barras espumantes son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reacciona con el fluido contenido en el interior del pozo. Se aplican generalmente en pozos que se encuentran con una producción por debajo del flujo crítico. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, etc.

Las barras espumantes se pueden aplicar de dos formas:

- 1) Manual: se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo, o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo.

- 2) Automático: se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras; previamente se debe optimizar la cantidad de barras necesarias en el pozo, de forma que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada a cierto tiempo.



Figura 3.30 Pozo con lanzador de barras espumantes.

### Aplicación de líquidos tenso-activos

Los líquidos reactivos pueden ser aplicados en un solo viaje o una inyección continua. La terminación del pozo y el gasto de la acumulación de líquido determinan el tipo de aplicación.

#### *Inyección continua de agentes líquidos reactivos*

En la inyección continua, los pozos pueden ser tratados por inyección de líquidos reactivos dentro del espacio anular o TP por tubería capilar. El mejor método para la inyección continua de tenso-activos es con el menor diámetro posible instalado en el pozo. El punto de inyección química debería ser desde el

fondo del pozo. Los gastos de inyección son optimizados basados en maximizar la producción del gas y minimizar los gastos de inyección de químicos.

Para determinar correctamente la concentración de líquido reactivo en el tanque de almacenamiento de la superficie, la ecuación 3.15 puede ser utilizada:

$$C_{sfa} = \frac{c_{min}(q_{liq} + q_{fa})}{q_{fa}} \quad (ec. 3.15)$$

Donde:

$C_{sfa}$  = Concentración del agente tenso-activo superficial, %.

$c_{min}$  = Concentración mínima efectiva, %.

$q_{liq}$  = Cantidad de líquidos producidos, m<sup>3</sup>/día.

$q_{fa}$  = Gasto de inyección de agentes tenso-activos, m<sup>3</sup>/día.

Para evitar problemas de formación de hidratos, algunas veces es recomendable usar metanol como diluyente.

#### *Inyección de líquidos tenso-activos en un solo viaje*

Si el tratamiento se aplica una sola vez, puede ser inyectado a través de la TP o TR. Las siguientes actividades son recomendadas:

- Cerrar el pozo de 2 a 10 minutos.
- Bombear el químico rápidamente dentro de la TP.
- Algunas veces se recomienda inyectar el agua producida después del químico, para ayudar a eliminar el agente espumante del fondo del pozo.

Alternativamente, el líquido tenso-activo puede ser diluido con el agua producida e inyectada en la cabeza del pozo.

- El pozo puede ser abierto a su producción normal pocos minutos después de que el agente tenso-activo ha sido inyectado.

Considerando que la inyección del líquido esencialmente promueve el efecto de bombeo de gas para eliminar los fluidos fuera de la TP mediante el ajuste de algunos parámetros de entrada se puede simular un aparente gradiente de flujo de espuma. Por el procedimiento de prueba y error es posible calcular un gradiente de flujo y la presión de fondo correspondiente utilizando la selección de correlación multifásica. Tratar de "encontrar" la RGL que producirá el valor del gradiente de flujo cercano al gradiente que se lee de la figura 3.31. Si la intersección de la curva la presión de la cabeza e IPR está en la zona de condiciones estables (a la derecha de la curva mínima del comportamiento de la  $P_{wh}$ ) y es más grande que el gasto crítico de gas calculado por el modelo de Turner, el pozo producirá sin problemas de carga de líquidos.

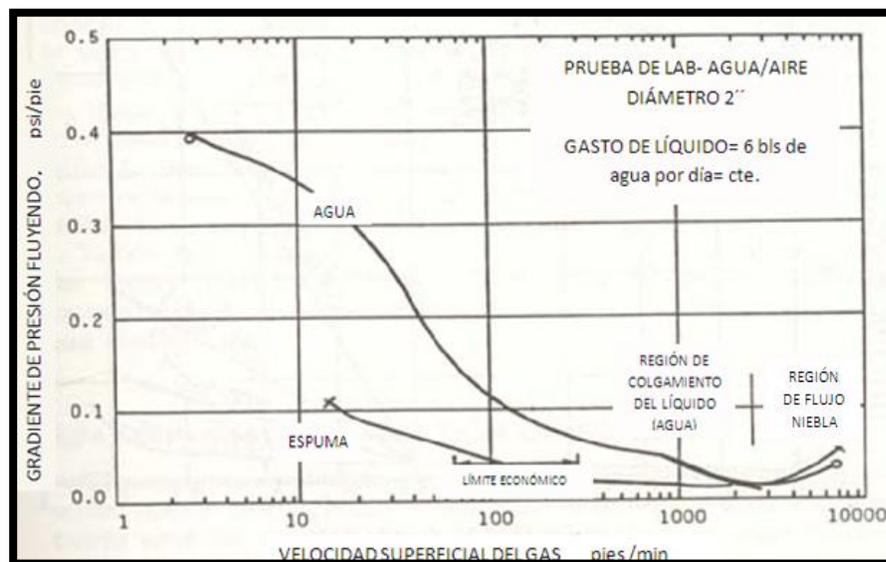


Figura.3.31 Gradiente de presión de fondo fluyendo con y sin espuma.

### Aplicación de barras espumantes

Antes de empezar el tratamiento, se es recomendable calcular el número de barras a lanzar.

El número de barras a aplicar está basado en el volumen de agua encima de los disparos en la TP durante el período de cierre.

La concentración apropiada de las barras está expresada en %, y recalculando en kg de barras requeridas por  $m^3$  de agua en el pozo. Es importante saber que no significa que si solo la cantidad de barras necesarias para  $1m^3$  se deja caer en el pozo conteniendo el volumen total de agua mayor que  $1m^3$ , la cantidad de agua eliminada será de  $1m^3$ . Por ejemplo: el volumen total de agua en el pozo es de  $4m^3$ . De la prueba de campo se concluye que la concentración apropiada es 0.1%, lo cual significa que la cantidad requerida es 1kg de barras por cada  $m^3$  de agua en el pozo. Si solamente 1kg de barras es arrojada, no significa que  $1 m^3$  de agua será eliminado del pozo, porque el total de la concentración de agente tenso-activo no es apropiado (en lugar de 0.1% de concentración de solución es 0.025%). Por esta razón el agua podría no ser eliminada, debido a la aplicación de la concentración del tenso-activo y que la espuma creada tiene peso y estabilidad insuficiente.

Los agentes tenso-activos son tradicionalmente agregados en un rango de 0.1 a 1%. Sin embargo, la cantidad apropiada debería ser determinada para cada pozo seleccionado para ese tipo de tratamiento. Debido al incremento de la concentración del agente tenso-activo la espumabilidad incrementa, y después de que el máximo es alcanzado, decrece. La espuma alcanza el máximo cuando la concentración de la solución es igual a la concentración crítica micelar (cmc).

El diseño inicial del tratamiento debe ser, como sigue:

- Se cierra el pozo por 10 minutos.
- Lanzar el número requerido de barras a lanzar para el tratamiento inicial.
- Esperar hasta que las barras alcancen el tope de los fluidos, y entonces regresar el pozo gradualmente a su producción normal. La disolución de la barra dependerá de la temperatura, salinidad, turbulencia del agua, y si las barras están con tubo plástico, de la solubilidad del tubo y de la barra misma. Para pozos de gas con altos gastos, es recomendable fluir el pozo a bajos gastos hasta que la espuma alcance la superficie, y entonces regresar a su producción normal.
- Empezar el monitoreo del programa.
- Estimar la frecuencia de las barras adicionales arrojadas basados en los resultados de la producción del gas (presión de fondo fluyendo), y presión en la cabeza del pozo.
- Si la producción del gas incrementa, optimizar el número de barras espumantes (concentración) para tratamiento periódico. La cantidad apropiada es determinada considerando los resultados de la producción del gas, presión y otros parámetros importantes.
- Si no se observa después del tratamiento inicial el incremento de la producción de gas, repetir el tratamiento inicial después de varias horas y continuar monitoreando el programa.

*Notas importantes:*

1. Nota general. Lo más importante para este proceso es que el pozo empiece a generar suficiente gas para hacer espuma adecuadamente al líquido. Si no

hay suficiente migración de gas de la tubería, el fluido no se hará espuma y el pozo no se descargará.

2. La cantidad de tratamiento de tenso-activos es incorporada en la espuma, y de esa manera es removida fuera del pozo de gas junto con el líquido cuando el pozo es vuelto a producción. También, los líquidos producidos decrecen nuevamente permaneciendo concentración de surfactantes en el pozo, lo cual disminuye el peso (volumen) y estabilidad de la espuma. Esta es la razón por la cual el tratamiento debería ser repetido periódicamente. La frecuencia del tratamiento depende principalmente de la cantidad de líquidos producidos.
3. Calidad de agua. Los agentes espumantes trabajan disminuyendo la tensión superficial del agua, lo cual permite al gas ser atrapado en agua. Debido a la disminución de la tensión superficial, el aceite también puede ser disuelto en agua, causando problemas en la calidad del agua. Es recomendable separar el agua y tratarla por separado.
4. Estabilidad de la espuma. Para las operaciones de producción, una espuma completamente estable no es deseable debido a los efectos en el equipo de separación. Un agente tenso-activo deseable es uno que producirá la máxima cantidad de espuma que pueda ser fácilmente manipulada en el proceso de flujo. Los agentes no espumantes son ocasionalmente utilizados en los sistemas de separación para el proceso de manejo de gas.

### *Monitoreo del programa*

El monitoreo del programa consiste de dos pasos principales:

- Recolección de datos antes de que el tratamiento comience.
- Monitoreo durante la aplicación del agente espumante.

Antes de que el tratamiento empiece es necesario recolectar los siguientes datos:

- Producción del gas.
- Producción de agua-condensado.
- Presión de fondo fluyendo y cabeza.
- Temperatura en el fondo.
- Nivel del fluido.
- Calidad de agua-condensado.

Los siguientes datos de producción son recomendados para ser monitoreados:

- Gastos de producción (gas, condensado, agua).
- Presión de fondo fluyendo y cabeza.
- Temperatura de fondo.
- Nivel del fluido.
- Calidad de agua-condensado.

Los siguientes datos del tratamiento son recomendados para ser monitoreados:

- Concentración química inicial y promedio.
- Frecuencia del tratamiento.
- Tipo de agente tenso-activo.

Se recomienda clasificar los pozos en grupos relacionando las producciones de aceite, gas y agua, caída de presión en la superficie, nivel de fluido y checar la eficiencia del tratamiento dentro del grupo y entre los grupos.

*Causas por las cuáles no se alcanza la producción de gas esperado<sup>11</sup>*

Si la producción de gas planeada no ha sido alcanzada a través de la aplicación de tratamiento de agentes tenso-activos, es necesario considerar las siguientes causas posibles:

- Declinación natural de la producción.
- Daño en el equipo de producción.
- Flujo restringido debido a la formación o corrosión.
- Daño en las zonas vecinas al pozo.
- Formación de hidratos.
- Resultados pobres del tratamiento.

Si se concluye que la razón por la declinación de la producción miente en el fracaso del tratamiento, se consideran las siguientes causas posibles:

- La aplicación de producto no es eficiente, debido a que las condiciones presentes o los químicos tienen pérdidas en sus propiedades espumantes.
- El diseño del tratamiento es incorrecto.

En ambos casos es necesario recolectar datos presentes relevantes para concluir que se va hacer. Los datos relevantes son: características del producto, historial del caso, características de los fluidos, características del pozo, y diseño del tratamiento.

El paso adicional es comparar las condiciones presentes con esas cuando el tratamiento fue diseñado para encontrar si hubo cambios.

Lo siguiente que se recomienda es clasificar los pozos en grupos relacionando la producción de aceite, gas y agua, la caída de presión en la

superficie al nivel del fluido y checar la eficiencia del tratamiento dentro del grupo y entre los grupos. Esos datos pueden servir para hacer conclusiones si un nuevo tratamiento con los mismos productos deberían realizarse, o si es necesario seleccionar otro producto. Si se concluye que la razón fue un diseño incorrecto del tratamiento, se crea uno nuevo. Si los resultados son satisfactorios, se conduce a una aplicación a escala amplia.

### 3.3.5 Consideraciones del equipo <sup>11</sup>

#### *Equipo de inyección química*

El equipo requerido para la inyección de químicos se muestra en la figura 3.32. La mayoría de los lugares usan una bomba de gas a un lado de la TR. Una bomba puede ser localizada en un barril de químico con el fin de que el sistema completo de la bomba pueda estar cubierto o aislado.

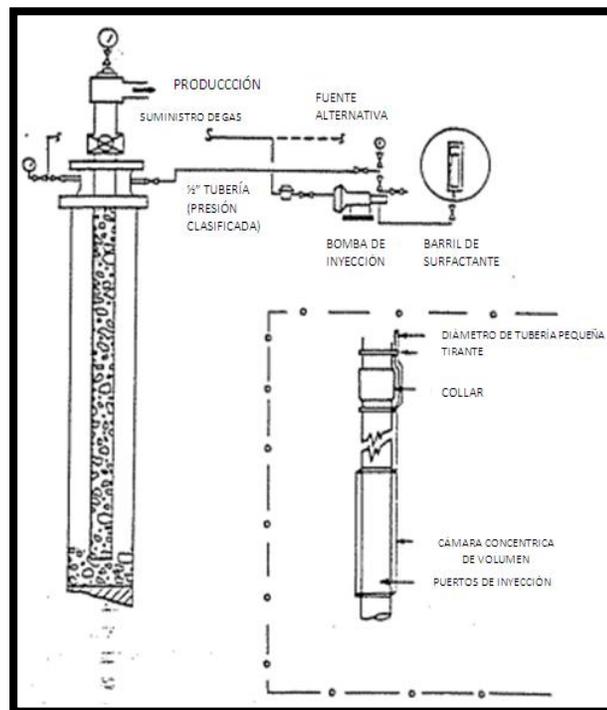


Figura 3.32 Arreglo del equipo para inyección de surfactantes líquidos.

El surfactante puede tender a colgarse en las paredes de la tubería, por lo tanto, la solución del surfactante debe ser diluida para proporcionar un mayor volumen para asegurar alcanzar el nivel del fluido. Es recomendable que el surfactante sea diluido de 1 parte en 9 partes de agua. En operaciones de invierno, el líquido diluyente puede ser 50% etilenglicol.

Un mejor, pero más caro sistema de inyección es utilizando tubería capilar atada por fuera de la tubería de producción. Un sistema de inyección química es un ejemplo de este tipo de arreglos de equipo. La ventaja de este tipo de arreglos es que cantidades relativamente pequeñas pueden ser inyectadas con la garantía de que alcanzarán el punto de inyección deseado. Esto evita problemas con fluctuaciones en los niveles de fluido en la TR.

#### *Tamaño de la tubería y posición*

La tubería debe quedarse al tope del intervalo de terminación. El flujo de producción es generalmente obtenido a través de la TP o espacio anular TP-TR, sin embargo, la posible corrosión en la TR debe ser considerada. Una selección de cuál patrón utilizar está basado en cuál conducto dará velocidades de gas en el rango de 3 a 12 pie/seg a presión y temperatura de operación. Allí pueden haber algunos líquidos (espuma) colgando en grandes áreas de flujo seccionales (donde la velocidad está en el rango más bajo), cuando la calidad de la espuma es baja debido a la pobre actuación del surfactante o la presencia de significantes hidrocarburos líquidos. En este caso, es probablemente mejor fluir corriente arriba por la TP.

#### *Equipo de separación*

En esta etapa la espuma se rompe, y las fases líquidas son separadas en el separador de producción donde el fluido producido está tan cerca del estado estático posible.

Por lo tanto, el separador debería ser relativamente grande, permitiendo ayudar con velocidades de gas alrededor de 2 pie/seg y 5 min o más tiempo de pertenencia para líquidos.

Los líquidos tomados del separador aún pueden tener emulsiones significantes de aceite-agua. Si esto ocurre, sería deseable permitir un tiempo de separación adicional en un tanque perteneciente de líquido.

### *Instrumentación*

Para evaluar el comportamiento de un pozo utilizando agentes tenso-activos, es necesario tener las presiones de TP y TR y el dato de producción en un pozo fluyente continuamente, el nivel del fluido en el espacio anular estaría al fondo de la tubería (asumiendo que la TR está cerrada), la diferencial de presión de TR y TP entonces refleja el gradiente de presión en la TP, la presión de fondo fluyendo puede ser calculada. El nivel del fluido siempre estará a la profundidad del punto intake de la tubería en el pozo fluyendo, y la TR es cerrada debido a la separación del gas por abajo ocupará el espacio anular con gas (al menos que haya una fuga en la tubería), sin embargo, si el gasto que se está produciendo es tan bajo que el bacheo ocurre, la presión de equilibrio establecida entre el espacio anular y la TP puede ser temporalmente perturbada, en proporción al tamaño de la presión de la corriente.

Como una consecuencia, pueden estar algunos líquidos o acumulación de líquidos arriba del punto intake de la tubería cuando la presión anular es recubierta por un ciclo depresurizado (causado por la producción anular del gas) siguiendo la producción de un bache de líquido.

### 3.3.6 Consideraciones de operación <sup>11</sup>

#### *Selección del surfactante*

Se ha comprobado en pruebas de campo y laboratorio que los surfactantes catiónicos y aniónicos resultan exitosos bajo ciertas condiciones manteniendo la tendencia como ve en la figura 3.24.

Antes del uso de surfactantes, es recomendable que una prueba en el campo sea realizada, utilizando muestras de líquidos producidos. Dichas pruebas muestran la compatibilidad entre el surfactante y los líquidos producidos.

#### **Pruebas de registro**

Estas pruebas consisten en poner un volumen conocido de líquido producido dentro de un frasco con una cantidad conocida de surfactante, cubriéndolo y sacudiéndolo para agitar el líquido. Se hacen observaciones reguardando la cantidad de espuma, líquidos residuales, emulsiones, etc.

#### *Ciclo de presión del pozo*

Los mejores pozos candidatos tienen bajos gastos de gas, y el líquido es producido en baches (pequeños baches si las velocidades del gas son altas y baches grandes si la velocidad es baja). Las condiciones de bacheo pueden ser aún evidentes en pozos que usan espumantes. Si el bacheo es severo, el gas de la TR alimentará la TP. Si el gas de la TR entra a la TP, el gradiente de la TP se convierte aún más bajo y entonces más gas de la TR es despresurizado dentro de la TP. Finalmente la TR se despresuriza, interpretándola incapaz de soportar el gradiente fluyente normal, y la presión anular debería otra vez ser aumentada. Ese problema es agudo para pozos de gas estrechos donde el restablecimiento de la TR puede ser lento. Un controlador de presión en la presión de la TR o un controlador diferencial en un orificio medido en la línea de flujo ayudaría operar una válvula de control en la línea de flujo para la regularización de las fluctuaciones de la presión

(previniendo el excesivo abatimiento de la presión de la TR). También, al producir el pozo debajo del empacador eliminará agitaciones causadas por el ciclo anular, pero el equipo de fondo debe permitir la inyección de surfactantes.

### *Establecer flujo con surfactantes*

Las pruebas de campo indican que hay que tener considerable cuidado para poner en marcha el pozo. Si no se hace adecuadamente el pozo se sobretrata, se mata, o simplemente no se descarga. El método preferente es cerrar el pozo e inyectar 20 galones o más de la solución del surfactante diluido a paredes mojadas de tuberías y entonces empezar la inyección continúa de surfactantes al gasto indicado por la producción diaria. La TR y TP deberían permanecer cerradas hasta que la diferencial de ellas sea relativamente pequeña (es decir,  $\Delta P = 0.04 \text{ lb/pg}^2/\text{ft}$ ). La TP puede ser abierta por unos minutos a un gasto muy bajo para mezclar el líquido y los surfactantes con el gas. Entonces el pozo puede abrirse al gasto de flujo esperado mientras se conserva en mente que no debería ser excesivamente disminuida la presión de la TR, la cual será requerida para soportar el gradiente de producción con producción normal de líquido.

### **3.3.7 Problemas en tratamiento de surfactantes**<sup>11</sup>

#### *Problemas de emulsión*

Algunos éxitos en el rompimiento de emulsiones han sido realizados con químicos demulsificantes. Los químicos demulsificantes apropiados son usualmente recomendados por compañías de químicos, y ellos deberían estar evaluando pruebas en tubos antes de usarlos en los pozos. El químico es inyectado a la línea corriente arriba del separador para permitir la mezcla con los líquidos producidos antes de entrar al recipiente.

En algunos casos, los pozos son tratados con otros componentes activos de surfactantes, así como los inhibidores de corrosión. Los surfactantes pueden estar contribuyendo a la emulsión o a los problemas de estabilidad de la espuma.

### *Transporte de la espuma corriente arriba*

El transporte corriente arriba dentro de la línea y separadores, algunas veces causa disturbios e interferencia con los niveles de control. Los químicos antiespumantes son inyectados dentro de la línea corriente arriba del separador para permitir mezclar antes de que la corriente entre al separador.

### **3.3.8 Tubería capilar**

La adición de surfactantes a los pozos de gas para intensificar la producción de líquidos es un método incrementalmente popular utilizado para descargar líquidos en pozos de gas. Un método común para desplegar surfactantes en pozos de gas es el uso de sargas capilares, diámetros pequeños de tuberías tanto dentro como por fuera de la TP.

La instalación de la sarga de tubería capilar es un sistema de “microtubería” que es colgada en el pozo mecánicamente a una TP. Los sistemas de tubería capilar comúnmente son instalados usando uno o dos técnicas básicas:

- Sistema convencional colgado dentro de la sarga de tubería de producción.
- Instalaciones no convencionales que son asociadas por fuera de la tubería de producción.

### *Instalaciones de sistema de tubería capilar convencional<sup>2</sup>*

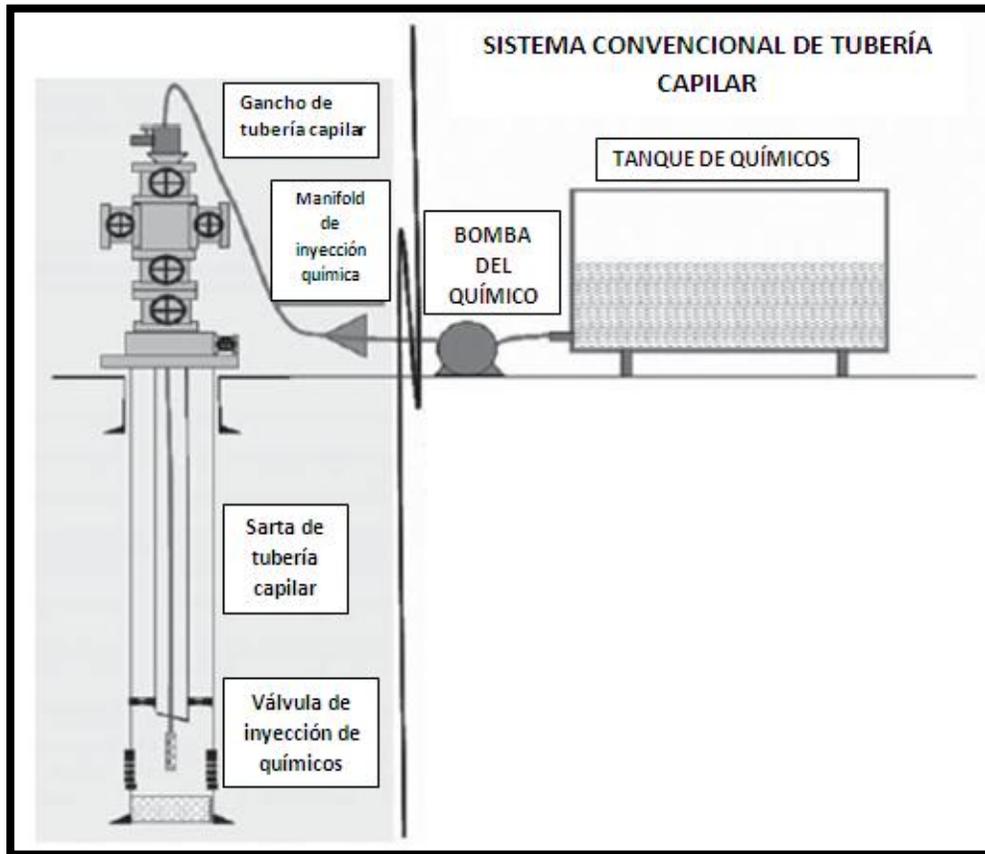
Son desairados y colgados en el pozo directamente adentro de la sarga de tubería de producción. La tubería normal es instalada utilizando una unidad de tubería flexible. Todos los componentes del sistema pueden ser lubricados y desairados dentro del pozo bajo condiciones fluyentes en forma similar a la operación de la tubería flexible (ver figura 3.33 y 3.34), evitando los costos usuales

de una unidad de trabajo convencional. La unidad de tubería flexible (UTF) generalmente puede correr o tirar de la tubería capilar a velocidades por arriba de 130 pies/min, por lo tanto la instalación de un sistema de tubería capilar convencional (10,000 pies) pueden estar lista en 2 u 3 horas con una UTF y dos cuadrillas de hombres.

La facilidad de la instalación, versatilidad y sobre todo los bajos costos del sistema son los manejadores primarios para la instalación convencional de sistema de inyección capilar.



*Figura 3.33 Sistema de instalación de una tubería capilar.*



*Figura 3.34 Sistema convencional de tubería capilar.*

Los sistemas de tubería capilar están compuestos de cuatro componentes, los cuales conectan los químicos a la superficie (bomba y tanque) (figura 3.34). Esos incluyen:

- Una válvula de inyección de químicos o válvula pie, la cual es presurizada ajustada a las condiciones del pozo y solamente permite la inyección química con un golpe positivo en la superficie con una bomba de inyección química.
- La sarta de tubería capilar que está usualmente hecha de aleación de acero limpio teniendo ya sea ¼" o 3/8" de diámetro externo. Las tres principales aleaciones son Aleación 825, Aleación 625, y Súper Duplex 2205. Esas con generalmente endurecido a un esfuerzo de tensión excediendo los 90,000 lb/pg<sup>2</sup>.

- El soporte capilar que mecánicamente sostienen la sarta de tubería capilar en su lugar y sella hidráulicamente la sarta en el patrón de flujo para prevenir el derrame de fluidos de producción.
- El manifold de inyección química que provee conexión y monitoreo de presión para la inyección química de la bomba química.

### *Válvulas de pie*

La válvula de pie está localizada en el fondo de la sarta y está diseñada para prevenir el contraflujo dentro de la tubería capilar. La selección de la válvula de pie adecuada es crítica para el éxito de una instalación de sarta de tubería capilar. La válvula de pie sirve principalmente para dos propósitos:

- Prevenir que la producción del pozo entre hacia adentro de la sarta de tubería de inyección capilar, la cual puede causar corrosión, taponamiento y otras operaciones dañinas.
- Proveen una regulación en el fondo para la inyección de químicos por el gasto limitado al cual el químico es introducido a la corriente de flujo.

### **Selección de la tubería capilar<sup>2</sup>**

El propósito de las sargas de tubería capilar es proveer un conducto para aplicar precisamente químicos en el fondo del pozo. Colgadas en pozos de gas, las sargas capilares están sujetas a las condiciones ambientales del pozo y deben ser diseñadas acordeamente. En la selección de las sargas de tubería capilar, muchas de las mismas consideraciones utilizadas para seleccionar la tubería de producción convencional debe ser considerada con, por supuesto, el primer indicio económico. Consideraciones como el volumen anticipado de químicos a ser portados a través de la tubería, la corrosión del pozo, y que acciones de la tubería deben resistir durante operaciones remediales deben ir todas dentro del plan. El costo de la

tubería capilar es controlado por el largo por la longitud de la tubería, la sección transversal o el tamaño de la tubería, y la metalurgia.

La longitud de la tubería es dictaminada por la profundidad del punto de inyección deseado, dejando el tamaño y metalurgia a ser considerados cuando la selección las sargas de tubería capilar. Los economistas deben considerar ambos, el costo original del sistema y algunos costos asociados con el mantenimiento anticipado del sistema. La selección típica de la sarga capilar considera lo siguiente:

- Tamaño.
- Gasto de inyección de químicos.
- Metalurgia.
- Temperatura de fondo.
- pH de los fluidos producidos.
- Presiones parciales de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.
- Tensión del material.

### *Tamaño*

Generalmente, la tubería capilar utilizada para la aplicación de agentes tenso-activos son una o dos configuraciones básicas: ¼ pg de diámetro externo x 0.035 pg de espesor ó 3/8 pg de diámetro externo x 0.049 pg de espesor. La selección se basa principalmente en el gasto de inyección de químicos necesario; sin embargo, la consideración también debería estar dada por la provisión de espesor extra que podría extender la vida de la sarga por el comportamiento retardado del potencial del agujero o ruptura de comunicación en la sarga.

La tubería de ¼ pg de diámetro externo x 0.035 pg de espesor es capaz de liberar aproximadamente 125 galones de químicos por día a través de 10,000 pies de tubo con una presión diferencial de 500 lb/pg<sup>2</sup>, asumiendo un coeficiente de fricción para el químico igual al del agua (Figura 3.35). Este es el tamaño más

común utilizado para las instalaciones de inyección de tenso-activos a través de tubería capilar, especialmente en aplicaciones controladas de inyección positiva.

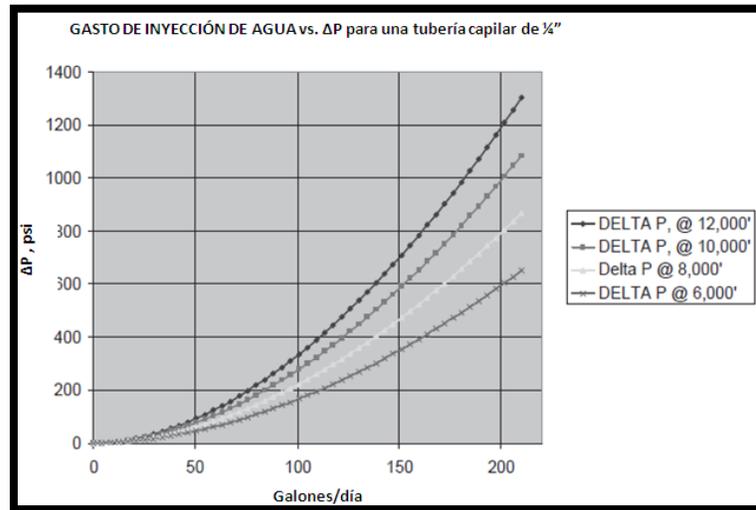


Figura 3.35 Volumen de flujo de entrega con tubería capilar de 1/4 pg.

Cuando se necesitan volúmenes grandes de químico, la tubería de 3/8 pg de diámetro externo x 049 pg de espesor es requerido. La tubería de 3/8 pg de diámetro externo x 049 pg de espesor es capaz de liberar por arriba de 450 galones por día con la misma presión diferencial de 500 lb/pg<sup>2</sup> (Figura 3.36). En algunas aplicaciones, el espesor de la tubería de 3/8 pg es preferido para prolongar la vida de la tubería en condiciones ambientales de corrosión extremas.

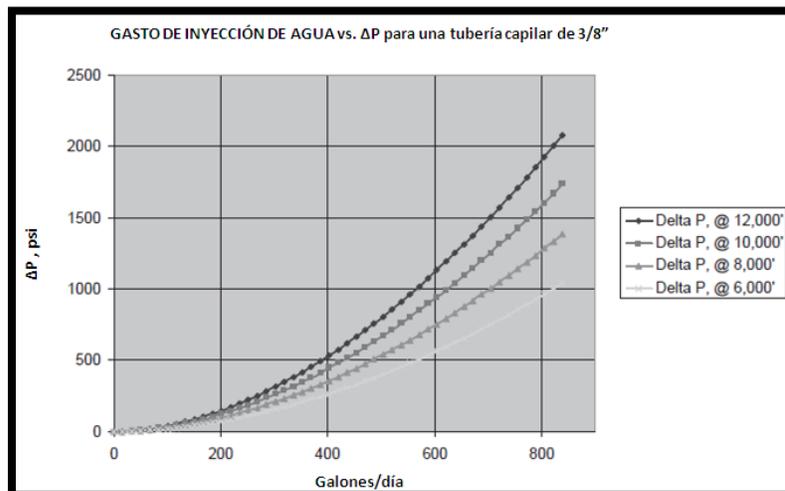


Figura 3.36 Volumen de flujo de entrega con tubería capilar de 3/8 pg.

## *Metalurgia*

Probablemente la consideración más importante en el diseño del sistema de inyección en tubería capilar es la metalurgia de los componentes que hacen el sistema.

La selección inapropiada resulta frecuentemente en un deterioro constante. El esfuerzo considerable ha sido pasar al desarrollo, un proceso de confianza para seleccionar una metalurgia apropiada para los componentes en los sistemas de sartas capilares. Así un proceso debe considerar los efectos de temperatura, presiones parciales de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , cloruros del agua producida, pH del sistema, y las propiedades mecánicas de la tubería así como las fuerzas aplicadas (peso de la carga). Las tuberías capilares fallan mecánicamente principalmente por dos razones:

- Tensión asistida por craqueo.
- Corrosión bajo tensión.

### **Tensión asistida por craqueo**

Las fallas por tensión asistida por craqueo son mucho menos comunes en los sistemas de sarta capilar que las fallas por corrosión bajo tensión. Por otro lado, las fallas de tensión asistida son más predecibles y por lo tanto más prevenibles que las fallas por corrosión. La tensión asistida por craqueo se produce cuando un material sujeto a la corrosión intergranular (por ejemplo, un acero inoxidable auténtico de la descomposición de la soldadura) antes de tiempo se rompe cuando una carga mecánica se aplica a la zona debilitada por la corrosión. Ejemplos de carga mecánica externa son las cargas aplicadas por el tubo capilar enrollado a la cabeza del inyector, el peso del tubo que cuelga en un pozo, y la expansión térmica y la contracción de la sarta capilar, debido a los cambios de temperatura durante la instalación.

Las fallas por tensión asistida son generalmente prevenibles a través de prácticas de una buena soldadura y una comprensión de cómo el proceso de soldadura afecta a la unión soldada. Normalmente, un sistema automatizado de soldadura se utiliza para soldar dos tramos de tubo capilar con la misma metalurgia. Para este caso, el soldador del sistema automatizado está preconfigurado y probado, a través de ensayo y error, para ofrecer una soldadura que es tan fuerte o más fuerte que el material original. Una vez que el sistema automatizado se ha calibrado entonces entrega soldaduras consistentes.

También es muy común soldar dos secciones de diferentes tubos capilares en un esfuerzo por colocar las aleaciones resistentes a la corrosión en los sectores más fuertes del medio ambiente. En estos casos, se debe tener cuidado para asegurar que la zona que rodea la soldadura nueva tiene resistencia suficiente a la corrosión y resistencia mecánica para soportar todas las cargas previstas durante su vida en el pozo. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que a veces se tiene dificultades para soldadura automática de dos materiales diferentes y producir una unión soldada con una resistencia igual o mayor y / o mayor resistencia a la corrosión que el material original. Generalmente es preferible una prueba piloto de la soldadura automatizada conjunta entre dos sartas capilares diferentes antes de instalar las sartas soldadas en el pozo.

### **Corrosión bajo tensión**

Las fallas debido a la corrosión bajo tensión es la forma más común de las fallas de la sarta capilar. Es el resultado de grietas microscópicas que se desarrollan en la superficie del tubo capilar como resultado del medio ambiente.

Las causas más comunes son la salinidad del sistema, el pH, la temperatura y la presión parcial de impurezas en el gas. Una vez que comienza la corrosión bajo

tensión, las grietas se continúan propagando, en última instancia, penetrando profundamente en la pared de la tubería hasta que el área de sección transversal de la tubería ya no puede soportar las cargas impuestas.

La resistencia de una aleación por corrosión bajo tensión se puede correlacionar directamente con la cantidad de cromo, níquel y molibdeno en la aleación. El níquel es eficaz en la protección de los tubos capilares contra corrosión bajo tensión causados por la presencia de cloruros.

La combinación de níquel y molibdeno ayuda en la protección de la tubería contra el agrietamiento, y la combinación de cromo y molibdeno protege la grieta y la corrosión por picadura. Una fórmula empírica simple (ecuación 3.16) se utiliza para clasificar las aleaciones de acuerdo a su resistencia a las picaduras o corrosión es calculando el número de resistencia a la picadura ( $Núm_{RP}$ ). Esto está dado por:

$$Núm_{RP} = X \% Cr + 3.3 Y \% Mo + 16 * Z \% Ni \quad (ec. 3.16)$$

Donde:

$X$ = Porcentaje de cromo, adimensional.

$Y$ = Porcentaje de molibdeno, adimensional.

$Z$ = Porcentaje de níquel, adimensional.

La figura 3.37 muestra los números de resistencia a la picadura de varias aleaciones comunes de acero inoxidable. Hay que tener en cuenta que a medida que aumenta el número de resistencia a la picadura, el costo de la tubería general, también lo hace.

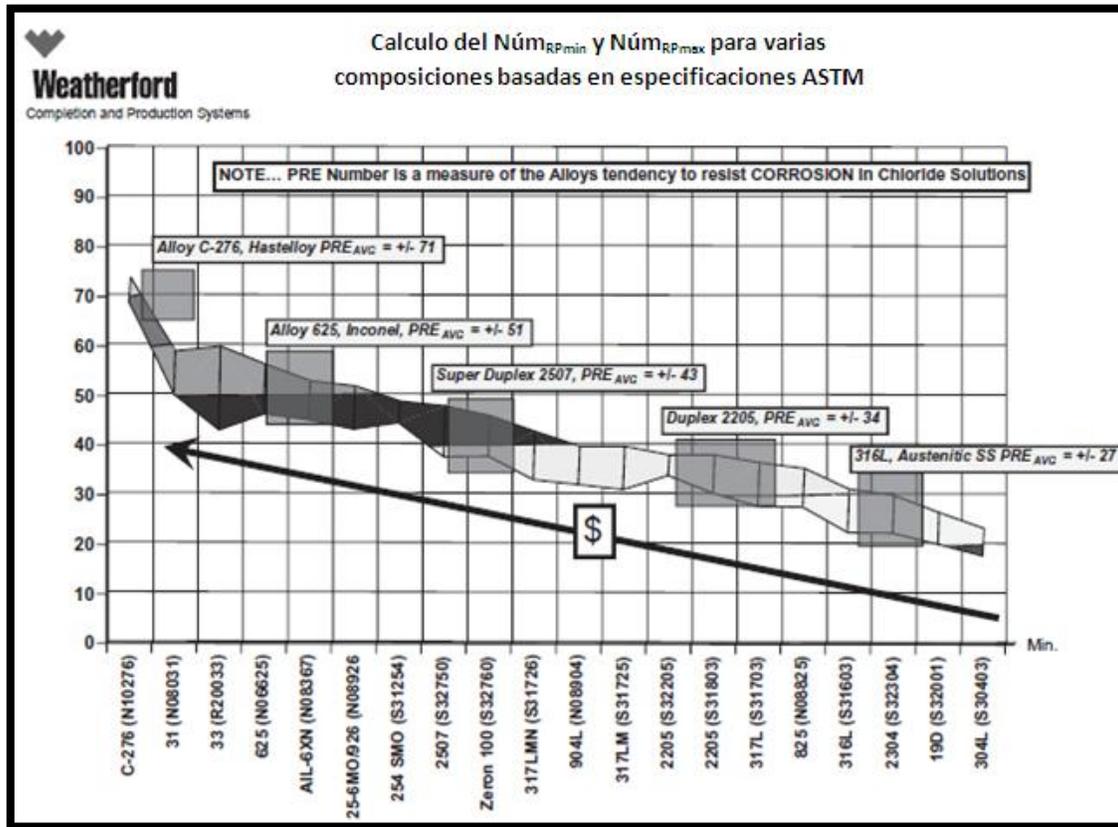


Figura 3.37 Números de resistencia a la picadura más comunes.

### III.4 Sarta de Velocidad

Planear el tamaño de la tubería es una manera común para optimizar la producción. Reducir el diámetro ayudará a incrementar la velocidad del gas arriba de la velocidad crítica. Si el tamaño regular de la tubería no es suficientemente pequeño para mantener la producción por arriba de la velocidad crítica, una sarta de velocidad podría ser instalada para proporcionar una alta velocidad.

Una sarta de velocidad es una tubería de diámetro reducido (tubería flexible) que se baja a través de la T.P., su finalidad es reducir el área de flujo, para que los líquidos alcancen una velocidad de producción mayor a la velocidad crítica y de esta forma no haya acumulación de líquidos en el fondo del pozo. En algunos casos la T.P. puede funcionar como sarta de velocidad siempre y cuando ésta tenga su diámetro más pequeño que el actual conducto de producción, debido a que la velocidad del gas aumenta al disminuir el área de flujo. Estas pueden ser de 2 pg, 1 pg,  $\frac{3}{4}$  pg,  $1 \frac{1}{2}$  pg y hasta  $1 \frac{1}{4}$  pg de diámetro.

Muchas empresas operadoras en el pasado, utilizaban sartas de velocidad en pozos de gas terminados solamente con revestidores de producción, para facilitar la remoción del agua de formación. Esta tubería era abierta a la atmósfera y si la velocidad del gas dentro de la tubería era lo suficiente para levantar los líquidos, estos entraban en la tubería y el gas se producía por el espacio anular (TP-TR). Por razones totalmente ambientales, la apertura de los pozos a la atmósfera ha sido totalmente restringida y lo que se ha hecho es, generar nuevas adaptaciones para alinear estas tuberías al sistema de producción.

#### 3.4.1 Instalación de sartas de velocidad<sup>13, 14</sup>

Ciertos factores deben ser tomados en consideración, antes de la instalación de una sarta de velocidad, los cuales son:

- a) Sus ventajas y desventajas, además de los costos que representa su instalación contra otros métodos alternativos.
- b) La sarta de tubería deberá estar colocada lo más cercana posible a los disparos.
- c) Si el flujo de gas resulta ser mayor a la velocidad crítica en el fondo de la tubería, el concepto debería aplicar para toda la longitud de la tubería, como principal objetivo.
- d) Posterior a la instalación de la sarta de velocidad, curvas de declinación posteriores deberían mostrar una mejor tendencia en mantener el flujo de gas contra el tiempo, comparada con una curva previa sin la sarta de velocidad.

La selección del tamaño de diámetro óptimo para la sarta de velocidad está usualmente basada en el análisis nodal, usando dos tipos de curvas:

1. El comportamiento de la curva IPR (inflow), la cual describe la relación entre la presión de la formación y la cantidad de gas que entra en el pozo.
2. La curva de presión de entrada IPC (también conocida como curva de índice de productividad J) la cual describe la relación entre la cantidad de gas producida en la superficie y la presión de fondo requerida para producir ese gas para una presión de cabeza dada.

Esa intersección entre esas dos curvas da el gasto actual produciendo. Tal como lo muestra la figura 3.38.

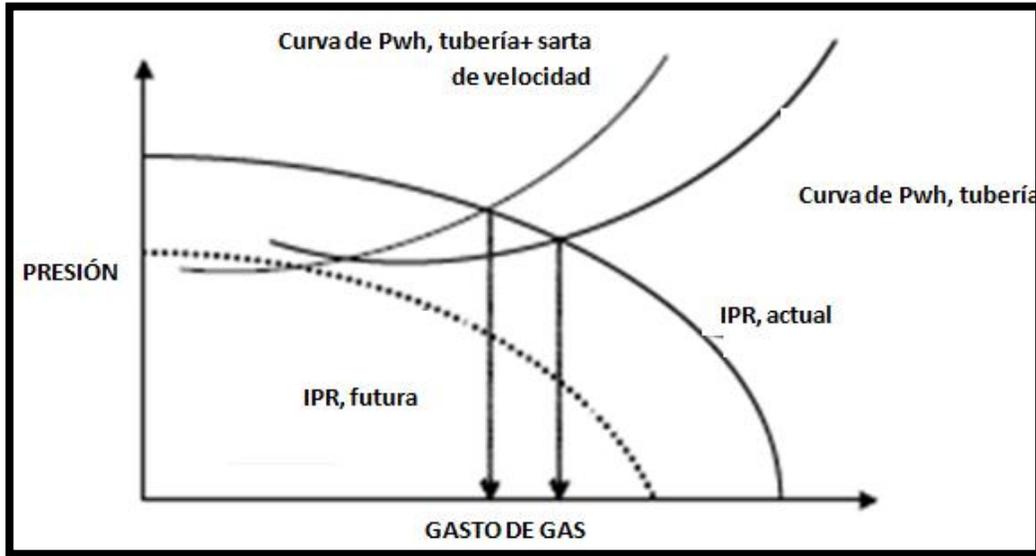


Figura 3.38 Efecto de una sarta de velocidad en la producción.

La figura 3.38 ilustra los comportamientos modelados para el diseño de la sarta de velocidad. La introducción de la sarta de velocidad mueve la intersección con el IPR a la izquierda, el gasto producido es reducido. Sin embargo, debido a la disminución de la curva IPR cambia, la curva IPC de la tubería no sería intersecada, el pozo no produciría, mientras que con la sarta de velocidad seguiría produciendo. La elección entre una producción alta a un período corto de tiempo y una baja producción por un largo período de tiempo (y una más alta recuperación). Este período puede ser incluso alargado por el flujo hacia arriba de las sartas de velocidad inicialmente, hasta que el flujo se convierta inestable en esa sarta como el pozo y cambiando a flujo anular entre la sarta de velocidad y la TP en la etapa final de la producción.

La ventaja más importante es que una sarta de velocidad mantendrá una alta velocidad, lo cual cuidará al pozo de morir prematuramente. La carga de líquido ocurre tarde en la vida del campo cuando el flujo de gas decrece, y las velocidades del gas en el fondo del pozo no son suficientes para levantar los

líquidos a la superficie. Instalar una tubería más pequeña a la tubería original (como la sarta de velocidad) creará altas velocidades de gas y podrán prevenir la carga de líquidos.

Algunas otras ventajas que proporcionará:

- a) Ayuda a controlar el influjo de gas en pozos de alta presión.
- b) Protege al revestidor de la erosión y el daño, en aquellos pozos que producen materiales abrasivos en conjunto con el gas.
- c) Protege a las formaciones productoras.

Una de las desventajas de las sargas de velocidad es que generan mayor caída de presión en el fondo, debido a los efectos de fricción generados en el incremento de la velocidad del gas. Adicionalmente, en pozos de bajo potencial y con terminación con empacadores, limita en muchos casos el proceso de descarga de los fluidos durante el arranque inicial o posterior a un trabajo de reacondicionamiento, así como también; limita la corrida de herramientas de diagnóstico en el fondo del pozo.

La selección del tamaño adecuado de la sarta de velocidad es crítica. Cuando el tamaño del conducto de flujo es muy pequeño la producción es restringida innecesariamente y cuando el tamaño de la sarta es muy grande los efectos benéficos de la instalación de la sarta tendrán poco tiempo.

### III.5 Sistema de sarta de sifón

El término de sarta de sifón aplica a las tuberías instaladas en un pozo de gas para remover preferencialmente los líquidos a través de la tubería mientras el gas es producido en el espacio anular.

Son hechas de diámetros pequeños de tuberías (1 pg a 1 ½ pg) debido al volumen pequeño de líquido pero principalmente debido a la alta velocidad que existe en la tubería, lo cual es una ventaja para operaciones de descarga de líquidos, puede llevarse a gastos bajos en tuberías pequeñas.

Es instalado dentro de una larga sarta de tubería, y el espacio anular produciendo es el anular entre las dos sarts de tuberías o puede ser abierto en una sarta paralela.

#### 3.5.1 Descripción del ciclo<sup>11</sup>

La sarta de sifón es producida en un ciclo intermitente debido al poco volumen de líquido producido para pozos con altas RGL y bajos gastos de gas. El ciclo empieza cuando la sarta de sifón es abierta a baja presión. La reducción en la presión de la tubería permite al líquido entrar a la tubería y el gas del fondo de pozo entra detrás el líquido y a través del jet collars o por válvulas de presión de BN aligera la columna de líquidos y guarda la energía necesaria para producir el líquido. Después de que el líquido es producido, la válvula de control es cerrada. Los jet-collar o válvulas de BN pueden ser no necesarias, dependiendo de las condiciones del pozo.

### 3.5.2 Aplicaciones<sup>2, 11</sup>

La operación de sartas de sifón generalmente son aplicables a altas RGL, pozos de bajos gastos de líquido que tienen presiones de TR suficientemente altas para hacer que la diferencial de presiones entre la TR y la sarta de sifón entregue la presión necesaria para levantar los baches de líquido. Las sartas de sifón usualmente son empleadas en pozos que requieren ser descargados una vez al día. Por otra parte, el uso de las sartas de sifón es mucho más común hoy en día debido a que en el pasado el gas era generalmente venteado o desaprovechado. Una alternativa para pozos con bajos gastos de gas y presión suficiente es equipar el pozo con tubería de diámetro pequeño para lograr las velocidades adecuadas para una descarga continua de líquidos, el gas y el líquido son producidos a través de la TP por flujo natural. Entonces, la principal aplicación de las sartas de sifón es en pozos con baja presión de fondo fluyendo  $P_{wf}$  donde la única diferencial de presión significativa es obtenida por la reducción de la presión de la cabeza a una presión cercana a la atmosférica.

### 3.5.3 Consideraciones de diseño<sup>11</sup>

#### *Tamaño de la tubería*

El tamaño de la tubería debe ser suficientemente pequeño para que el gasto de gas sea suficientemente grande para alcanzar la velocidad crítica mínima en la tubería. Generalmente, la velocidad mínima recomendada de gas para la sarta de sifón durante la descarga es de 1,200 pies/min, velocidad a la cual se alcanza el flujo niebla.

Las tuberías de diámetro pequeño tienen una fuerza de unión relativamente baja y el índice de tensión de la unión puede limitar la profundidad de la tubería.

Además, si el pozo ha dejado de producir con carga de líquido y se debe limpiar para iniciar el flujo, las tuberías de tamaño grande son más fáciles para limpiar.

### *Localización y tamaño de los jet-collars*

Debe ser necesario equipar la tubería con jet-collar a intervalos adecuados. El procedimiento para el diseño del tamaño de los jet-collars y posicionamiento se dan en la siguiente sección. Las válvulas de BN pueden ser utilizadas en lugar de los jet-collars, pero son innecesarias en pozos intermitentes hasta que el gas fluya a través de los puertos solamente cuando la sarta de sifón esté abierta para producir.

### *Control del ciclo*

Las sargas de sifón son usualmente utilizadas en pozos donde la producción de líquido es pequeña y la descarga se requiere solamente una vez al día o menos. El ciclo está normalmente controlado por un ciclo de tiempo automático o manual hasta que el ciclo de purga sea muy infrecuente. La única manera de saber cuándo operar en ciclo es vigilando el gasto del gas. Cuando se cae, el pozo debería descargarse. Después de que el gasto de producción diario de líquido ha sido determinado, se puede hacer un criterio acerca del intervalo entre las descargas.

### **3.5.4 Diseño de las sargas de sifón**<sup>11</sup>

#### *Posición de los jet-collars para operación en pozos intermitentes*

1. Determinar la posición del primer jet-collars

$h_1$ .- peso de la columna de líquido en el interior de la tubería (el líquido de ambas sargas de tubería) o el peso por arriba de la profundidad de la tubería basado en la  $\Delta P$ .

2. Posición del segundo collar.

$$h_2 = h_1 - 150 \text{ pies}$$

3. Posición de los siguientes collars y el último jet-collar

$$h_3 = h_2 - 300 \text{ pies}$$

$$h_4 = h_3 - 300 \text{ pies}$$

$h$  (último jet collar).- profundidad del nivel del fluido en la TR al comienzo del ciclo.

Si no se utilizan los jet-collars, la frecuencia del ciclo debe ser vigilada con precaución en la carga de líquido presente.

#### *Tamaño del diámetro de los orificios*

1. Calcular el gasto de gas requerido para la velocidad mínima crítica de la tubería a presión fluyendo y temperatura promedio de la tubería. (En un diseño aproximado, una velocidad crítica mínima de 1,200 pies puede ser asumida. La velocidad de este diseño intenta poner a producir en régimen niebla, aunque otro criterio para flujo niebla puede ser utilizado. Cuando se estén checando las velocidades de la tubería con correlaciones de flujo multifásico, seleccionar una velocidad cercana al gradiente mínimo de la tubería como se muestra en una gráfica de Gasto vs  $P_{wf}$  a  $P_{wh}$  y RGL constantes.)
2. El gas correcto requerido a condiciones estándar, Mpc a 14.63 lb/pg<sup>2</sup> y 60°F

$$q_s = q_a \frac{P_a}{P_s} * \frac{T_s}{T_a} * \frac{1}{Z}$$

Donde:

s.- condiciones estándar.

a.- condiciones actuales.

3. La proporción del gas requerido entre la posición de los jet-collars, permitiendo para la mitad del gasto del gas ser inyectado en el último jet-collar.

4. Usar la carta de la figura 3.39 para el tamaño del orificio.

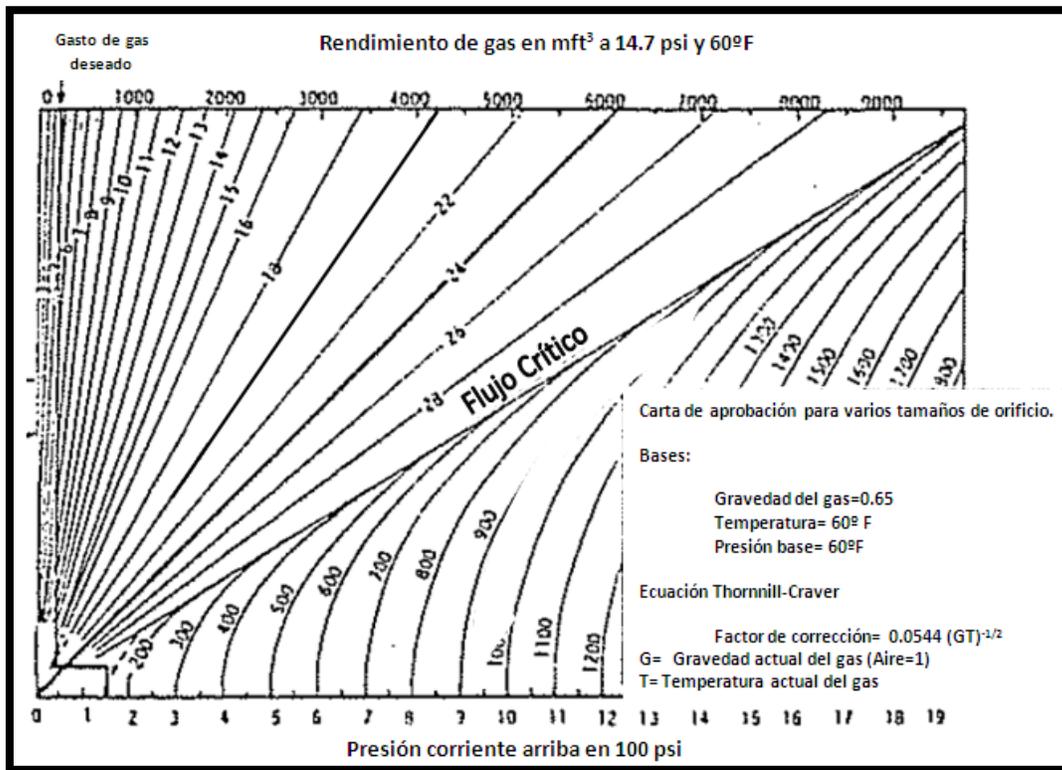


Figura 3.39 Tamaño de los orificios para las válvulas de BN o jet-collars.

### III.6 Inyección de Nitrógeno (Tubería Flexible)

La descarga de pozos de gas con nitrógeno ( $N_2$ ) es una de las aplicaciones más comunes de la tubería flexible (TF). La única característica de la TF de descarga, comparada con el bombeo neumático (BN), es que la profundidad de inyección puede cambiarse continuamente.

Usar la tubería flexible para descargar un pozo con nitrógeno es un método rápido y redituable para remover carga de líquido del fondo del pozo. El nitrógeno puede ser bombeado a través de la TF mientras la tubería flexible es corrida en el agujero o después de que la TF ha alcanzado una cierta profundidad. El nitrógeno aligera la columna de líquido en el espacio anular. Esto reduce la presión hidrostática del fluido en el espacio anular, por lo tanto, la presión de fondo es reducida. Cuando la presión de fondo es menor que la presión del yacimiento, los fluidos del yacimiento empiezan a fluir dentro del pozo. Hasta el fluido del yacimiento (gas para yacimientos de gas) tiene una más baja densidad que el líquido de carga del fondo del pozo, los fluidos producidos del yacimiento ayudan a reducir aún más la presión del fondo. Cuando la reducción de presión es suficientemente grande para mantener el flujo del yacimiento, el bombeo del nitrógeno puede pararse y la TF se puede extraer del agujero. El pozo continuará produciendo por sí mismo.

La descarga del pozo por TF con circulación de nitrógeno opera con el mismo principio que el bombeo neumático en un sólo punto. Pero la descarga con TF tiene sus características únicas y por lo tanto es más útil y más flexible que el BN convencional. Una de las características únicas de descargar líquidos con TF es que el punto de inyección puede moverse hacia arriba y hacia abajo a lo largo del pozo, para algún punto de inyección deseado. La descarga de líquidos con TF puede

realizarse ya sea con inyección continua o intermitente de nitrógeno. Con el método de inyección continua de  $N_2$ , el nitrógeno es circulado en la tubería flexible mientras la TF se empieza a correr al fondo del pozo. Y en la inyección intermitente de  $N_2$ , la TF primero se corre a una profundidad predeterminada debajo del nivel de fluido en el pozo antes de iniciarse el bombeo de nitrógeno.

Para establecer un proyecto de simulación hidráulica, la geometría del flujo y distribución de fluidos deben ser definidos. La geometría también se define en el modelo de software. Si bien los datos de la encuesta están disponibles en cualquier geometría, así también puede ser exactamente determinado. La geometría de la sarta de tubería flexible se define, incluyendo datos como la longitud de la TF, el diámetro y los diferentes espesores de pared. El software de simulación hidráulica se utiliza para realizar cálculos hidráulicos de las vías de flujo diferentes.

- Patrón de flujo de la TF: el nitrógeno es bombeado a través de ese patrón de flujo y entra en el espacio anular. Ese patrón de flujo incluye tanto la sección recta de la TF en el fondo del pozo como la sección enroscada en la bobina.
- Patrón de flujo en el espacio anular: se refiere al espacio anular entre la TR y la parte externa de las tuberías. El nitrógeno, después de salir de la boquilla, se mezcla con el líquido del fondo del pozo y entonces la mezcla fluye a través de ese patrón a la superficie.
- Patrón de flujo del pozo: este es el de la sección del fondo del pozo de la mitad del yacimiento al punto de inyección a la boquilla. Este patrón es ocupado por el líquido del fondo del pozo. Si el yacimiento está produciendo gas, el gas producido también fluye a través de este patrón.

Durante un proceso de descarga del pozo, el yacimiento no produce hasta que la presión de fondo fluyendo es reducida por debajo de la presión del

yacimiento. Para el flujo multifásico ascendente en el espacio anular, el flujo del gasto de líquido proviene únicamente del líquido inicial del fondo del pozo. Durante este periodo, en lo que el flujo multifásico en el espacio anular se refiere, el líquido del fondo del pozo se comporta como un líquido del yacimiento virtual (agua), constantemente alimenta el flujo ascendente anular con líquido. Aparentemente, el gasto del líquido alimentado del flujo anular está relacionado a la velocidad del corrido en el agujero de la tubería flexible. Por lo tanto, se espera que el estudio del efecto del flujo del gasto de líquido (que alimenta al espacio anular) de una idea del efecto de la velocidad de descarga de líquido. Los efectos de la profundidad de inyección del gas, el diámetro de la TF, y el gasto de inyección de nitrógeno también son investigados.

### 3.6.1 Efecto del gasto de bombeo del nitrógeno en la presión de fondo <sup>15</sup>

La figura 3.40 muestra la geometría de un pozo. El pozo es vertical, con una profundidad de 11 060pies. La TR de 5 pg de diámetro y asentada a 11 060 pies. El diámetro de la TP es de 2.875 pg. (Diámetro interior= 2.441 pg.) y asentada a 10 280 pies, con un empacador a 10 270 pies. El intervalo productor es de 60 pies (de 11 000 a 11 060 pies). El pozo fue inicialmente descargado con salmuera, el cual tenía un nivel inicial a 3980 pies.

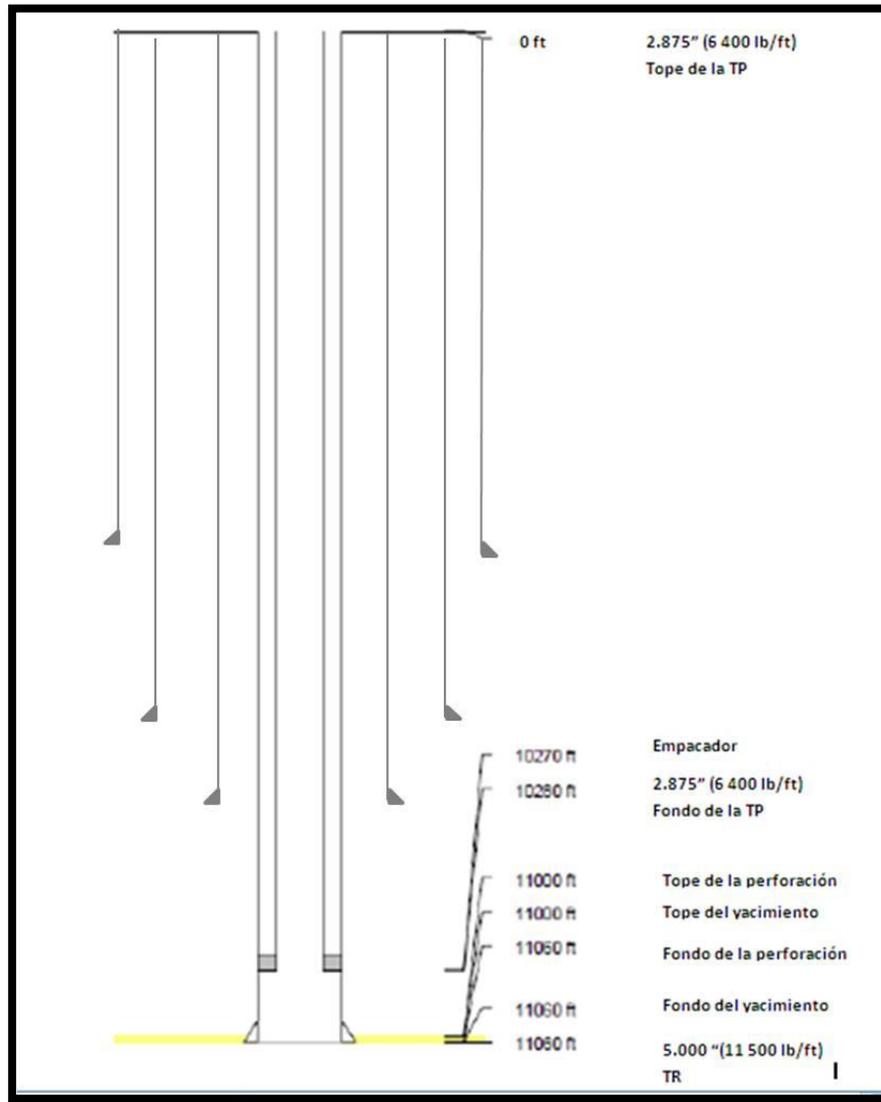


Figura 3.40 Geometría de un pozo ejemplo.

La figura 3.41 muestra un diagrama de presión de fondo fluyendo vs. gasto de nitrógeno bombeado. La profundidad de inyección del nitrógeno (profundidad de la herramienta) fue a 10 000 pies. La presión de fondo fluyendo es calculada a la mitad del yacimiento.

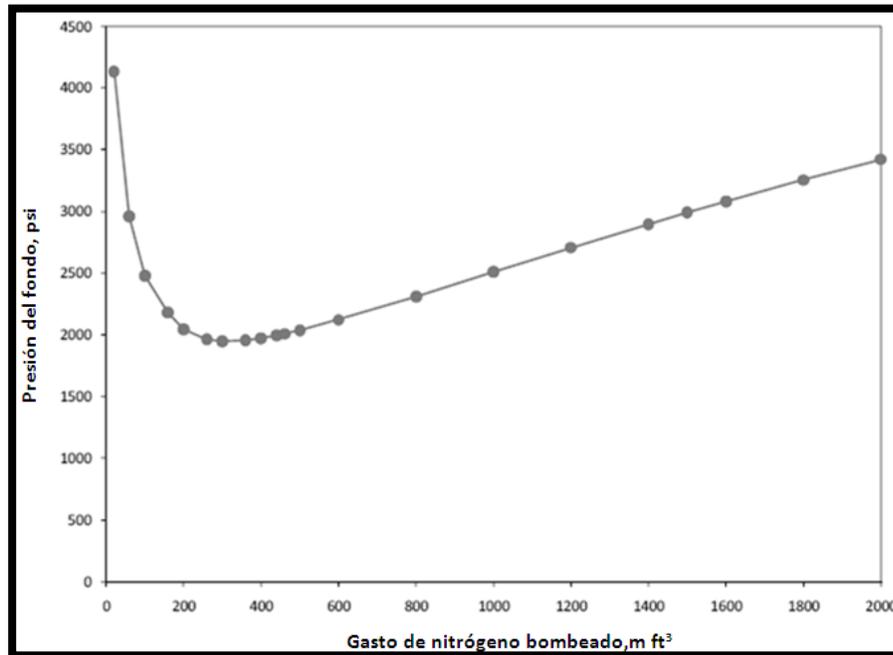


Figura 3.41 Efecto del gasto de nitrógeno en la presión del fondo durante la descarga con Tubería Flexible.

El más alto gasto de nitrógeno no sólo requiere una más alta presión, sino también que se suprima el gasto de gas del yacimiento.

### 3.6.2 Efecto de la profundidad de inyección del nitrógeno <sup>15</sup>

La profundidad del punto de inyección del nitrógeno (profundidad de herramienta) es un parámetro de operación crítica en el éxito de las operaciones de descarga de líquidos con TF. Es similar a la operación de bombeo neumático convencional donde la localización óptima de las válvulas de BN y la operación de esas válvulas deberían ser precisamente determinadas. La simulación ha sido cambiada, el software reajustará los patrones de flujo y redefinirá la geometría de flujo.

La figura 3.42 muestra el resultado de la presión de fondo fluyendo contra el gasto de nitrógeno a varias profundidades de punto de inyección, es decir, a 6000,

7000, 8000, 9000, 10 000, y 11 030 pies respectivamente. Se puede ver que para un gasto de nitrógeno dado, el punto de inyección más profundo tendrá la más baja presión de fondo fluyendo. La Figura 3.42 también indica que la mínima presión de fondo fluyendo puede lograrse con el punto de inyección de gas más bajo. El resultado será útil en el diseño de la profundidad de la TF para un pozo específico y la operación de descarga a la presión de fondo deseada es definida.

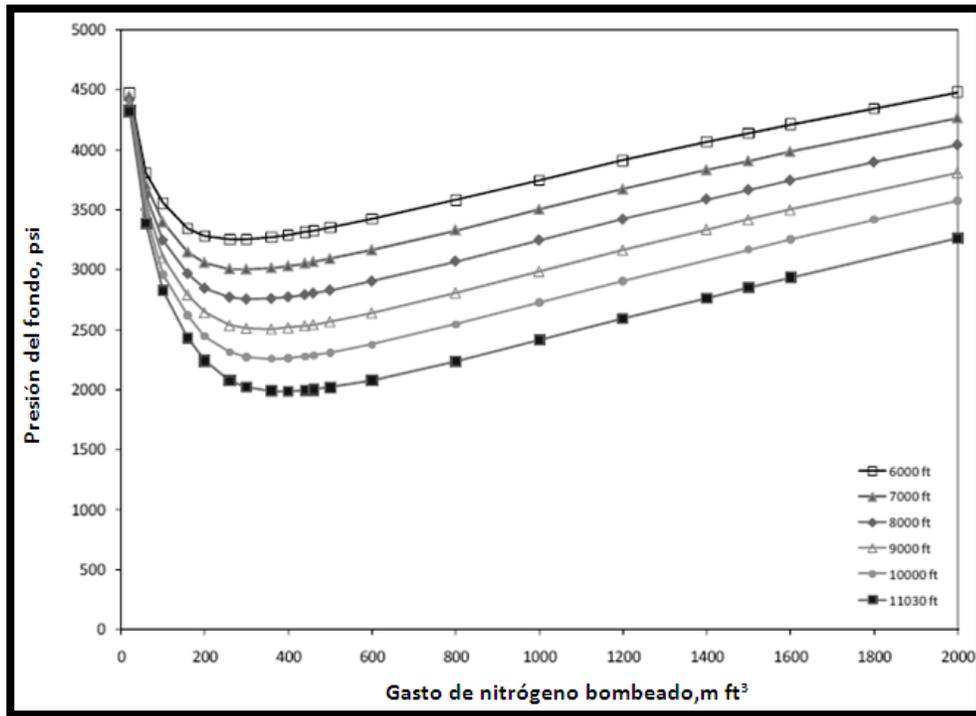


Figura 3.42 Efecto de la profundidad de inyección del gas en la presión de fondo.

La figura 3.43 contiene una gráfica de la presión de fondo mínima lograda contra la profundidad de inyección de nitrógeno. Esa gráfica claramente indica que si la TF se coloca más profunda en el pozo, una más baja presión de fondo puede lograrse. Una ventaja de la TF en las operaciones de descarga del pozo contra un bombeo neumático convencional es que el punto de inyección del N<sub>2</sub> puede ser fácilmente cambiado por la manipulación en superficie de la TF. De hecho, durante el proceso de descarga con la TF, la profundidad de la tubería flexible puede ser

constantemente cambiada. Por lo tanto, la condición hidráulica del trabajo de descarga de la TF debería ser simulada y evaluada a varias profundidades de inyección.

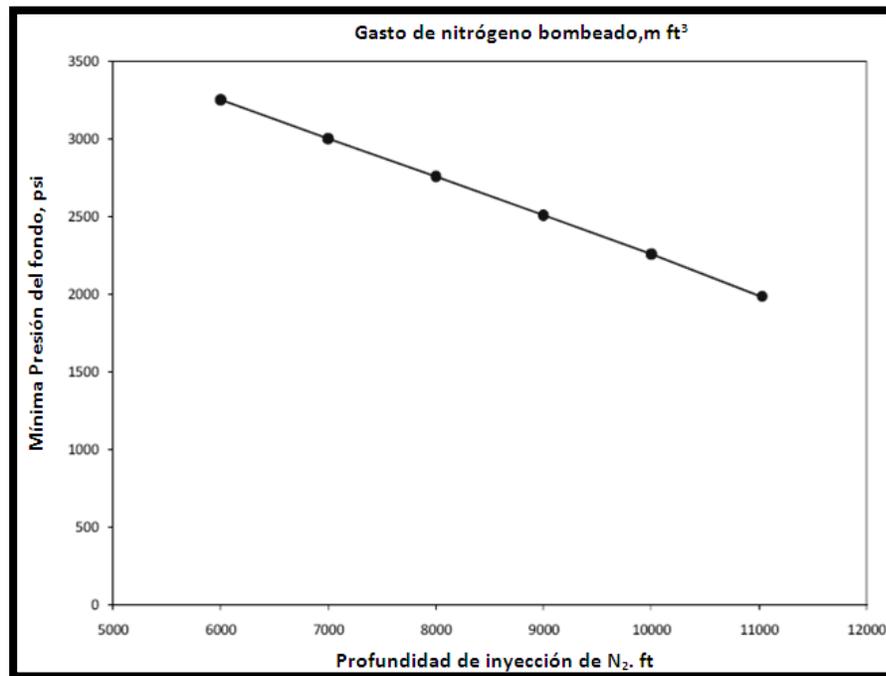


Figura 3.43 Efecto de la profundidad de inyección del gas en la mínima presión de fondo.

La figura 3.44 nos da una gráfica de la presión de bombeo de la superficie contra el gasto del gas N<sub>2</sub> a varias profundidades de inyección, del rango de 6000 a 11 030 pies respectivamente. Se puede observar que la profundidad de inyección incrementa, la presión de bombeo de superficie requerida también es incrementada. Ese efecto es más obvio en el rango de los gastos de bombeo de N<sub>2</sub> más bajos, es decir, por debajo de los 500 pies<sup>3</sup>/min, mientras el efecto es menos significativo en la sección de altos gastos de nitrógeno. Esto ocurre porque cuando el gasto de bombeo de N<sub>2</sub> es relativamente bajo, la presión hidrostática en el espacio anular se incrementa más con la profundidad más que en el caso de altos

gastos de bombeo de N<sub>2</sub> donde la densidad del fluido en el espacio anular es baja y la presión hidrostática es menos sensible al cambio de profundidad.

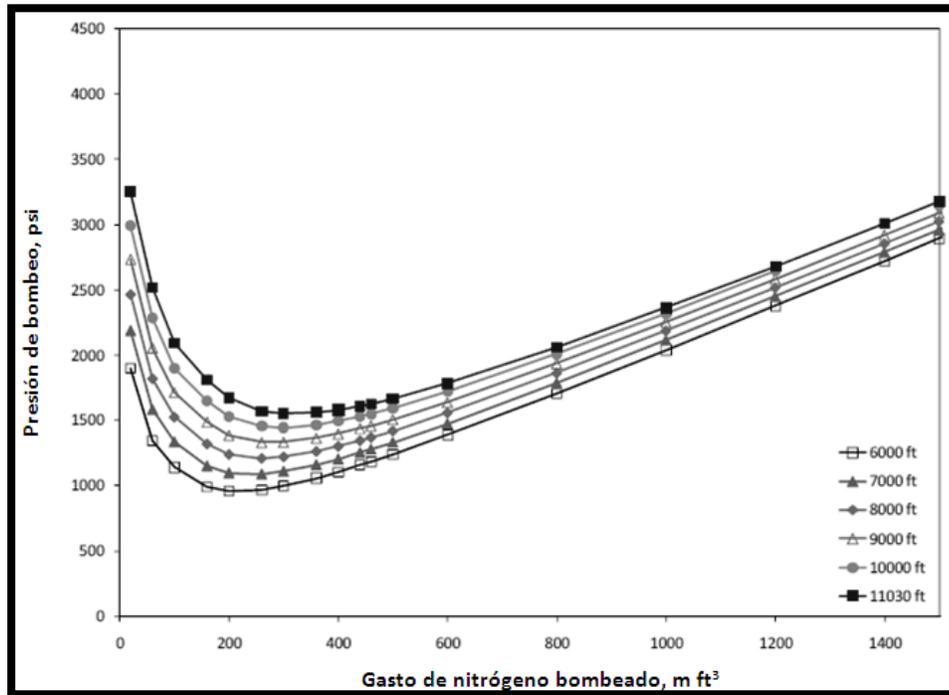


Figura 3.44 Efecto de la profundidad de inyección del gas en la presión de bombeo.

La figura 3.45 contiene una gráfica del cambio de presión de bombeo con la profundidad de gastos de inyección modelados, la presión de bombeo incrementa con la profundidad de inyección variando de 200 a 600 pies<sup>3</sup>/min respectivamente. Para este escenario en particular, la fig. 3.45 indica que para varios gastos de inyección modelados, la presión de bombeo incrementa con la profundidad de inyección en una relación casi lineal. Sin embargo, el efecto de gasto de inyección de gas en la presión de bombeo es mucho más complicado. Un incremento en el gasto de gas no necesariamente incrementa la presión de bombeo requerida. Puede en su lugar reducir la presión de bombeo. Esto ocurre debido a que los diferentes gastos de gas pueden crear diferentes regímenes de flujo en el fondo, resultando en significantes diferencias en las condiciones de presión.

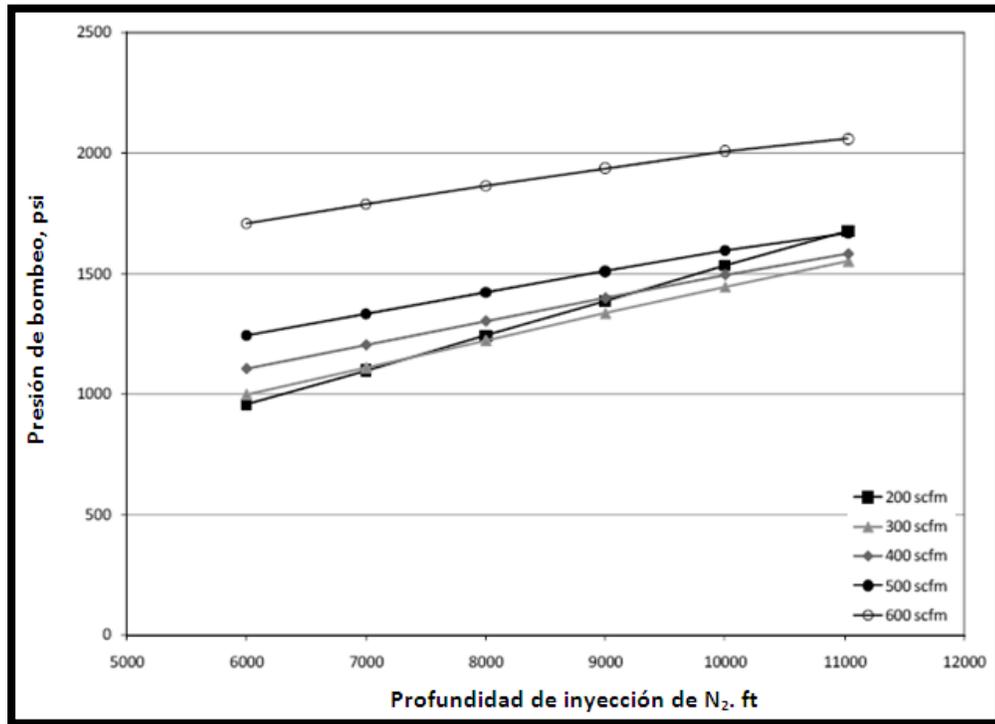


Figura 3.45 Efecto de la profundidad de inyección del gas en la presión de bombeo.

**El efecto del tamaño de la tubería flexible.** La figura 3.46 muestra un gráfico de presión de fondo contra gasto de nitrógeno bombeado con diámetros de tubería flexible de 1 pg, 1.25 pg, y 1.5 pg. Es interesante notar para las condiciones de un pozo específico, un diámetro grande de sarta de TF ayuda más a reducir la presión del fondo. Esto es resultado del diámetro interno de la tubería siendo muy pequeño (2.441 pg.) para esta descarga de ejemplo. También se nota que un diámetro más pequeño de la sarta de tubería flexible es más eficiente para reducir la caída de presión por fricción en el patrón de flujo del espacio anular TP/TF.

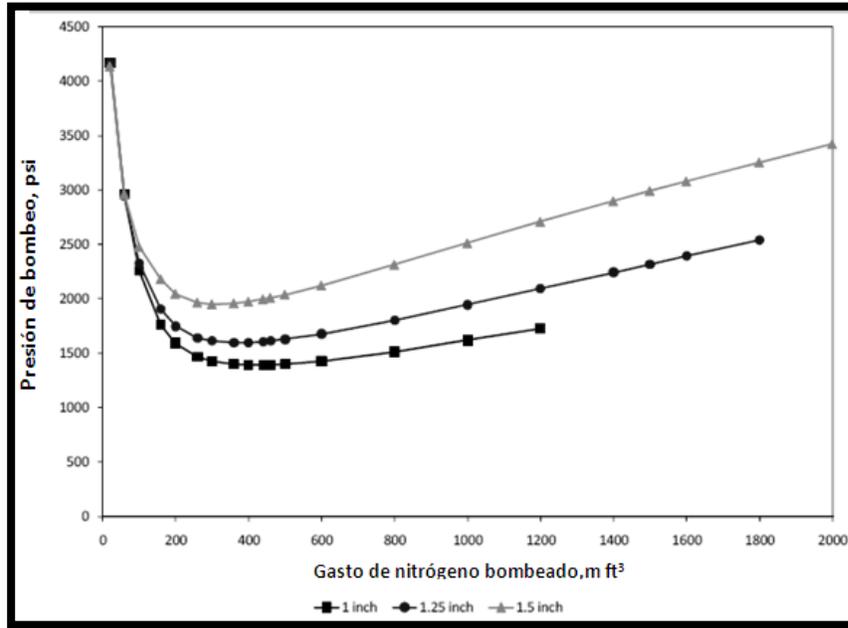


Figura 3.46 Efecto de tamaño de la TF en la presión de fondo, Profundidad de inyección a 10, 000 pies.

El diseño del trabajo de descarga de la TF y la selección del tamaño apropiado de la TF para una operación particular de descarga no solo debería considerarse la presión de fondo, sino también debería considerar la presión de bombeo de superficie. La figura 3.47 muestra la presión de bombeo contra gasto de bombeo de N<sub>2</sub> con diámetros de TF de 1 pg, 1.25 pg, y 1.5 pg respectivamente. Se puede observar que la tubería flexible más pequeña (1pg) requiere significativamente más alta presión de bombeo. El objetivo del tamaño de la tubería flexible debería seleccionarse basado tanto en la presión del fondo y las limitaciones de la presión de bombeo.

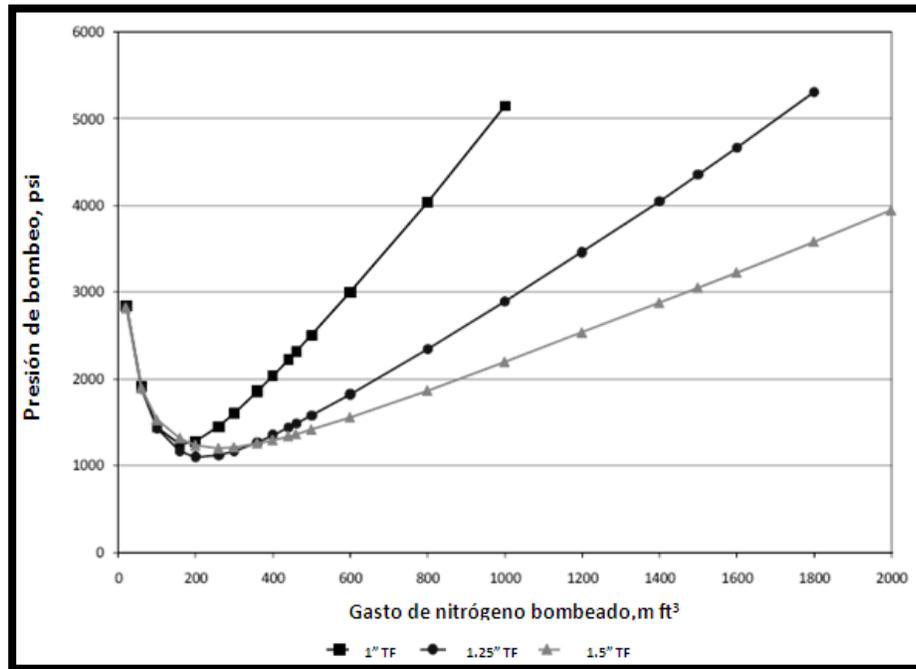


Figura 3.47 Efecto de tamaño de la TF en la presión de fondo, Profundidad de inyección a 10, 000 pies.

#### Efecto de la velocidad de corrida de la TF y el Gasto de líquido descargado.

La descarga con TF es un proceso dinámico y transitorio. El gasto de líquido logrado a la superficie podría cambiar dramáticamente o ser muy errático. Esto es especialmente cierto si el mecanismo de levantamiento de líquido es principalmente controlado por el régimen de flujo bache. El gasto de líquido no es un parámetro de entrada, pero una variable desconocida.

**Descarga de líquidos de pozos grandes y pozos desviados.** Los pozos grandes presentan desafíos únicos para descargar líquidos, principalmente debido a que la velocidad del fluido en el espacio anular es muy baja para alcanzar un régimen de flujo eficiente para el levantamiento de líquido. La pérdida de presión debido a la fricción en el espacio anular en pozos grandes es mucho menos preocupante que en pozos pequeños. También, la descarga efectiva de líquido es

frecuentemente limitada por el gasto máximo de gas disponible en pozos grandes. Para un gasto de gas dado, una sarta de TF grande puede ser considerada para incrementar la velocidad de fluido en el espacio anular. La figura 3.48 muestra el resultado de la presión de fondo contra el gasto de N<sub>2</sub> para descargar un pozo de diámetro grande. La información básica de un pozo incluye lo siguiente: Profundidad del pozo, diámetro interno de la TR, espesor del yacimiento.

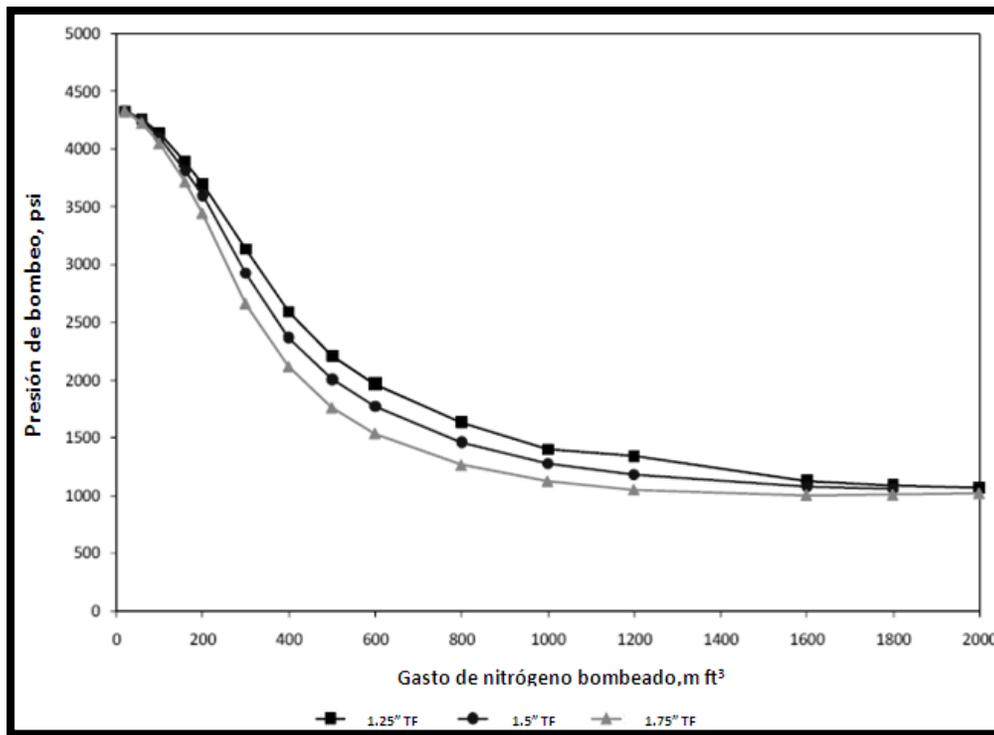


Figura 3.48 Efecto de tamaño de la TF en la presión de fondo para un pozo de diámetro grande.

Si un pozo grande es desviado, la descarga del líquido puede ser incluso más desafiante. Por un lado, la gran área transversal en el espacio anular reduce la velocidad en el espacio anular; mientras que por otro lado, el ángulo de inclinación del pozo mejora la separación de fases, incrementa el deslizamiento del gas-líquido, y reduce la eficiencia del levantamiento del líquido.

**Efecto de la producción de gas del yacimiento.** Durante la última etapa del proceso de descarga con TF, cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de yacimiento, el yacimiento de gas empezará a fluir dentro del pozo. Este flujo de gas del yacimiento de gas a este punto es una función de la reducción de la presión y propiedades del yacimiento (capacidad de entrega del yacimiento). A medida que el yacimiento de gas es producido dentro del pozo, la inyección requerida de gas puede ser reducida. Cuando la descarga de líquido es terminada, el pozo fluirá sin ayuda.

### III.7 Dispositivo IMP <sup>17</sup>

Como respuesta a la problemática de acumulación de líquidos en pozos de gas en México, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha investigado y desarrollado una herramienta de fondo, “Dispositivo IMP”, que es colocada en el inferior de la tubería de producción.

El dispositivo IMP, también llamado “Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi” (MPFV), se encarga de modificar el patrón de flujo de los fluidos ya que consta de elementos mecánicos que reincorporan y atomizan la fase líquida en la fase gaseosa obteniendo una mezcla homogénea que llegará a la superficie gracias a la disminución de presión requerida para desplazar los fluidos de producción.

El MPFV está basado en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad (gas), contra otro fluido en movimiento o en reposo (condensado y/o agua), para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye a una presión de fondo fluyendo mayor que la inicial del fluido de menor velocidad.

Con la geometría Venturi, ilustrada en la figura 3.49, el MPFV tiene una reducción de la sección transversal de la tubería de producción, lo cual ocasiona una disminución de presión en el fluido y un aumento en la velocidad real de las fases, logrando un reacomodo de la distribución relativa de las mismas en la TP.

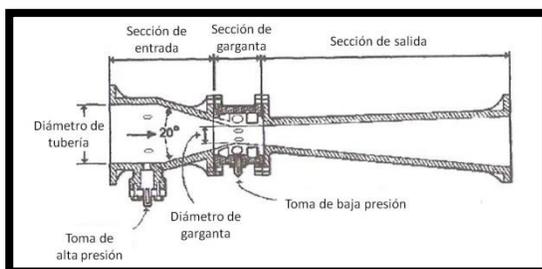


Figura 3.49 Geometría Venturi.

De esta forma se reduce el bacheo y estabiliza o incrementa el ritmo de producción de líquidos.

### 3.7.1 Elementos del Dispositivo IMP

La figura 3.50 muestra los cinco elementos mecánicos que constituyen el Dispositivo IMP. Los elementos que lo constituyen son: expansor primario o actuante, cámara de homogeneización, expansor secundario, venas de succión y sistema de anclaje y hermeticidad.

- **Expansor primario o actuante:** su diámetro interior tiene la función de provocar la primera caída de presión a través de la restricción controlada de flujo, lo cual permite la expansión del gas proveniente del pozo, que es el fluido motriz, hasta un estado de alta velocidad, originada por la presión del yacimiento.
- **Cámara de homogeneización:** en su interior se realiza la estabilización y homogeneización del flujo de gas y líquido proveniente de la primera etapa de expansión, y los fluidos son transportados a través de la cámara hasta el expansor secundario.
- **Expansor secundario:** se acopla a la cámara de homogeneización; su función es provocar una segunda restricción al flujo, gracias a su geometría se incrementa la velocidad del gas, formándose zonas de baja presión donde están las venas de succión, en la parte superior dispone de un cuello de pesca que permite la instalación y recuperación del dispositivo.
- **Venas de succión:** su función es succionar y disminuir el tamaño de la partícula de líquido utilizando la alta velocidad de la corriente de gas alcanzada en el expansor secundario en las zonas de baja presión.

- **Sistema de anclaje y hermeticidad:** permite instalar el MPFV en cualquier parte de la tubería de producción del pozo y al mismo tiempo obliga a que el flujo se realice únicamente por el interior de todos los elementos restantes.

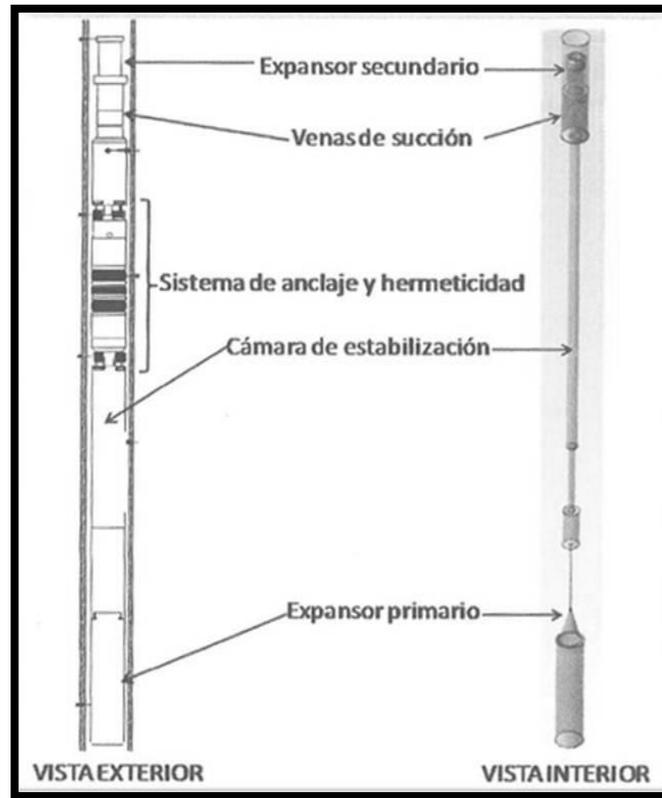


Figura 3.50 Diagrama del Dispositivo IMP.

### 3.7.2 Rangos de aplicación de la herramienta

Parámetro	Rango de aplicación
RGL	10-100 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Corte de agua	< 50%
Profundidad de colocación	> 800 m
Densidad del aceite	> 15
Desviación máxima	< 60
P <sub>wf</sub>	P <sub>wf</sub> > 50% del peso de la columna Hidrostática del líquido en la TP.

Tabla 3. 3 Rangos de aplicación del MPFV.

### III.8 Sistemas Combinados

Debido a la simplicidad del compresor a boca de pozo para eliminar carga de líquido en pozos de gas, la compresión puede ser usada en combinación con otros sistemas para incrementar su eficacia, tales como agentes espumantes, bombeo neumático, sarta de velocidad, émbolo viajero, etc. En seguida se mencionan algunas de estas combinaciones.

#### 3.8.1 Compresión con agentes espumantes

La compresión puede ayudar en operaciones con agente espumantes debido a que una reducción en la presión de la cabeza también reduce la densidad del gas e incrementa la agitación. Cuando esta reducción de presión en la cabeza es significativa, se aumenta la calidad, el desempeño y la estabilidad de los agentes espumantes.

#### 3.8.2 Compresión con émbolo viajero <sup>16</sup>

El método de émbolo viajero es uno de los sistemas que puede verse más beneficiado por un sistema adicional de compresión. La figura 3.51 muestra un esquema de una instalación de émbolo viajero equipado con un compresor en superficie.

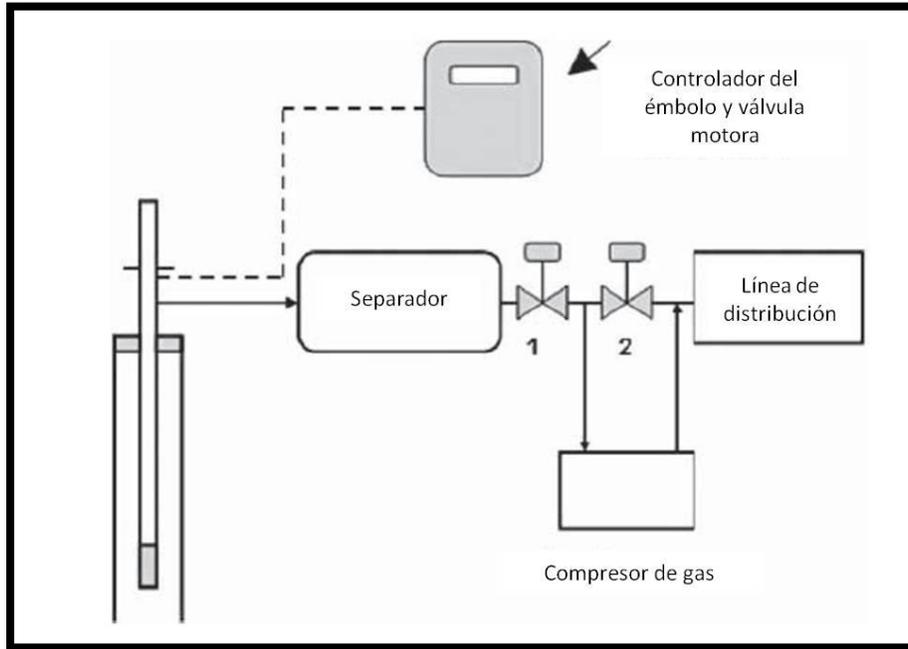


Figura 3.51 Émbolo viajero equipado con un compresor en superficie.

El compresor es encendido para disminuir la presión de la cabeza cuando el pozo es abierto, creando una mayor diferencial entre  $P_{wf}$  y  $P_{ws}$  induciendo que el pozo tenga mayor energía para elevar el émbolo y el bache de líquido hacia la superficie garantizando su llegada al lubricador.

El sistema de émbolo viajero a veces es considerado similar al método de bombeo neumático intermitente, donde el gas empleado para la elevación del bache de líquido es proporcionado por el mismo yacimiento. En algunos diseños de émbolo viajero, principalmente aquellos diseñados para pozos depresionados, se lleva a cabo una reinyección del gas producido en el fondo para incrementar y otorgar mayor energía al gas y pueda acarrear el émbolo a la superficie, lo cual se asemeja en gran manera al bombeo neumático intermitente autoabastecido.

En la figura 3.52 se muestra los datos de producción de un émbolo viajero equipado con un sistema de compresión.

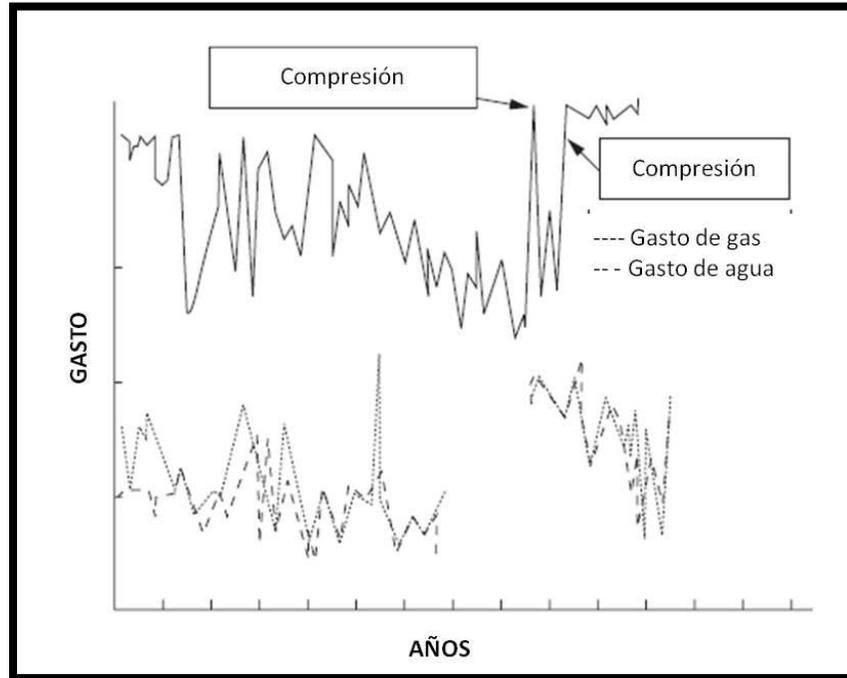


Figura 3.52 Producción de émbolo viajero con compresión.

Como se observa la producción con el émbolo únicamente es considerablemente menor a la producción obtenida con émbolo viajero y compresión.

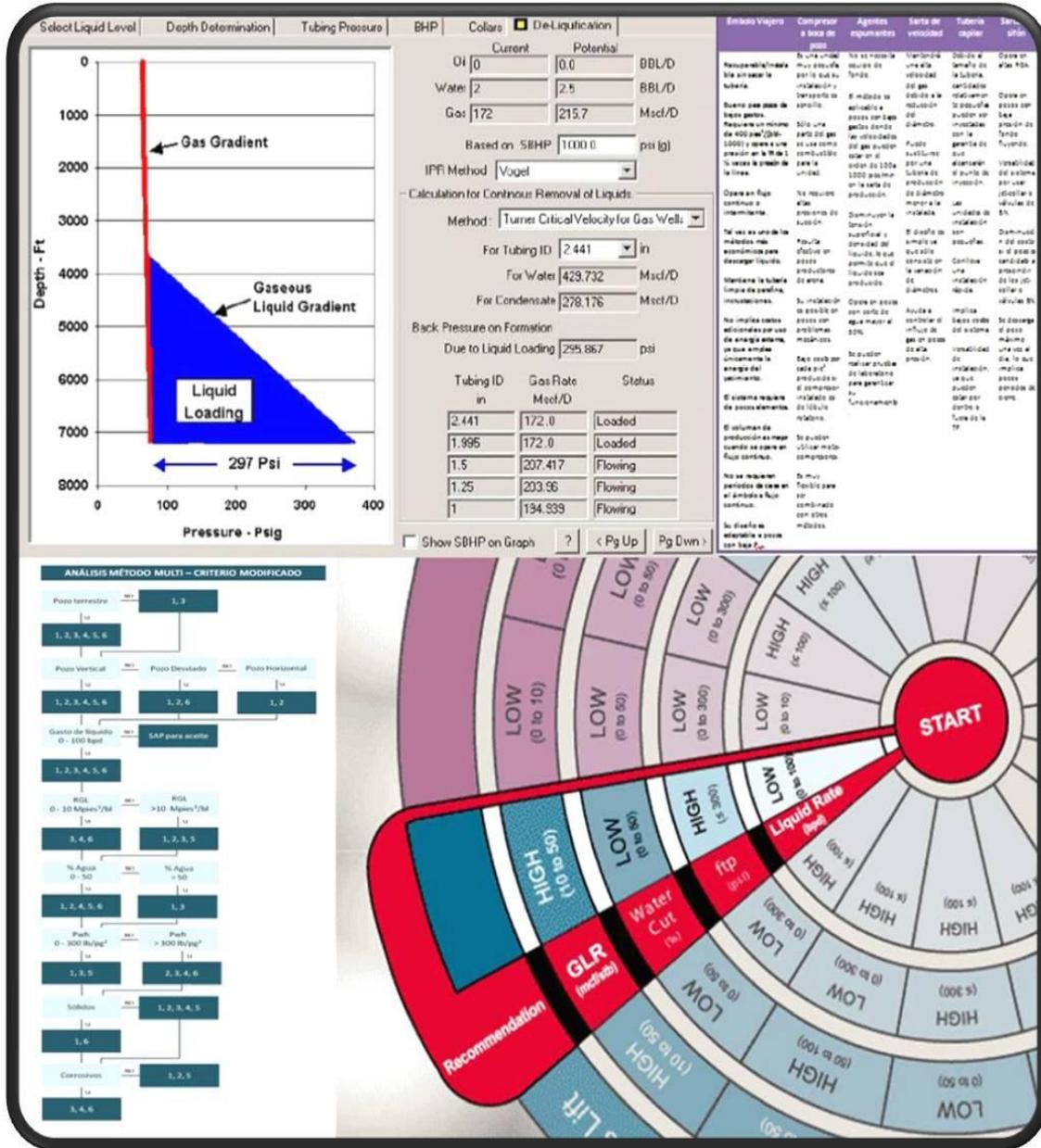
---

**BIBLIOGRAFÍA**

- <sup>1</sup>. James F. Lea, *“Solving- Gas Well Liquid Loading Problems”*, SPE 13231, 2004.
- <sup>2</sup>. F. Lea James, N Nickens Henry R. Wells Mike, *“Gas Well Deliquification”*, 2da edición, Elsevier 2008.
- <sup>3</sup>. William Hearn, *“Gas Well Deliquification”*, SPE 138672, 2010.
- <sup>4</sup>. James F. Lea, O.L Rowian, J.N Mc Cay, *“Measurement and Calculation of Key Events during the Plunger Lift Cycle”*, SPE 110829, 2007.
- <sup>5</sup>. D.Sask, D.Kola, T.Tuftin, *“Plunger Lift Optimization in Horizontal Gas Wells: Case Studies and Challenges”*, CSUG/SPE 137860, 2010.
- <sup>6</sup>. William Hearn, *“Gas Well Deliquification”*, SPE 138672, 2010.
- <sup>7</sup>. J.T Boswell, James D. Hacksma, *“Controlling Liquid Load-Up with Continuous Gas Circulation”*, SPE 37426, 1997.
- <sup>8</sup>. J.E.N Liley, S.D Oakley, *“Downhole Pressure boosting in Natural Gas Wells: Well Candidate Selection and Project Progress”*, SPE 96037, 2007.
- <sup>9</sup>. M.Solesa, S. Sevic, *“Production Optimization Challenges of Gas Wells with Liquid Loading Problem using foaming agents”*, SPE 101276
- <sup>10</sup>. J.L. Vosika, *“Use of Foaming Agents to Alleviate liquid loading in Greater Green River TFG Wells”*, SPE/DOE 11644
- <sup>11</sup>. Kermit E. Brown, *“Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 4”*, PennWell Publishing Company, Estados Unidos, 1987.

- 
- <sup>12</sup>. D.Orta, S, Romenchandian, J.Yang, M. Fosdick, J. Long, J. Blasachard, A. Allcorn, C. Alkins, O.Salinas, *"A novel foamer for Deliquification of Condensate loaded Wells"*, SPE 107980
- <sup>13</sup>. Fitrah Arachman, Kalwant Singh, James K. Forrest, Monas O.Purba, *"Liquid Unloading in a Big Completion: A comparison among Gas Lift, Intermittent Production and Installation of Velocity Strings"*, SPE 88523, 2004.
- <sup>14</sup>. P. Oudeman, *"On the Flow Performance of Velocity Strings to Unload Wet Gas Wells"*, SPE 104605, 2007.
- <sup>15</sup>. Y. Zhou, E. Smalley, S.Opel, *"Determination of Optimum N<sub>2</sub> Rate for Unloading Gas Wells with Coiled Tubing"*, SPE 143337, 2011.
- <sup>16</sup>. R.A Schmitz, G.D Steele, *"The tools tech niques and Advantages involved in Combining Compression and Plunger Lift Low-Rate Gas Wells"*, SPE 100590, 2006.
- <sup>17</sup>. Uribe Botello Adriana, *"Metodología para la instalación del dispositivo desarrollado en el grupo SHAIIP perteneciente al IMP"*, Tesis UNAM, Enero 2012.

# Capítulo IV



## Métodos de Selección



## **CAPÍTULO IV.- MÉTODOS DE SELECCIÓN**

Los Ingenieros de producción frecuentemente se enfrentan al desafío de seleccionar un método óptimo para resolver los problemas de acumulación de líquido en pozos de gas, con el objetivo de obtener la mayor producción posible al menor costo. Dicha tarea resulta complicada debido a que requiere un enfoque integrado y multidisciplinario.

El proceso de selección se puede realizar a través de la aplicación de diversos métodos, ya sea, por medio del análisis de tablas de ventajas y desventajas, el uso de programas computacionales, la aplicación de la experiencia adquirida, etc. Cabe mencionar que dichos métodos consideran otro tipo de parámetros como los económicos, disponibilidad de energía, ambiente en tierra o costa fuera, impacto visual y consideraciones de espacio.

En este capítulo se expondrán aquellos métodos de selección existentes en la literatura y además se incluirá la propuesta de un nuevo método, el cual tiene como objetivo identificar de manera preliminar, simple y precisa aquel sistema o sistemas con alto rango de aplicabilidad, capaces de eliminar la carga de líquido en pozos de gas.

## IV.1 Factores a considerar durante la selección<sup>1,2</sup>

Dentro de los métodos de selección existentes, parámetros como la producción del líquido, gasto de producción del gas, geometría del pozo, profundidad del pozo, presión de fondo fluyendo deseada, temperatura del yacimiento, composición del fluido, componentes del sistema superficial, etc. deben ser contemplados.

A continuación incluimos una descripción más detallada de los parámetros que deben ser analizados durante la selección.

### 4.1.1 Localización

La ubicación de las instalaciones de producción se da conforme a la distribución geográfica de los yacimientos a explotar. Tal factor es muy importante a considerar para la elección de un método de eliminación de carga líquido, ya que si el sistema instalado en el pozo requiere una fuente de energía externa y la ubicación del pozo está lejana de una comunidad, los costos de satisfacer el consumo de electricidad o combustible se elevarán. Dicho caso se da al emplear el compresor a boca de pozo, debido a que se requiere electricidad estable para su operación generada en estaciones adecuadas.

En el caso de los pozos costa afuera, se tienen que instalar todos los equipos de superficie en una plataforma con una extensión de área limitada. Por lo tanto, se requieren consideraciones especiales para utilizar la zona concentrada. Por esta razón, algunos métodos que requieren equipos de tamaños considerables no pueden ser utilizados. Además, es difícil establecer la logística sobre el equipo y la energía en comparación con tierra. Por ejemplo el émbolo viajero, la tubería capilar y la inyección de agentes espumantes son difíciles de aplicar en campos costa fuera en casos en donde la válvula de seguridad de fondo ha sido instalada. Algunas de

las premisas que deben considerar en una instalación costa afuera son los siguientes:

- El tamaño de los equipos.
- Costos.
- Acceso para la operación y mantenimiento de los equipos (por ejemplo, la instalación de la válvula de seguridad en el fondo del pozo para el émbolo viajero).

Independientemente de la ubicación del pozo, ya sea en tierra o costa fuera, existen además otras condiciones de aprobación, que son impuestas por los organismos autorizados (como el gobierno). Estas condiciones suelen incluir normas de seguridad, normas de protección del medio ambiente y planes de tratamiento de la contaminación, etc. Por ejemplo, algunos métodos hacen mucho ruido y deben ser excluidos de instalar en zonas urbanizadas.

#### 4.1.2 Características del yacimiento

Las características del yacimiento son un factor que debe considerarse para la instalación de algún método de eliminación de líquido. Uno de esos factores es el valor de la presión del yacimiento, el cual afecta directamente la presión del fondo, además en base al análisis de los datos obtenidos se puede realizar plan de producción que pronostique la producción en el tiempo.

#### 4.1.3 Características pozo

Características como la profundidad del pozo, la desviación, y el tamaño de la tubería son los criterios más importantes en el proceso de selección para un método adecuado. Como se discutió en el capítulo anterior sobre los atributos de

los métodos, cada opción tiene sus propias limitaciones en la profundidad, la desviación y el tamaño de tubería.

- Profundidad del pozo.- Se dice que la profundidad puede tener un fuerte efecto en la determinación del método de levantamiento artificial, debido a que cada método tiene limitaciones en el equipo. Por ende, si tenemos que diseñar una descarga de un pozo muy profundo por debajo de 15 000 pies, entonces la profundidad puede ser un factor importante. En este caso, hay pocas opciones disponibles para aplicarse debido a la profundidad máxima de operación.
- Desviación de agujero.- Dependiendo de la desviación del agujero, la eficiencia de cada método puede ser reducida, por lo que para un pozo altamente desviado u horizontal algunas de las opciones no se recomiendan.
- Terminación con empacador.- Algunos métodos presentan un índice elevado de efectividad en pozos sin empacador tal como el émbolo viajero, sin embargo, si la terminación inicial del pozo fue diseñada con empacador y se desea implementar dicho sistema, el empacador debe ser retirado, o bien, se deben realizar disparos por encima del elemento, elevando así los costos por la intervención en el pozo.

#### 4.1.4 Instalaciones de superficie

Las instalaciones de superficie, como las líneas de flujo, estranguladores y separadores se deben considerar al elegir un método de descarga adecuado.

#### 4.1.5 Características de la Producción

La elección del método para la remediación de la acumulación de líquido será afectada de acuerdo al volumen de líquido o gas que se produce. Por lo tanto

la relación gas - líquido presente y futura, es un parámetro muy importante en el diseño y aplicación de los métodos de levantamiento artificial. En todos los métodos mencionados en esta tesis, la remoción de líquidos del fondo del pozo es más efectiva con altas relaciones de gas-líquido.

Así mismo altas relaciones de gas - líquido permiten cerrar por menos tiempo cuando un pozo produce intermitentemente. Por esta razón, el émbolo viajero es una manera viable de producir los pozos de bajo gasto durante las primeras etapas de la carga de líquidos. Sin embargo, si el volumen de líquido producido es alto la aplicación de algunos de los métodos es limitada.

#### 4.1.6 Propiedades de Fluidos

Las propiedades del fluido que se consideran son viscosidad, densidad y composición.

En general, las viscosidades menores a 10 cp (arriba de los 30° API) no son un factor en la determinación del método de levantamiento. Sin embargo, se debe ser precavido para altas viscosidades (por debajo de los 10° API), ya que las altas viscosidades de fluido dificultan el acarreo del líquido con algunos métodos.

Así mismo la composición juega un papel determinante, porque algunos equipos o herramientas no están diseñados para trabajar en ambientes corrosivos.

#### 4.1.7 Problemas de operación

Los problemas de operación incluyen:

- Arena, Parafinas e Incrustaciones.- La presencia de materiales externos tal como arena, parafina o incrustaciones pueden prohibir el uso de algunos métodos. La arena por ejemplo, induce problemas de erosión en las

herramientas. Las parafinas por su parte se acumulan a lo largo de la tubería reduciendo el área de flujo provocando una caída de presión.

- Corrosión.- La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por electrólisis entre diferentes tipos de metales, H<sub>2</sub>S o el contenido de CO<sub>2</sub> en el líquido producido, la salmuera altamente saturada, etc.
- Emulsión.- Con el uso de agentes tenso-activos se pueden tener problemas de emulsión, las propiedades del surfactante al tener contacto con los líquidos del pozo crean dichas emulsiones. Para ello se recurren a demulsificantes que también deben tener una prueba antes de utilizarlos en pozos para que permita la mezcla con los líquidos.

Además, la temperatura de fondo es uno de los factores que también debe ser considerado antes de la selección final, ya que las temperaturas muy altas en el fondo del pozo podrían dañar equipos como motor de la bomba y sensores.

#### 4.1.8 Disponibilidad de equipo

La disponibilidad de equipo es un factor importante a considerarse en el proceso de selección. Un método puede ser menos económico que otro en términos de costo de equipo pero pueden ser más factible si el equipo está en almacenamiento y fácilmente disponible.

Como una regla general, los métodos que utilizan una fuente externa de energía proporcionarán una mayor producción de gas a largo plazo. Esos métodos son empleados más en un pozo con baja presión de fondo donde el equipo está disponible fácilmente y los costos de operación son viables.

### 4.1.9 Evaluación económica

En general, se considera el enfoque económico en la última etapa del proceso de selección después de la evaluación técnica. Si varias opciones son elegidas para la aplicación desde un punto de vista técnico, la evaluación económica definirá la opción final. El gasto de capital, gastos de operación, los ingresos esperados, y otros factores económicos (por ejemplo, la vida material de tiempo, etc.) serán considerados.

En la Figura 4.1 se expone de manera clara la serie de procesos que se deben seguir en un proyecto de selección, como se puede observar la etapa económica es indispensable para poder elegir el mejor método de descarga.

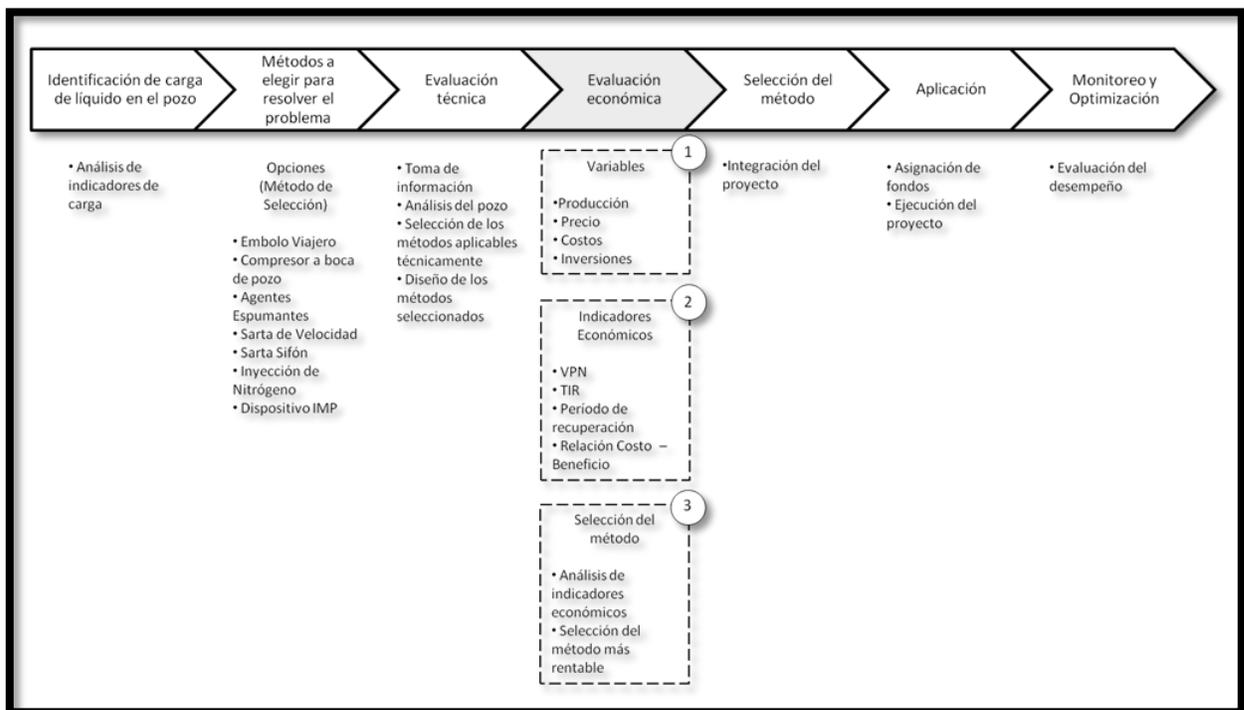


Figura 4.1 Fases de la evaluación Económica.

Las regalías, impuestos, gastos de capital, gastos de operación, ingresos esperados y otros factores económicos (por ejemplo, la vida del material en el tiempo, etc.) serán considerados en las variables de la fase 1.

Los costos de operación están divididos en cuatro categorías: costos de personal, costos de material, costos asociados a fallas mecánicas y costos de energía. Todos los métodos de eliminación de líquido se deben comparar sobre la base de los costos de personal de operación, el cual está normalmente relacionado con el número de pozos.

Los costos de material incluyen todos aquellos gastos generados por materiales ajenos a la instalación, este tipo de costos se encuentran únicamente en el caso de agentes tenso – activos, por la inversión que implican los químicos de inyección. Las fallas mecánicas pueden representar una parte significativa de los costos de operación, sobre todo cuando el diseño del método de eliminación de líquido tiene ciertas deficiencias. Así mismo, presencia de materiales tal como arena, parafina o incrustaciones pueden dañar la integridad de los elementos del equipo provocando una serie de fallas durante las operaciones.

De los métodos mencionados en el Capítulo III, solo el émbolo viajero para pozos con baja presión requiere energía externa. Dichos aspecto representa gran parte de los costos de operación, lo cual influye directamente en la decisión de emplear o no dicho método.

## IV.2 Métodos de selección

Para seleccionar el sistema que puede eliminar la problemática de la carga de líquido se han propuesto varios métodos. La mayoría de ellos son cualitativos y nos permiten conocer de forma preliminar cual o cuales sistemas son los mejores candidatos para resolver dicha problemática.

Estos métodos cualitativos realizan una evaluación de una serie de parámetros importantes en el pozo como la relación gas - líquido, corte de agua, presión de fondo, terminación del pozo, etc. Posteriormente el Ingeniero de producción debe realizar un análisis más detallado de las opciones elegidas, y en base a un análisis nodal determinar cuál es el mejor candidato técnicamente. A la par de ésta evaluación se debe realizar un estudio económico, debido a que no siempre el método seleccionado técnicamente resulta el más rentable.

A continuación se presentan algunos de los métodos de selección empleados en la literatura, incluyendo la propuesta de un nuevo método como objetivo de esta tesis el cual fue diseñado con el propósito de contemplar aquellos sistemas de descarga de líquido que no han sido considerados por los demás.

### 4.2.1 Método de ventajas y desventajas<sup>3,5,6</sup>

El análisis de tablas de ventajas y desventajas de los sistemas para la eliminación de líquido, es un método empleado para acortar la ventana de opciones disponibles a elegir, estas tablas se encuentran publicadas, sin embargo, la mayoría de ellas son orientadas a pozos de aceite.

Como uno de los objetivos de esta tesis, a continuación presentamos en la tabla 4.1 y 4.2 una recopilación de las ventajas y desventajas de los métodos empleados únicamente para eliminar la carga de líquido en pozos de gas.

Tabla 4.1. VENTAJAS de los métodos de eliminación de líquido en pozos de gas.

Émbolo Viajero	Compresor a boca de pozo	Agentes espumantes	Sarta de velocidad	Tubería capilar	Sarta de sifón	Inyección de nitrógeno	Dispositivo IMP
<p>Recuperable/ Instalable sin sacar la tubería.</p> <p>Bueno para pozos de bajos gastos. Requiere un mínimo de 400 pies<sup>3</sup>/(bbl-1000) y opera a una presión en la TR de 1 ½ veces la presión de la línea.</p> <p>Opera en flujo continuo o intermitente.</p> <p>Mantiene la tubería limpia de parafina, incrustaciones.</p> <p>El volumen de producción es mayor cuando se opera en flujo continuo.</p> <p>No se requieren períodos de cierre en el émbolo a flujo continuo.</p> <p>Su diseño es adaptable a pozos con baja <math>P_{wf}</math>.</p>	<p>Es una unidad muy pequeña, por lo que su instalación y transporte es sencillo.</p> <p>Sólo una parte del gas se usa como combustible para la unidad.</p> <p>No requiere altas presiones de succión.</p> <p>Resulta efectivo en pozos productores de arena.</p> <p>Su instalación es posible en pozos con problemas mecánicos.</p> <p>Bajo costo por cada pie<sup>3</sup> producido si el compresor instalado es de lóbulo rotatorio.</p> <p>Es muy flexible para ser combinado con otros métodos.</p>	<p>No se necesita equipo de fondo.</p> <p>El método es aplicable a pozos con bajos gastos donde las velocidades del gas pueden estar en el orden de 100 a 1000 pies/min en la sarta de producción.</p> <p>Disminuyen la tensión superficial y densidad del líquido, lo que permite que el líquido sea producido.</p> <p>Opera en pozos con corte de agua mayor al 50%.</p> <p>Se pueden realizar pruebas de laboratorio para garantizar su funcionamiento.</p>	<p>Mantendrá una alta velocidad del gas debido a la reducción del diámetro.</p> <p>Puede sustituirse por una tubería de producción de diámetro menor a la instalada.</p> <p>El diseño es simple ya que sólo consiste en la variación de diámetros.</p> <p>Ayuda a controlar el influjo de gas en pozos de alta presión.</p>	<p>Debido al tamaño de la tubería, cantidades relativamente pequeñas pueden ser inyectadas con la garantía de que alcanzarán el punto de inyección.</p> <p>Las unidades de instalación son pequeñas.</p> <p>Conlleva una instalación rápida.</p> <p>Implica bajos costos del sistema.</p> <p>Versatilidad de instalación, ya que pueden estar por dentro o fuera de la TP.</p>	<p>Opera en altas RGA.</p> <p>Opera en pozos con baja presión de fondo fluyendo.</p> <p>Versatilidad del sistema por usar jet-collar o válvulas de BN.</p> <p>Disminución del costo si el pozo es candidato a prescindir de los jet-collar o válvulas BN.</p> <p>Se descarga el pozo máximo una vez al día, lo que implica pocos períodos de cierre.</p>	<p>El punto de inyección puede moverse hacia arriba y hacia abajo a lo largo de la tubería.</p> <p>Puede realizarse con inyección continua o intermitente.</p> <p>Es un método rápido y redituable.</p> <p>En cuanto se alcanza la reducción de la presión deseada, se puede retirar la tubería flexible y parar la inyección de <math>N_2</math>.</p> <p>Los efectos de este método de eliminación de líquido son prolongados.</p>	<p>Sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento.</p> <p>Su interior genera un sello hermético para evitar fugas.</p> <p>Resistente en ambientes agresivos con presencia de <math>CO_2</math> y <math>H_2S</math>.</p> <p>Aplicable a pozos desviados hasta 35°.</p>

Tabla 4.2 DESVENTAJAS de los métodos de eliminación de líquido en pozos de gas.

Émbolo Viajero	Compresor a boca de pozo	Agentes espumantes	Sarta de velocidad	Tubería capilar	Sarta de sifón	Inyección de nitrógeno	Dispositivo IMP
<p>El émbolo viajero convencional no es recomendable en pozos de baja presión.</p> <p>Se requiere un controlador para regular los periodos de apertura y cierre de la válvula.</p> <p>Su operación es poco exitosa en pozos con empacador.</p> <p>No funciona en pozos en presencia de sólidos, a menos que se instale un émbolo especial (émbolo de cepillo).</p>	<p>Separador con volumen máximo de líquidos de 60 bl/día.</p> <p>No trabaja con H<sub>2</sub>S.</p> <p>Existen pérdidas de presión en la compresión.</p> <p>Requiere una considerable inversión para el compresor.</p> <p>Alto costo por cada pie<sup>3</sup> producido si el compresor es recíprocante.</p> <p>Tolera un nulo o bajo nivel de líquido la corriente.</p> <p>Incremento del costo por el sistema de enfriamiento.</p>	<p>Requiere inyección continua de químicos, lo que incrementa el costo.</p> <p>Puede ocasionar corrosión en la TP, por lo que se necesitarán demulsificantes.</p> <p>Necesita ajustar la concentración de surfactante para romper la espuma en la superficie.</p> <p>Los pozos que producen un volumen considerable de condensado (es decir, más del 50%) podrían no hacer espuma.</p>	<p>Generan mayor caída de presión en el fondo.</p> <p>En pozos de bajo potencial y en terminaciones con empacadores, limita en muchos casos el proceso de descarga.</p> <p>Limita la corrida de herramientas de diagnóstico en el fondo del pozo.</p> <p>Su aplicación es limitada en pozos con empacador.</p> <p>Si el diámetro de la TP es muy grande, los efectos de la instalación de una sarta de velocidad durarán un intervalo de tiempo corto.</p>	<p>No es recomendable en pozos muy profundos por la instalación de válvulas de pie.</p> <p>El sistema tiene limitaciones si se producen impurezas como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.</p> <p>Se incrementa el costo del sistema por impurezas.</p> <p>Es común que se presenten fallas mecánicas a la tubería.</p>	<p>Trabaja con bajo volumen de líquidos.</p> <p>Por ser de diámetro pequeño, se limita la profundidad de la tubería ya que pueden ocurrir fallas mecánicas por tensión.</p> <p>Monitoreo continuo por la producción de líquido errática o pozo frecuente.</p>	<p>Si la presión de fondo es muy alta, el volumen de N<sub>2</sub> requerido es mayor.</p> <p>Alto costo asociado al suministro de N<sub>2</sub>.</p> <p>Se requiere una unidad de almacenamiento de N<sub>2</sub>.</p> <p>No es recomendable en pozos desviados u horizontales.</p>	<p>Es necesario que no haya un Sistema Artificial de Producción en el aparejo.</p> <p>Necesita mantenimiento cada 3-6 meses.</p> <p>Se necesita limpiar el pozo de parafinas cada 3-6 meses para evitar obturaciones.</p> <p>Es necesario cerrar el pozo para su colocación.</p>

### *Aplicación del método de ventajas y desventajas*

De acuerdo a las tablas presentadas anteriormente, se puede realizar una elección cualitativa del método para descargar líquidos en un pozo de gas fácilmente. El procedimiento tendría que exponer las características del pozo y de la producción, de esta forma se podría comparar esa información con las tablas de ventajas y desventajas e ir excluyendo aquellos métodos que no cumplan con alguna característica del pozo a descargar. Por ejemplo:

El pozo Concordia 12 que presenta las siguientes características:

- Baja presión estática y de fondo.
- Baja permeabilidad.
- Baja conductividad en las fracturas.
- La velocidad del gas está muy cerca de la velocidad crítica.
- La presión del separador y de la línea son muy altas.
- La presión en la cabeza del pozo y la producción de gas disminuyen rápidamente.
- Produce arena.
- Su producción es de 60% condensado.
- El espacio en el exterior es limitado.

De acuerdo a ellas, se puede hacer uso de las tablas para buscar el método de descarga de líquidos óptimo para ese pozo. Primero se dice que la presión estática es baja, por lo que el émbolo viajero convencional queda descartado automáticamente; la baja permeabilidad y conductividad nos dice que las condiciones de flujo de gas no son buenas por lo que se puede inferir presencia de parafinas o incrustaciones que limiten el flujo de gas o bien que se deba a las propiedades naturales del yacimiento; también se dice que la velocidad del gas

está por llegar a la crítica lo que se sugiere implementar un método de descarga para que no muera el pozo; un dato importante en las características del pozo es que la presión en la línea y en el separador son altas ya que de aquí podemos concluir que tal vez lo único que necesita el pozo es bajar la presión de la línea para que llegue a su flujo crítico a través del estrangulador; sin embargo también se nos dice que la presión de cabeza disminuye rápidamente por lo que lo dicho anteriormente no será lo más conveniente y por último se nos menciona que el pozo tiene limitación en espacio exterior así que los métodos que ocupan un tamaño considerable en la superficie quedan descartados como el caso de agentes espumantes que necesita un tanque de almacenamiento de químicos.

Una vez analizadas las características del pozo, los métodos de descarga de líquido se van acortando. El método de émbolo viajero puede ser una opción ya que puede trabajar con presencia de incrustaciones o parafina e incluso el émbolo ayuda en la remoción de éstos, sin embargo se dice que no es recomendable en pozos de baja presión a menos que sea modificado; el compresor a boca de pozo también puede ser una opción e incluso ser la mejor debido a que puede trabajar en unidades superficiales pequeñas además de ser efectivo en pozos que producen arena; la inyección o introducción de surfactantes queda descartada al bajar su efectividad ya el pozo produce más del 50% de condensado; en cuanto a las sarta de velocidad y sifón e incluso las tubería capilar y flexible ocasionarían una mayor caída de presión en el fondo y las características del pozo dicen que la presión de fondo es baja.

Por lo tanto, a simple vista con el uso de las tablas se selecciona cualitativamente el método de compresor a boca de pozo ya que, como se dijo anteriormente, es una unidad pequeña y resulta efectivo en pozos productores de arena. El uso del compresor a boca pozo reduciría la presión de la línea y del

separador y haría que disminuya la caída de presión del fondo a la cabeza, además de alcanzar la velocidad crítica del gas.

El método de ventajas y desventajas tal vez no sea el mejor para seleccionar el método de descarga apropiado, sin embargo ayuda a descartar métodos que no son factibles para el pozo, teniendo al final pocos métodos a elegir y con un análisis más específico elegir el mejor.

#### 4.2.2 Sistemas computacionales<sup>3,4</sup>

Los métodos de selección más sofisticados para elegir algún sistema de eliminación de líquido en pozos de gas, son los programas especializados de computadora. Estos programas incluyen reglas lógicas que designan el mejor método de descarga de líquido en función de los datos que ingresa el usuario, acorde a las condiciones del pozo.

Por ejemplo, el programa SEDLA (D.A. Spin, 1994) es un sistema especializado que ha sido desarrollado para ayudar en la selección del mejor método de levantamiento artificial en un pozo o en un grupo de pozos. Este programa interactivo está compuesto de tres módulos: el módulo especializado, módulo de diseño y módulo económico. Los módulos intercambian información entre sí proporcionando un uso fácil de las interfaces del programa, como se muestra en la Figura 4.2:

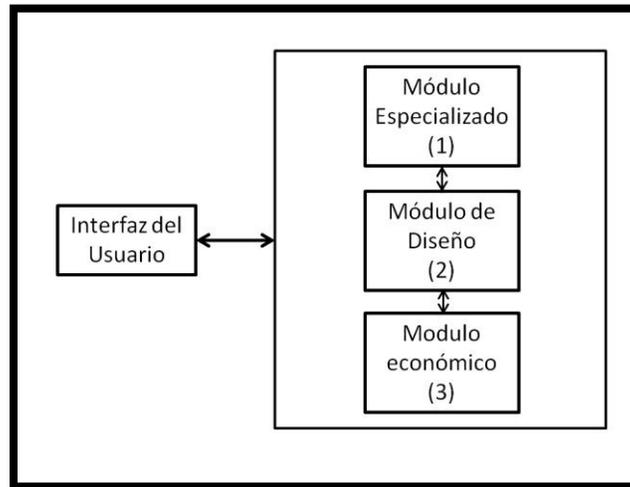


Figura 4.2 Estructura del programa SEDLA (D.A. Spin, 1994).

Los módulos que conforman el programa tienen funciones específicas, las cuales se describen en seguida:

- Módulo especializado.- Esta primera sección del programa está diseñada por el programador en base a los conocimientos teóricos que se han desarrollado con la experiencia en campo. En este apartado se programan todas las “Reglas de oro” para la selección de cada uno de los sistemas de descarga a evaluar.
- Módulo de diseño.- Este módulo incorpora todos los parámetros de operación, limitaciones y especificaciones de cada uno de los métodos de descarga de líquido y de levantamiento artificial.
- Módulo económico.- El módulo tres incluye una base de costos y un algoritmo de evaluación económica que calcula la rentabilidad del método o métodos seleccionados. En este módulo se emplea los diseños y gastos de producción esperados para calcular la rentabilidad del método usando parámetros económicos.

Nótese que en los módulos 1 y 2, tres categorías de parámetros serán requeridos: Parámetros cuantitativos, cualitativos y aquellos relacionados con los problemas de producción.

Los parámetros cuantitativos considerados son: profundidad, gastos de producción, índice de productividad, corte de agua, grados API, presión del yacimiento, temperatura del yacimiento, diámetros de TP y TR, mientras que los parámetros cualitativos que se deben tomar en cuenta son: la localización del pozo, tipo de terminación, disponibilidad de la energía requerida, etc. Por su parte los problemas asociados a la producción que deben ser considerados son: la corrosión, depósito de parafinas, arenas, pozos desviados, asfáltenos, etc.

El flujo del programa sigue la secuencia que se muestra en la Figura 4.3. Dicho proceso comienza cuando el usuario ingresa una lista corta de datos relevantes del pozo y de las condiciones de producción. Posteriormente el módulo especializado (1) analiza los datos de entrada y genera una tabla de clasificación, donde presenta los métodos candidatos de levantamiento artificial (ordenados del mejor hasta el peor) incluyendo una serie de advertencias y recomendaciones para el diseño.

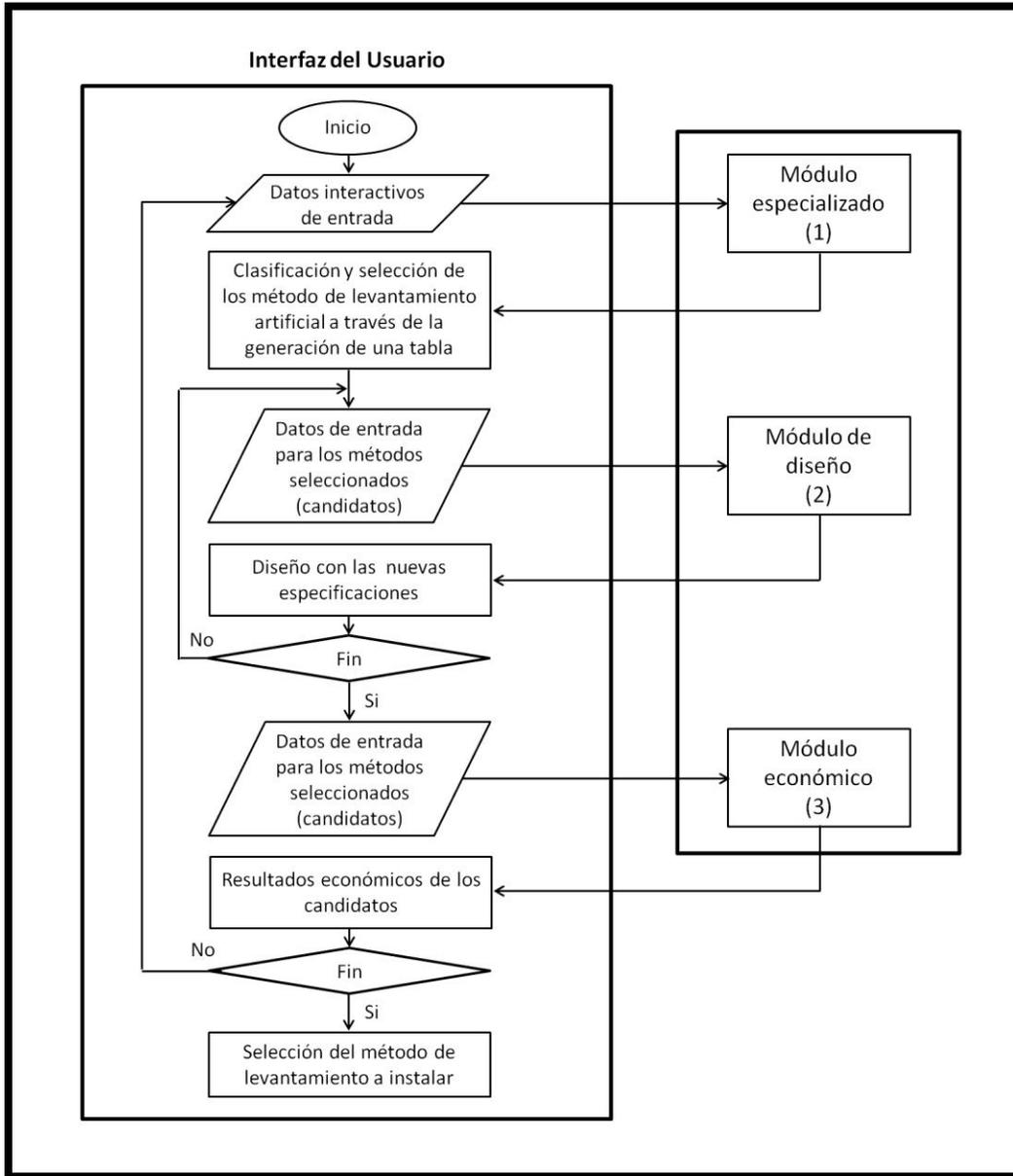


Figura 4.3 Diagrama de flujo del programa SEDLA (D.A. Spin, 1994).

La tabla generada en el módulo 1 debe ser analizada por los ingenieros de producción con el fin de seleccionar el mejor o los mejores candidatos que resolverán la problemática en el pozo, información que será empleada para el diseño del método de descarga en el módulo 2.

Una vez que se han llevado a cabo las actividades anteriores, el ingeniero ingresará al programa los métodos que seleccionó de acuerdo a las sugerencias hechas en el módulo especializado, donde el módulo 2 se encargará del diseño de cada uno de ellos. Cabe mencionar que algunos de los datos que se usarán en este módulo provienen directamente de aquellos que fueron ingresados en el 1, sin embargo, dependiendo de los métodos de levantamiento a diseñar más datos de las condiciones del pozo serán requeridos, tales como: gastos de producción, especificaciones del equipo de fondo, etc.

Los resultados del modulo de diseño mostrarán a detalle una descripción de los equipos necesarios para implementar cada uno de los sistemas que fueron seleccionados.

Finalmente los diseños que han sido generados en el módulo 2 serán tomados internamente por el módulo 3 para calcular la rentabilidad de cada unos de los sistemas. Estos cálculos serán desarrollados usando parámetros económicos estándar como el Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR). Además serán incluidos costos de inversión, reparación y mantenimiento.

El resultado que se arrojará en pantalla después de correr el programa será la opción del método que resulto más eficiente técnicamente y más rentable económicamente.

Sin embargo, los únicos sistemas de producción artificial que son contemplados en el programa son los siguientes:

1. Bombeo Mecánico.
2. Bombeo Hidráulico.
3. Bombeo Electrocentrífugo.

4. Bombeo con Cavidades Progresivas.
5. Bombeo Neumático Continuo.
6. Bombeo Neumático Intermitente.
7. Bombeo Neumático con Émbolo Viajero.
8. Inyección de Gas.
9. Cámara de Gas.
10. Émbolo Viajero Convencional.

Por lo tanto una de las grandes desventajas de SEDLA es que no incluye en su programación varios métodos de eliminación de carga de líquido, como agentes espumantes, compresor a boca de pozo, sarta de velocidad, etc., los cuales podrían representar opciones efectivas y considerablemente más económicas.

A pesar de que métodos como Bombeo Neumático, Bombeo Hidráulico, Bombeo Electrocentrífugo, Bombeo Mecánico y Cavidades Progresivas, han sido instalados para eliminar la problemática de carga de líquido en pozos de gas, en muchos casos se decide declinar en su instalación, ya que la mayoría de ellos requieren una bomba como parte del equipo subsuperficial, la cual tolera pequeñas cantidades de gas, limitando su aplicación, además debe tomarse en cuenta que la inversión del equipo en estos casos es mucho mayor.

#### *Aplicación de los Sistemas Computacionales*

A continuación presentamos un ejemplo de cómo SEDLA pudo ser empleado para seleccionar un método de descarga, capaz de eliminar la problemática de acumulación de líquido en un pozo de gas. En la Tabla 4.3 se incluyen los datos del pozo que fueron requeridos por el programa:

DATOS REQUERIDOS			
<b><u>Datos cuantitativos</u></b>		<b><u>Datos cualitativos</u></b>	
Profundidad del pozo (pies)	4860	Campos expertos disponibles:	
Gasto de líquido esperado (bl)	120	Bombeo Neumático Continuo.	3
Índice de productividad (bl/lb/pg <sup>2</sup> )	0.22	Bombeo Neumático Intermitente.	3
RGL (pies <sup>3</sup> /bl)	2100	Bombeo Neumático con Émbolo Viajero.	3
Corte de agua (%)	1	Cámara de Gas.	3
API	27	Inyección de Gas.	3
Presión del yacimiento (lb/pg <sup>2</sup> )	2000	Émbolo Viajero Convencional.	3
Temperatura del yacimiento (°F)	170	Bombeo Mecánico.	3
Diámetro de TR (pg)	7	Bombeo con Cavidades Progresivas.	3
Diámetro de TP (pg)	4	Bombeo Electrocentrífugo.	3
Presión de cabeza del pozo (lb/pg <sup>2</sup> )	1200	Bombeo Hidráulico tipo Jet.	1
Presión de inyección (lb/pg <sup>2</sup> )	90	Bombeo Hidráulico tipo Pistón	1
		Disponibilidad del gas ( <u>L</u> imitada / <u>I</u> limitada / <u>N</u> inguna)	L
		Localización del pozo ( <u>U</u> rbano / <u>C</u> osta fuera / <u>C</u> ampo)	U
		Tipo de terminación ( <u>S</u> imple / <u>D</u> oble / <u>T</u> riple)	S
<b><u>Problemas de Producción</u></b>			
Corrosión	0		
Parafinas	0		
Arenas	0		
Desviación del pozo	0		
Emulsiones	0		
Asfáltenos	0		
Incrustaciones	0		
Aromáticos	0		

Tabla 4.3 Datos iniciales requeridos por SEDLA.

Una vez que se ha corrido el programa, los resultados son arrojados como se muestra en la Tabla 4.4:

<b>RESULTADOS</b>		
<b><u>Método de Levantamiento</u></b>	<b><u>Puntuación</u></b>	<b><u>Advertencias</u></b>
Bombeo Neumático con Émbolo Viajero.	43	0
Émbolo Viajero Convencional.	39	0
Bombeo con Cavidades Progresivas.	37	1
Cámara de Gas.	34	1
Bombeo Hidráulico tipo Pistón	32	1
Bombeo Hidráulico tipo Jet.	32	0
Bombeo Neumático Continuo.	25	0
Inyección de Gas.	24	2
Bombeo Neumático Intermitente.	22	1
Bombeo Mecánico.	0	6
Bombeo Electrocentrífugo.	0	4
<b><u>Rentabilidad del método</u></b>		
VPN (@10%) Bombeo Neumático con Émbolo Viajero.		196
VPN (@10%) Émbolo Viajero Convencional.		344

*Tabla 4.4 Resultados del pozo evaluado con SEDLA.*

Como se puede observar en la Tabla 4.4, el método seleccionado como mejor candidato técnicamente no fue necesariamente aquel que resultó más rentable, por ello en este caso el ingeniero debe evaluar si el émbolo viajero resultaría el mejor método debido a que el programa garantiza su aplicabilidad con un valor presente neto mucho mayor.

#### 4.2.3 Selector de descarga (The Unloading Selector)<sup>8</sup>

El selector de descarga (desarrollado por Weatherford) es una carta digital cualitativa que emplea rangos de valores de algunas variables en un proceso de selección lógico. El selector trabaja mediante la asignación de un alto o bajo valor para cada una de los cuatro datos disponibles en superficie: Relación gas - líquido, presión en la cabeza del pozo, corte de agua y gasto de líquido.

Para iniciar la evaluación de algún pozo empleando esta herramienta, se comienza por el centro buscando con la plumilla la respuesta de alto o bajo valor

de las 4 variables de acuerdo a los datos disponibles como se muestra en la Figura 4.4. Posteriormente, se debe checar la opción que señala la plumilla en el anillo exterior, donde se indica el método de eliminación de líquido seleccionado. Cabe destacar que el selector toma en cuenta como métodos de descarga el bombeo neumático, émbolo viajero, agentes espumantes y bombas de desplazamiento positivo (BEC, BM y PCP).

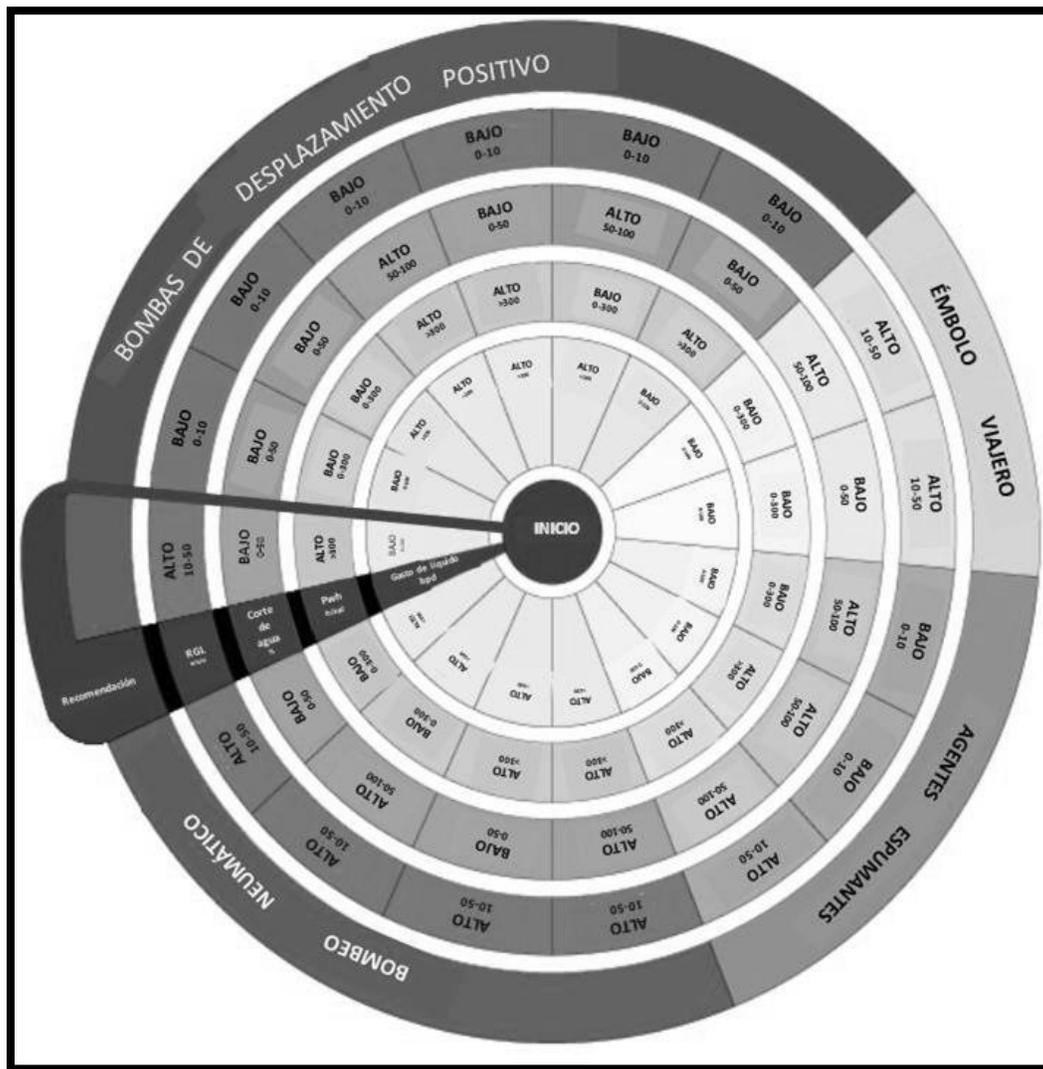


Figura 4.4 Selector de descarga (Weatherford).

*Aplicación del método de selector de descarga*

Como ya se mencionó, el selector de descarga se basa en cuatro variables para poder elegir el método de descarga apropiado, éstas son  $Q_i$ ,  $P_{wh}$ , % de corte de agua y RGL.

Cada una de las variables cuenta con un rango para poder elegir las en el selector y son calificadas como Alto o Bajo, los rangos se muestran en la Tabla 4.5.

<b>Variable</b>	<b>Bajo</b>	<b>Alto</b>
Gasto de líquido	< 100 bpd	> 100 bpd
Presión de cabeza	< 300 lb/pg <sup>2</sup>	> 300 lb/pg <sup>2</sup>
% Corte de agua	< 50%	> 50%
RGL	< 10,000 pies <sup>3</sup> /bl	> 10,000 pies <sup>3</sup> /bl

*Tabla 4.5 Variables del selector de descarga.*

Si contamos con el valor de estas cuatro variables de un pozo con problemática de carga de líquidos, el selector puede elegir un método de descarga de forma cualitativa.

Su forma de trabajo constará de calificar la variable en el rango Bajo o Alto y entrar al selector en el rango indicado en cada una de las variables hasta llegar al último anillo y elegir el método de descarga. Por ejemplo:

Se tiene el pozo Coyote 51 que presenta los siguientes valores de las cuatro variables a consideración del selector:

- Se produce un gasto de líquido de 34 bpd.
- La presión en la cabeza es de 230 lb/pg<sup>2</sup>.
- Su producción de agua es de 67%.

- Y su RGL es de 12 540 pies<sup>3</sup>/bl.

De acuerdo a la tabla 4.5, los valores de las características del pozo "Coyote 51" son calificados como: Gasto de líquido (Bajo), Presión de cabeza (Bajo), % de corte de agua (Alto) y RGL (Alto).

El selector "seleccionará" el método de descarga paso a paso, como se describe a continuación.

#### *Paso 1.- Gasto de líquido*

El valor de 34 bpd es calificado como Bajo, la plumilla del selector seleccionará los valores bajos, como se muestra en la Figura 4.5.

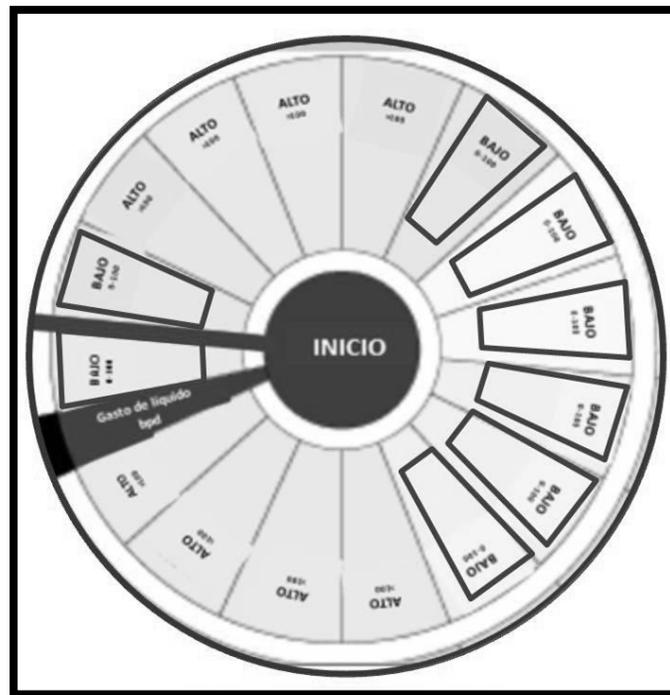
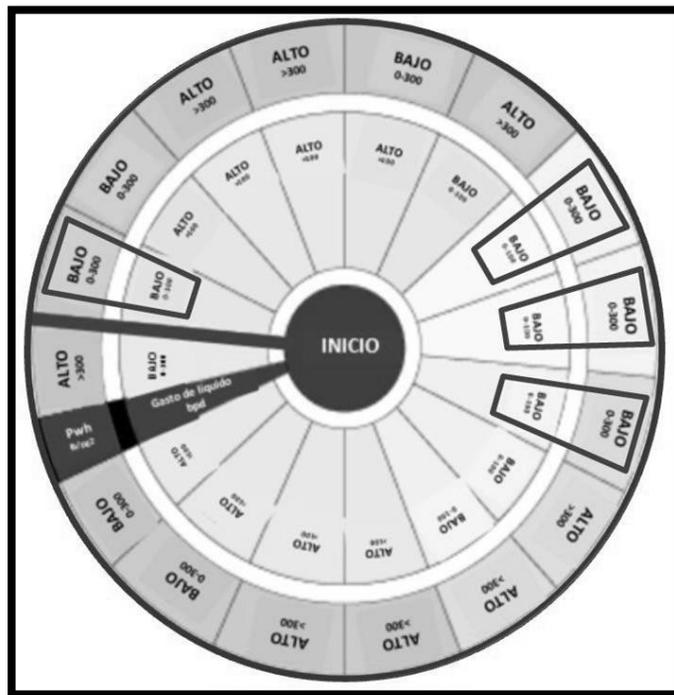


Figura 4.5 Bajo Gasto de líquido en el selector de descarga.

El selector muestra los valores bajos de gastos de líquido, en este paso el selector sólo descartó el bombeo neumático ya que los valores de gasto de líquido bajos entran en el émbolo viajero, agentes espumantes y bombas de desplazamiento positivo.

*Paso 2.- Presión de cabeza*

El valor de 230 lb/pg<sup>2</sup> es calificado como Bajo, la plumilla del selector seleccionará los valores bajos tomando en cuenta el anillo anterior, como se muestra en la Figura 4.6.



*Figura 4.6 Bajo gasto de líquido y Baja Presión de cabeza en el selector de descarga.*

El selector muestra los valores bajos de gasto de líquido y valores bajos de presión de cabeza, aún entran en la selección el émbolo viajero, agentes espumantes y bombas de desplazamiento positivo.

### Paso 3.- Porcentaje de corte de agua

El valor de 67% es calificado como Alto, la plumilla del selector seleccionará los valores altos tomando en cuenta el anillo anterior, como se muestra en la Figura 4.7.

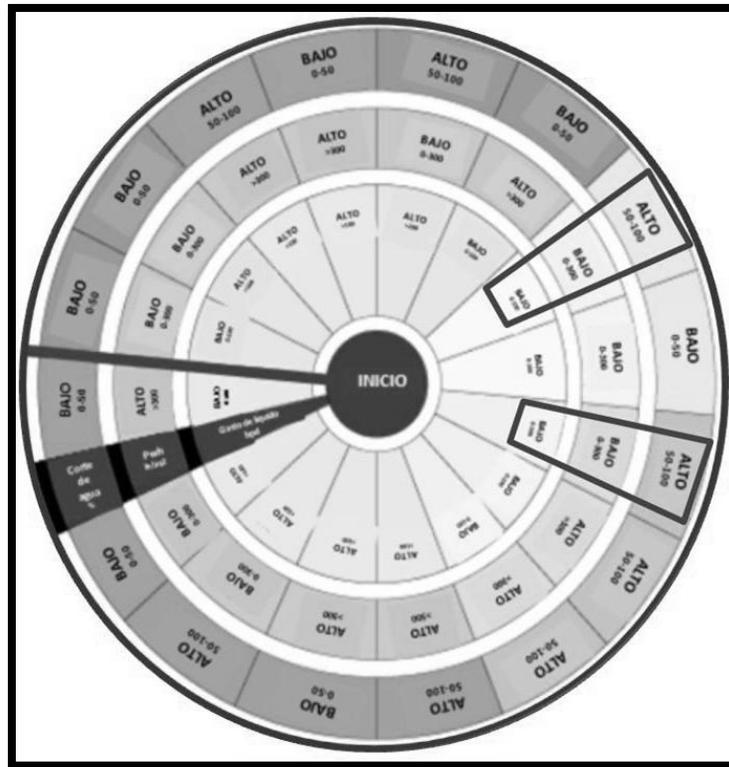


Figura 4.7 Bajo gasto de líquido, Baja presión de cabeza y Altos porcentajes de corte de agua en el selector de descarga.

En este paso, el selector descarta otro método que es el de bombas de desplazamiento positivo, quedándose solamente con agentes espumantes y émbolo viajero.

*Paso 4.- Relación gas-líquido*

El valor de 12 540 pies<sup>3</sup>/bl es considerado como Alto, la plumilla del selector seleccionará los valores altos tomando en cuenta el anillo anterior, como se muestra en la Figura 4.8.

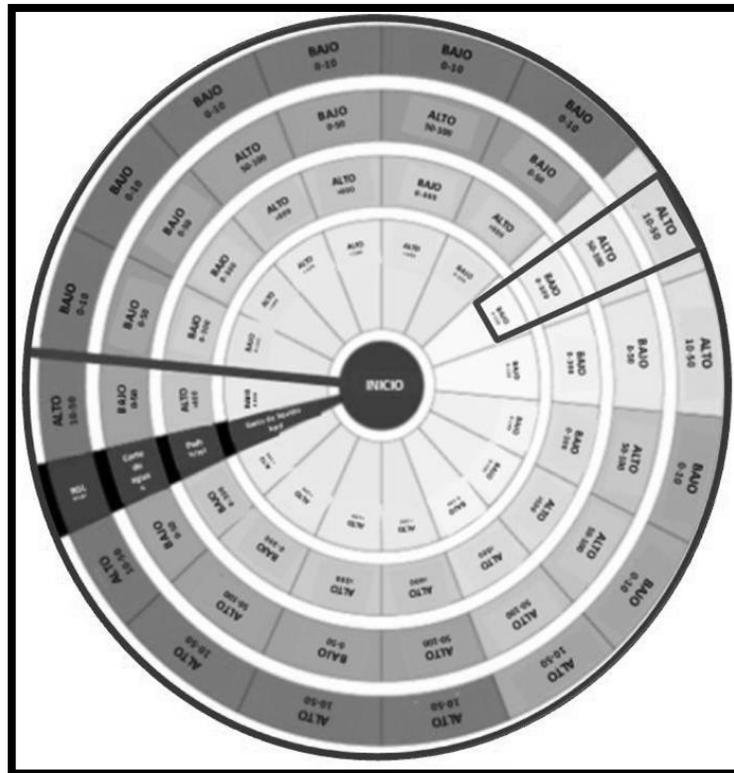


Figura 4.8 Bajo  $Q_l$ , Baja  $P_{wh}$ , Altos % de corte de agua y Altas RGL en el selector.

*Selección final*

Con un valor bajo de gasto de líquido, baja presión de cabeza, alto porcentaje de corte de agua y alta relación gas-líquido; el selector de descarga elige como método de descarga al émbolo viajero, como se muestra en la Figura 4.9.

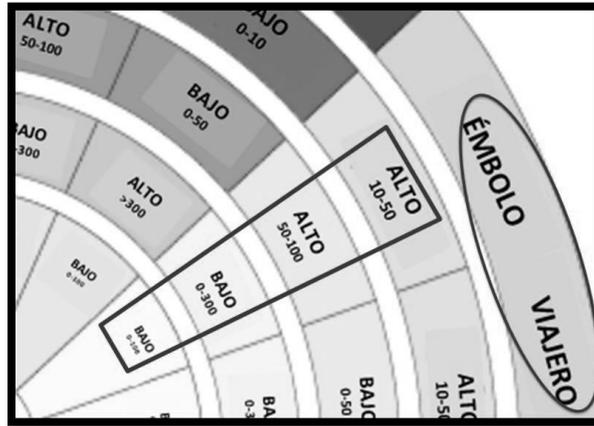


Figura 4.9 Selección del método de descarga con el selector.

Con los cuatro valores del pozo “Coyote 51”, el selector de descarga elige al émbolo viajero para solucionar la problemática de acumulación de líquidos del pozo. La selección fue cualitativa por lo que su aplicación dependerá de un análisis más detallado de los parámetros no involucrados en el selector, como la localización o disponibilidad de espacio en superficie.

#### 4.2.4 Método multi – criterio<sup>9</sup>

El método multicriterio (desarrollado por Schlumberger) es un proceso de selección analítico que permite elegir el sistema de producción más adecuado en pozos de gas que operan con acumulación severa de líquido. Este método fue desarrollado en base a las características específicas de la producción, datos del pozo y datos del sistema de terminación.

En este método de evaluación, se emplea un sistema de calificación de 5 niveles (de 0 al 4), en donde el valor cero elimina automáticamente la posibilidad de aplicar alguna opción. El valor asignado al método se obtiene de calificar parámetros micro (subclases) de una clase general.

Las subclases, son definidas como factores que determinan la carga de líquido y por lo tanto, influyen en la selección adecuada del método de producción.

Las clases generales y sus subclases más comunes son:

1. Terminación del pozo.
  - Con o sin empacador.
  - Profundidad del empacador.
  - Desviación del pozo.
  - Diámetro de la TP y TR.
2. Historias de producción.
  - Baja producción del gas.
  - Producción errática.
  - Información del tipo de líquido producido.
3. Historias de presión en la cabeza del pozo.
  - Presión en la cabeza del pozo, disminuye bruscamente.
  - Presión de fondo.
4. Comportamiento del pozo.
  - Producción del gas, disminuye durante la medición.
  - Baja producción de gas.
  - No se tiene información de la producción de líquido.
  - Comportamiento de la presión en la TP.
  - Presión en la línea.
  - Velocidad Crítica del gas.
5. Otros problemas.
  - Contenido de CO<sub>2</sub>.
  - Producción de Arena, asfáltenos e incrustaciones.

- Fallas mecánicas.
- Contenido de H<sub>2</sub>S.

#### 6. Costos.

- Costos operacionales.
- Costos de capital.

El factor de las clases generales (FCG) es un promedio geométrico de todas las clases, él cual constituye la esencia del modelo y la evaluación final de la aplicación de algún método de descarga de líquido.

El Factor de Evaluación Integrado (FEI) está dado por la ecuación 4.1:

$$FEI = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n FCG} \quad (ec. 4.1)$$

Donde:

*FEI* = Factor de Evaluación Integrado.

*FCG* = Factor de las clases generales.

*n* = Número de clases generales.

El método establece que aquel método que obtenga el valor más alto de FEI, será el más recomendable para instalarse en el pozo.

Como se mencionaba anteriormente, las clases generales están formadas por parámetros llamados subclases (SCG), el número de dichas subclases es variable debido a que son incluidas sólo aquellas de las cuales se tiene información.

Las clases generales pueden ser evaluadas mediante la ecuación 4.2:

$$FCG_k = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n SCG_{(i)}} \quad (ec. 4.2)$$

Donde:

$FCG$  = Factor de las clases generales.

$SCG$  = Sub - clases generales.

$k$  = Tipo de clase general a evaluar.

$n$  = Número de subclases.

Ya que el número de subclases individuales depende directamente de la cantidad de datos disponibles, la influencia de aquellos parámetros que no fueron incluidos es minimizada al no ser tomados en consideración.

Para aplicar el método Multicriterio, las clases generales deben ser evaluadas y organizadas en una tabla, en donde aquel o aquellos métodos que obtengan el valor más alto, serán los elegidos para instalarse en el pozo.

#### ***Aplicación del método de Multicriterio***

La Tabla 4.6 es un ejemplo de la aplicación del método Multicriterio en el pozo Lebra 24, donde el problema de carga de líquido puede ser resuelto empleando barras espumantes o un ensamble de válvulas motoras, según los resultados finales mostrados en la última fila de la tabla.

Criterio	Agentes Espumantes	Émbolo Viajero	Compresor a boca de pozo	Válvula Motora	Sarta de Velocidad
<b>Terminación del pozo</b>					
Con empacador (si).	4	2	4	2	4
Profundidad del empacador (30 m arriba del inervalo abierto).	4	2		3	3
Vertical (V).	4	4	4	4	4
Superficial < 1500 m.	4	4	4	4	4
Diámetro de TR > 4.5 = < 7 pg.					2
<b>Evaluación</b>	4.00	2.83	3.94	3.13	3.72
<b>Historias de producción</b>					
Baja producción del gas.	4	2	0	2	4
Producción errática.	3	4	2	4	4
No se tiene información del tipo de líquido.	1	3	1	4	1
<b>Evaluación</b>	1.44	2.29	1.26	2.52	1.59
<b>Historias de presión en la cabeza del pozo</b>					
Presión en la cabeza del pozo. Disminuye bruscamente.	3	4	4	4	4
Presión en la cabeza del pozo. Baja.	4	3	3	4	1
Reserva remanente de Hidrocarburos. Baja.	4	3	4	4	2
<b>Evaluación</b>	2.27	2.27	2.29	2.52	1.59
<b>Comportamiento del pozo</b>					
Producción del gas, disminuye durante la medición.	2	4	4	4	3
Baja producción de gas.	3	2	0	3	1
No se tiene información de la producción de líquido.	1	3	1	4	1
Presión de TP inclinó rápido y tiene dos o más pendientes con estabilización.		3		3	
Presión en TP declinó muy rápido con estabilización.		3		3	
La presión de cierre es mayor 2.2 – 2.5 de presión en línea.		4		4	
Velocidad crítica > gasto de gas.	4	4	2	4	4
Presión de línea baja.	4	4	4	4	4
Media >80 C < 150 C	4	4			
<b>Evaluación</b>	2.69	3.36	0.0	3.12	3.78
<b>Otros problemas</b>					
Contenido de CO <sub>2</sub> . Bajo	4	4	3	3	3
Arena. No.	4	4	4	4	4
Falla mecánica.	3	0	4	4	3
Contenido de H <sub>2</sub> S.	4	4	4	4	4
<b>Evaluación</b>	3.72	0.00	3.72	3.72	3.46
<b>Costos</b>					
Costos operacionales	3	4	1	4	0
Costos de capital	4	4	1	4	0
<b>Evaluación</b>	3.46	4.00	1.00	4.00	0.00
<b>Resultados finales</b>	2.76	0.00	0.00	3.11	0.00

Tabla 4.6 Pozo Lebra 24. Desarrollo del Método Multicriterio.

A pesar de que con el análisis, el émbolo viajero figuró como buen candidato, este no fue considerado debido a las restricciones del pozo.

Una vez que se ha llevado a cabo la selección del método o los métodos de descarga de líquido, el Ingeniero de producción debe realizar una evaluación final para determinar si se puede usar un sistema de producción combinado o si sólo uno de ellos es capaz de descargar el líquido.

### IV.3 Método de Selección Propuesto<sup>3,8,9</sup>

La selección de un método para descarga de líquidos en un pozo de gas, conlleva el análisis de una serie de parámetros que son imposibles de unificar en una sola matriz, un selector, o bien en una tabla de ventajas y desventajas. Sin embargo, son de gran ayuda para acortar el número de opciones de soluciones para nuestro pozo en cuestión.

El Método de Selección Propuesto es una combinación de los métodos citados anteriormente, a través del cual, de forma cualitativa se puede seleccionar el o los sistemas más óptimos para la descarga de líquido en un pozo de gas dado. El proceso de selección es muy sencillo, debido a sólo se debe llevar a cabo el llenado de una matriz siguiendo una secuencia de flujo.

Para desarrollar el método se requirió en primera instancia, generar una tabla de los parámetros más importantes que influyen en la formación de carga de líquido:

- Localización (En tierra o Costa fuera).
- Geometría del pozo (Conocer la desviación del pozo).
- Profundidad.
- Gasto de líquido.
- Relación gas-líquido.
- Porcentaje de agua.
- Depositación de sólidos (parafinas, asfaltenos o bien hidratos).
- Corrosivos ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ).

Posteriormente, se requirió identificar los rangos de aplicabilidad de estos parámetros, para cada uno de los métodos de descarga expuestos en este trabajo:

- Émbolo viajero.
- Compresor a boca de pozo.
- Agentes espumantes.
- Sarta de velocidad.
- Sistema de sarta de sifón.
- Inyección de nitrógeno (Tubería flexible).

En Tabla 4.7 se muestran las relaciones que se lograron establecer según los requerimientos de los métodos enlistados, en donde la casilla marcada con una “X” indica que el sistema es aplicable para dichas condiciones.

		Émbolo viajero	Compresor a boca de pozo	Agentes espumantes	Sarta de velocidad.	Sarta de sifón	Inyección de nitrógeno.	Dispositivo IMP
Localización	Tierra	X	X	X	X	X	X	X
	Costa fuera	X		X				X
Geometría	Vertical	X	X	X	X	X	X	X
	Desviado	X	X				X	X
	Horizontal	X	X					

Gasto de líquido	< 100 bpd	X	X	X	X	X	X	X
	>100 bpd							X
RGL	<10,000 pies <sup>3</sup> /bl			X	X		X	X
	>10,000 pies <sup>3</sup> /bl	X	X	X		X		
% Agua	< 50%	X	X		X	X	X	X
	> 50%	X		X				
Presión de cabeza	< 300 lb/pg <sup>2</sup>	X		X		X		X
	> 300 lb/pg <sup>2</sup>		X	X	X		X	
Sólidos		X					X	
Corrosivos				X	X		X	X

Tabla 4.7 Base del Método de Selección Propuesto.

Con las premisas establecidas en la Tabla 4.7 se creó una secuencia de flujo mostrada en la Figura 4.10:

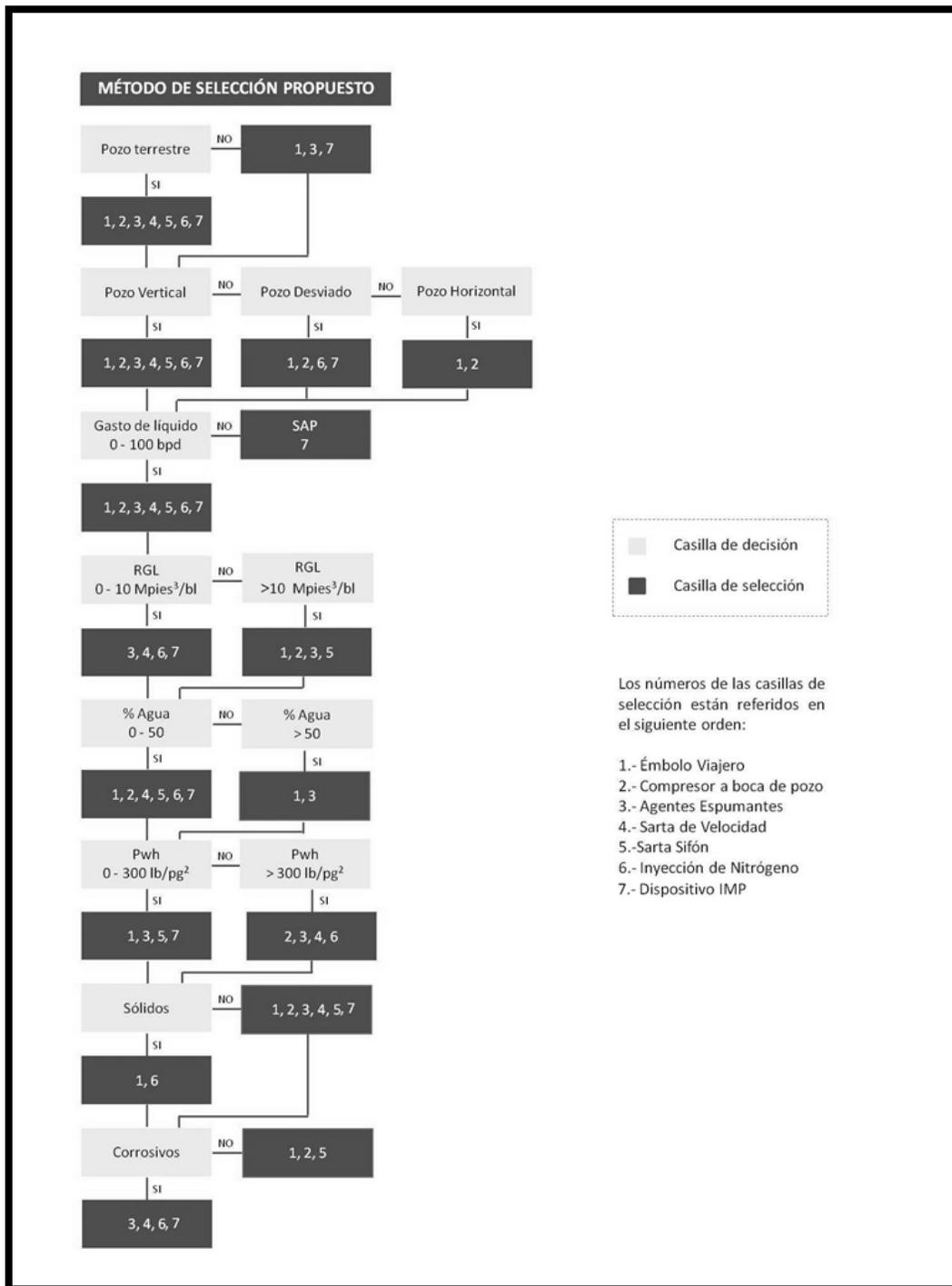


Figura 4.10 Secuencia de Flujo del Método de Selección Propuesto.

Como se puede observar en la Figura, la secuencia de flujo tiene una estructura condicional simple, debido a que emplea dos tipos de casillas: de decisión y de selección, en donde las primeras incluyen el parámetro a evaluar y las segundas los números de los métodos de descarga que resultan aplicables.

Para aplicar el Método Propuesto en la selección de un sistema de descarga de líquido, se debe seguir el procedimiento que se incluye a continuación:

1. Recolectar todos los datos del pozo correspondientes a las casillas de decisión incluidas en la Tabla 4.7.
2. Seguir el flujo del diagrama presentado en la Figura 4.10 con los datos recolectados en el paso 1. Al mismo tiempo se debe llenar la matriz de selección representada por la Tabla 4.8:

	Émbolo viajero	Compresor a boca de pozo	Agentes Espumantes	Sarta de Velocidad	Sarta Sifón	Inyección de Nitrógeno	Dispositivo IMP
Localización							
Geometría							
Gasto de líquido							
RGL							
% Agua							
Presión de Cabeza							
Sólidos							
Corrosivos							
<b>Total de casillas llenas</b>							

Tabla 4.8 Matriz de Selección del Método Propuesto.

El llenado de la tabla consiste en incluir una "X" sí el número del método es contemplado en la casilla de selección.

3. Sumar las celdas que obtuvieron una “X” y anotar el total en la última fila de la Matriz.
4. Aquellos métodos que obtuvieron el valor más alto en los totales, son los mejores candidatos para ser instalados en el pozo.

Una vez que hemos elegido “cualitativamente” el método o los métodos más óptimos para la descarga de líquido con ayuda del método propuesto; podemos continuar con un análisis específico de cada uno de ellos.

Por ejemplo, si uno de los métodos seleccionados fue “Agentes Espumantes” se continúa con un análisis específico. Primero se necesita saber si la tubería cuenta con restricciones para la aplicación de tenso-activos, calcular si se alcanzará la velocidad crítica del gas, estudiar si la producción de espuma será adecuada en el pozo con una prueba de laboratorio, etc.; de no cumplirse alguna de las anteriores se procede a escoger otro método de descarga. Por otro lado, si tenemos el conocimiento de que no hay restricciones en la tubería, que se alcanzará la velocidad crítica del gas y que se producirá adecuadamente espuma en el pozo; entonces lo que sigue es saber cuál será el conducto por el cual serán introducidos (espacio anular, tubería de producción o bien con tubería capilar). Este proceso continuará hasta cubrir todos los parámetros técnicos con ayuda del análisis nodal. Posteriormente se llevará a cabo una evaluación de los parámetros económicos.

Nótese que este proceso se realizará en cada uno de los métodos seleccionados (en caso que así sea) de esta forma se elegirá el mejor método de descarga.

Finalmente debe ser incluido a la par un análisis económico de las opciones disponibles, garantizando una buena selección.

### Aplicación del Método de Selección Propuesto

Con el fin de establecer más claramente el proceso de aplicación del método de Selección Propuesto, se incluye a continuación el ejemplo del pozo Pacmus 51, en el cual se detectó carga de líquido a través de las mediciones en el separador.

#### Paso 1.- Recolección de datos

En la Tabla 4.9 se incluyen los parámetros que son requeridos para desarrollar el método:

Pozo Pacmus 51	
Localización:	Terrestre
Angulo de desviación:	70 °
Gasto de líquido:	75 bl
RGL:	84, 272 pies <sup>3</sup> /bl
% Agua:	60 %
Presión de Cabeza:	1, 109 lb/pg <sup>2</sup>
Sólidos:	No
Corrosivos:	No

Tabla 4.9 Datos del Pozo Pacmus 51.

#### Paso 2. Secuencia de flujo

Con cada uno de los parámetros del pozo se debe seguir la secuencia de flujo mostrada por la Figura 4.11, para ello, el Ingeniero revisará que los datos del pozo estén dentro de los rangos de las casillas de decisión.

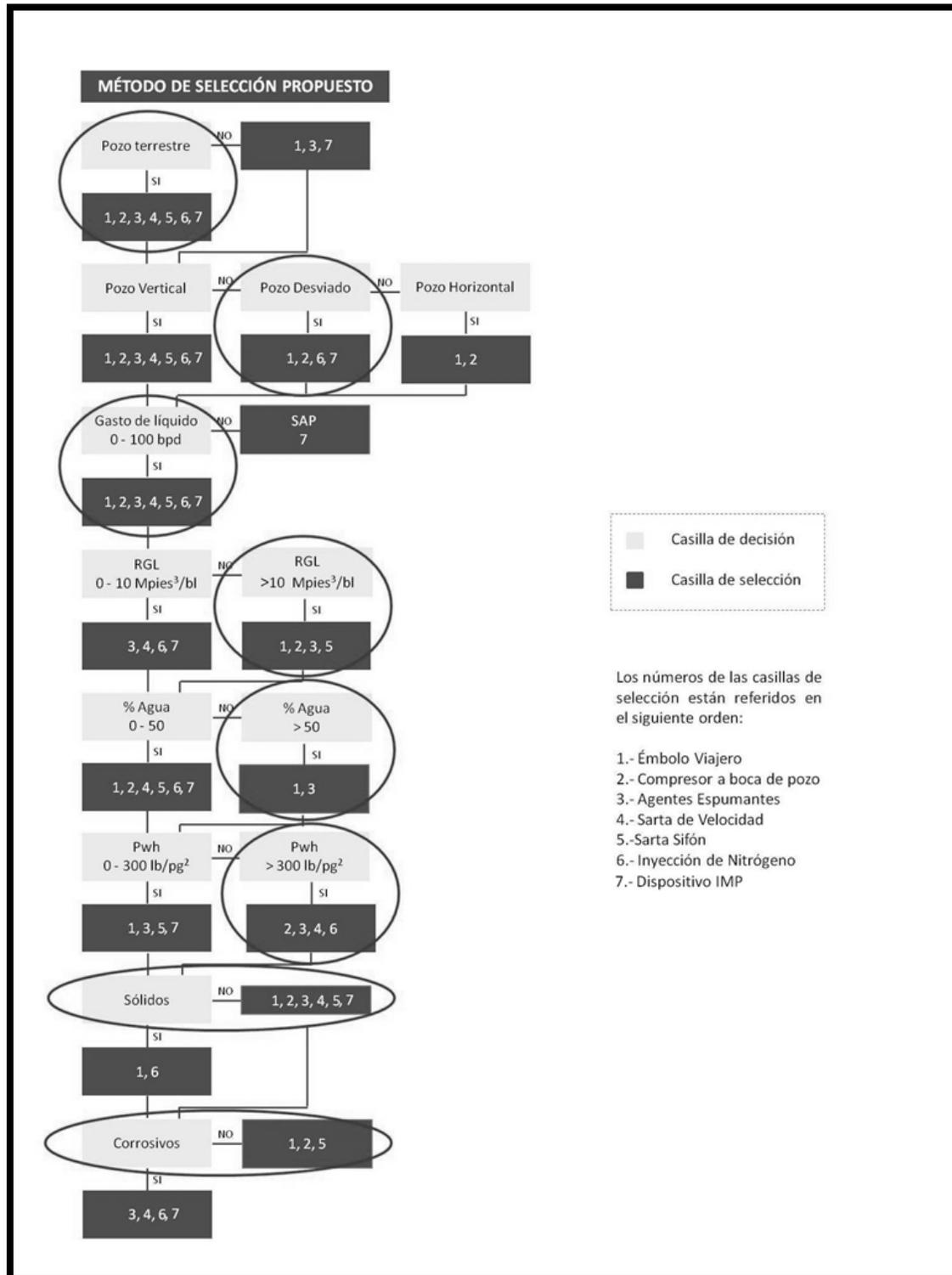


Figura 4.11 Secuencia de Flujo del Método de Selección Propuesto. Pozo Pacmus 51.

Paso 3.- Llenado de la Matriz de Selección (Tabla 4.10) y obtención de resultados.

	Émbolo viajero	Compresor a boca de pozo	Agentes Espumantes	Sarta de Velocidad	Sarta Sifón	Inyección de Nitrógeno	Dispositivo IMP
Localización	X	X	X	X	X	X	X
Geometría	X	X				X	X
Gasto de líquido	X	X	X	X	X	X	X
RGL	X	X	X		X		
% Agua	X		X				
Presión de Cabeza		X	X	X		X	
Sólidos	X	X	X	X	X		X
Corrosivos	X	X			X		
<b>Total de casillas llenas</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

Tabla 4.10 Matriz del Método de Selección Propuesto.

Según la tabla 4.10, los métodos candidatos para ser aplicados en el pozo son el émbolo viajero y compresor a boca de pozo.

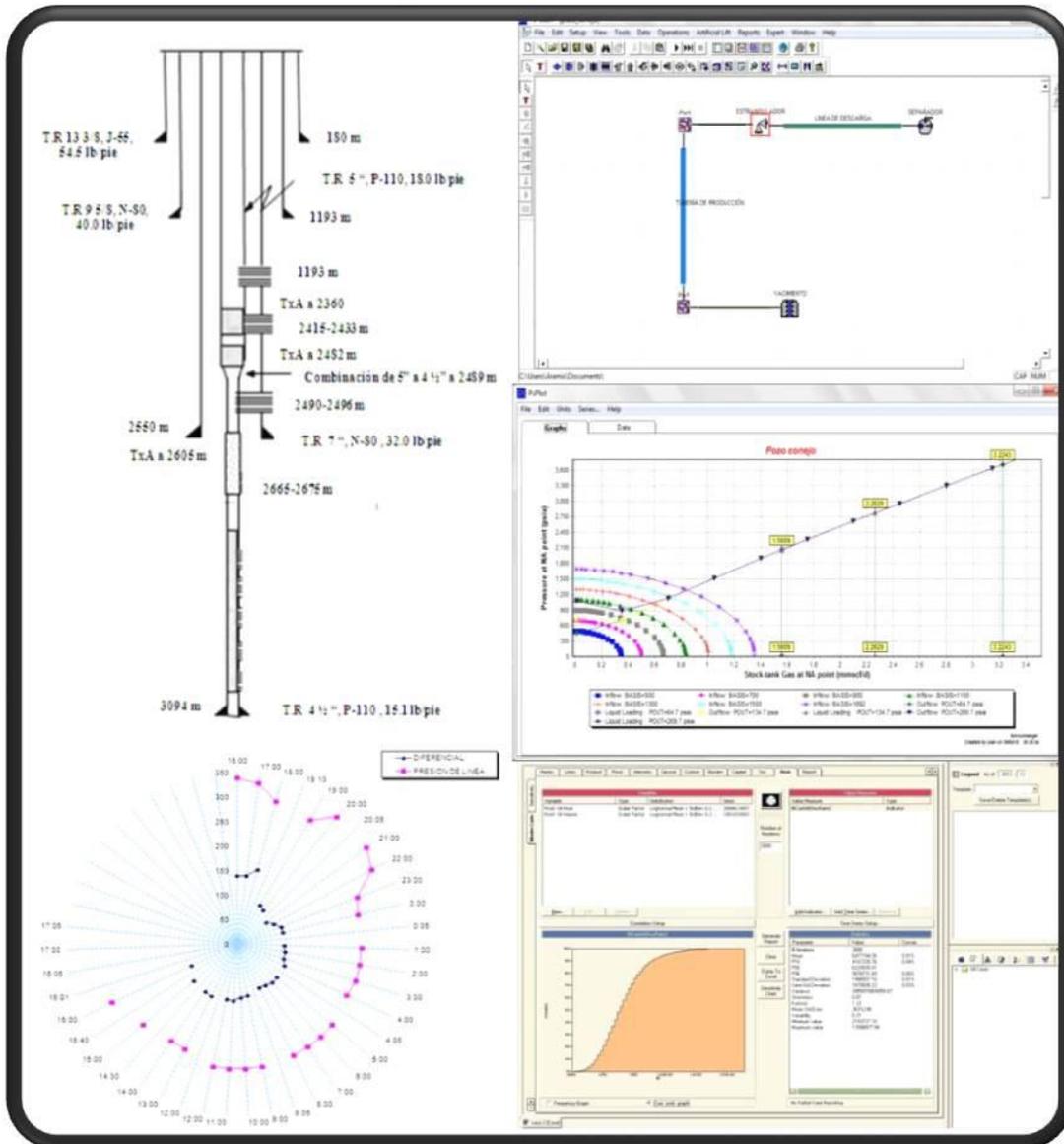
Para decidir cuál de los dos sistemas será instalado o sí combinados resultarán una opción viable, se puede emplear el análisis nodal.

**BIBLIOGRAFÍA**

- <sup>1</sup>. James F. Lea, Henry V. Nickens, Michael R. Wells: *“Gas Well Deliquification”*, Gulf Professional Publishing, 2003.
- <sup>2</sup>. T. R. Neves y R. M. Brimhall, *“Elimination of Liquid Loading in Low – Productivity Gas Wells”*, SPE 18833, 1969.
- <sup>3</sup>. Peter O. Oyewole y James F. Lea, *“Artificial Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well with some Liquid Production”*, SPE 115950, 2008.
- <sup>4</sup>. D.A. Espin, S. Gasbarri y J.E. Chacin, *“Expert System for Selection of Optimum Artificial Lift Method”*, SPE 26967, 1994.
- <sup>5</sup>. James F. Lea y Henry V. Nickens, *“Selection of Artificial Lift”*, SPE 52157, 1999.
- <sup>6</sup>. A. Reahman, N. Soponsakulkaew, O. Bello y G. Falcone, *“A Generic Model for Optimizing the Selection of Artificial Lift Methods for Liquid Loaded Gas Wells”*, SPE 146606, 2011.
- <sup>7</sup>. B. Dotson y E. Nuñez, *“Gas Well Liquid Loading from the Power Perspective”*, SPE 110357, 2007.
- <sup>8</sup>. William Hearn, *“Gas Well Deliquification”*, SPE 138672, 2010.
- <sup>9</sup>. Otoniel Morales Martínez, Dr. Miso Solesa, José Luis Martínez G., Leticia de la Mora Mejía y Eddi de la Vega Pérez, *“Solución Integral para tratar el problema de carga de líquido en pozos de gas del activo Burgos”*, CIPM, 2005.



# Capítulo V



## Aplicación del Método de Selección Propuesto



## **CAPÍTULO V.- APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SELECCIÓN PROPUESTO**

Como se mencionó en el capítulo anterior, la tarea más difícil después de verificar la carga de líquido en un pozo de gas es seleccionar el método de descarga apropiado para el pozo en cuestión.

El método de selección propuesto en el capítulo anterior, es un medio para elegir el ó los métodos de descarga que solucionarán la acumulación de líquidos en el fondo del pozo. El proceso antes de la evaluación con la “matriz de selección” se centra en la toma de información, análisis de las características del pozo y definición del problema; para después proponer una solución (empleando cualquier método expuesto en el Capítulo III) y realizar su diseño y aplicación en campo con un análisis económico previo. Pero la tarea no sólo termina con la aplicación en campo, sino que se tiene que llevar un manejo de información para optimizar y supervisar la mejoría que debe tenerse en la producción.

El objetivo de este capítulo es detallar cada uno de los procesos involucrados al aplicar el método de selección propuesto, así como exponer la secuencia de cada uno de ellos. Para ello se incluye un caso de aplicación.

## V.1 Definición del proyecto <sup>1,2</sup>

Una vez que se ha verificado la presencia de líquidos en el fondo de un pozo de gas, se ha definido un nuevo proyecto. El proyecto es darle solución a la problemática, el proceso para hacerlo se basará en el método de selección propuesto.

A continuación presentamos la secuencia de los procesos que se deben seguir para la evaluación de un sistema de descarga de líquido.

### 5.1.1 Organización del proyecto

La figura 5.1 propone una organización básica del desarrollo de un proyecto de optimización:

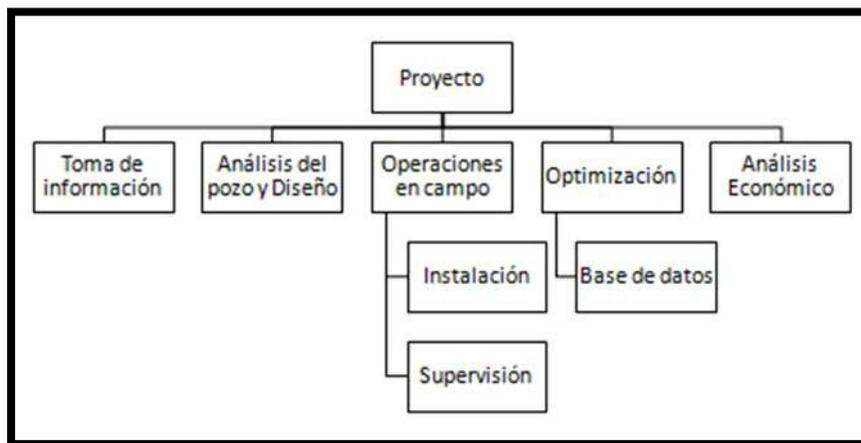


Figura 5.1 Organización del proyecto.

Los procesos expuestos en el segundo nivel de recuadros representan cada una de las etapas que se deben cubrir en un proyecto de optimización, secuencia recomendada en la implementación de un método de eliminación de líquido.

5.1.2 Diagrama de flujo para el análisis y diseño del pozo

En la figura 5.2 se expone la secuencia de pasos que se deben seguir en la etapa de “Análisis del pozo y diseño”. Nótese que en esta parte del proceso se incluye la selección de los métodos para descarga de líquido.

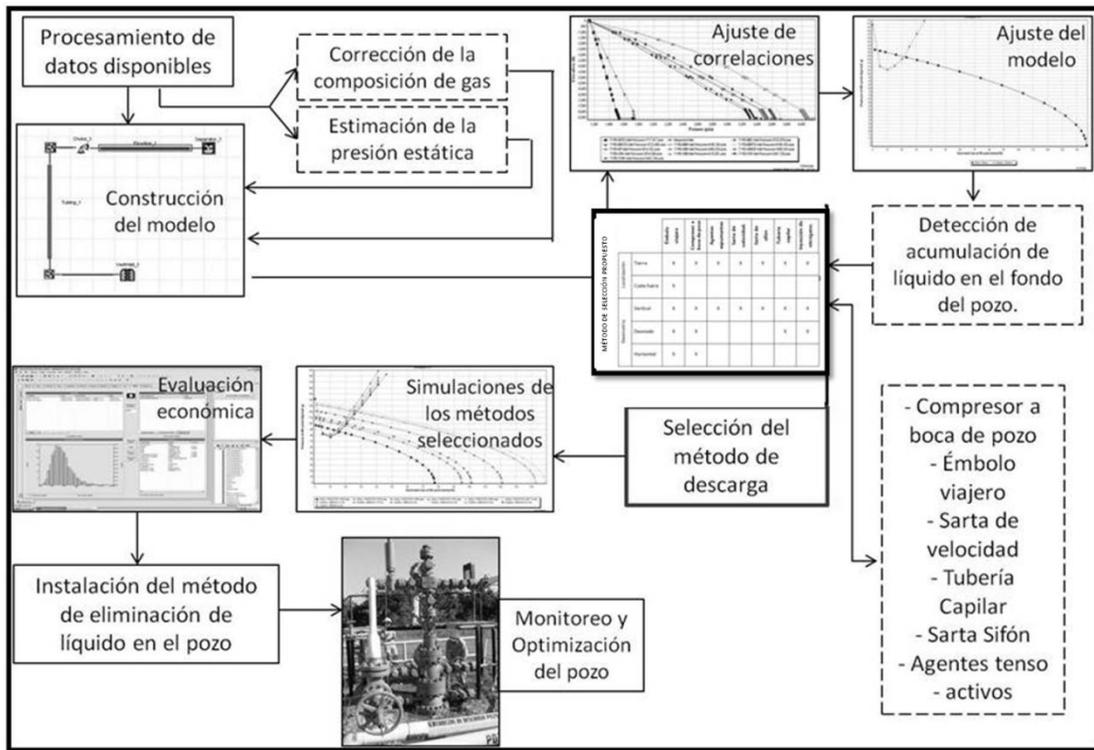


Figura 5.2 Diagrama de flujo del método de selección.

La fase de evaluación y diseño es una de las etapas más largas, y su éxito dependerá de la calidad de los datos recolectados.

El empleo de programas computacionales es sin duda el método más completo que existe para determinar el mejor candidato, sin embargo, el empleo de los métodos cualitativos es muy recomendable porque son fáciles de emplear, el tiempo de evaluación es muy breve y los datos requeridos son pocos.

## V.2 Procesos empleados en el análisis de pozos<sup>2</sup>

En esta sección expondremos de forma detallada todas las etapas de análisis involucradas en el análisis de pozos.

### 5.2.1 Toma de información

Para llevar a cabo una selección adecuada de algún método de eliminación de carga de líquido se requiere la mayor cantidad de información disponible.

La toma de información en el pozo se puede adquirir de dos formas principales:

- Mediante operaciones con línea de acero.
- Mediante mediciones de la producción.

Empleando herramientas de línea de acero se pueden tomar registros de producción, presión, y temperatura, los cuales arrojaran datos imprescindibles para el análisis y diagnóstico del pozo, mientras que los datos de gastos de aceite, gas y agua se pueden conocer a través de mediciones en el separador trifásico.

Otro de los datos requeridos de gran importancia para el análisis de un pozo es su estado mecánico, ya que a través de él se conocen los diámetros de TP Y TR, intervalos disparados, profundidades desarrolladas, intervenciones realizadas, ángulos de desviación, etc. Esta información además nos ayuda a identificar rápidamente ciertas limitaciones que podrían descartar algún método de remediación de forma inmediata.

En esta fase también debe ser incluido un análisis de los fluidos producidos, el cual permita conocer al Ingeniero de producción parámetros como densidad, grados API, tipo de impurezas, etc.

### 5.2.2 Análisis del pozo y Diseño

Con la información disponible de las características del pozo, se puede llevar a cabo un diagnóstico del problema.

En primer lugar se debe determinar si el pozo está produciendo a su potencial, es decir, que el pozo produzca a su más alta capacidad con las mejores condiciones de flujo posible.

Si el Ingeniero concluye que existen problemas debido a un proceso de acumulación de líquido en el fondo del pozo, a partir de los síntomas mostrados, debe diagnosticar la causa de este fenómeno como se muestra en la tabla 5.1:

Síntomas	Diagnóstico del problema
Declinación estable de la producción de gas y de la presión de cabeza.	La declinación exponencial de la producción de gas se debe a la declinación de la $P_{ws}$ y a un volumen limitado de gas en el yacimiento.
Gradiente de presión variable.	Se han acumulado los líquidos en la parte inferior del pozo.
No se registró producción de líquido durante la medición con separador trifásico.	El líquido acumulado es agua.
Gasto de gas inestable con períodos cortos de flujo en TP de 3 ½.	Tamaño de la tubería inadecuada.

Tabla 5.1 Relación entre síntomas y problemas del pozo.

El siguiente paso es la evaluación técnica de los sistemas de descarga de líquido, la cual se realizará empleando los métodos incluidos en el capítulo IV (método de ventajas y desventajas, sistemas computacionales, selector de descarga, método multi – criterio y el método de selección propuesto).

Ya que el objetivo de esta tesis es la propuesta de un método para seleccionar un método de descarga de líquido, la secuencia del proceso de análisis del pozo continuará con el empleo de éste método.

Para emplear el método de selección propuesto, los parámetros expuestos por la matriz de selección deben ser conocidos. Tales parámetros serán comparados con los rangos propuestos en la tabla y uno a uno los métodos serán descartados si las condiciones del pozo no entran en dicho criterio.

Al ser un método cualitativo es probable que más de una opción sea viable para el pozo, en tal caso, la herramienta de análisis nodal y los parámetros económicos serán decisivos.

### *Análisis nodal*

El análisis nodal es el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual se divide en flujo en el yacimiento, en la tubería vertical y en la tubería horizontal.

El objetivo de este análisis es predecir el comportamiento del flujo a condiciones presentes y a condiciones futuras, lo cual nos permitirá optimizar el sistema de producción al realizar algunas modificaciones.

Este análisis se puede realizar en varios paquetes de computadora disponibles en la Industria, tales como "PipeSim" de la compañía Schlumberger y "WellFlow" de la compañía Well Flow International.

A continuación explicamos las etapas que requiere un análisis nodal:

1. Información.- Obtención de la información mencionada en el punto 5.1.1.

2. Análisis de la información.- Se deben extraer datos de  $P_{ws}$ ,  $P_{wf}$  e índice de productividad para graficar la curva de IPR como se muestra en la figura 5.3:

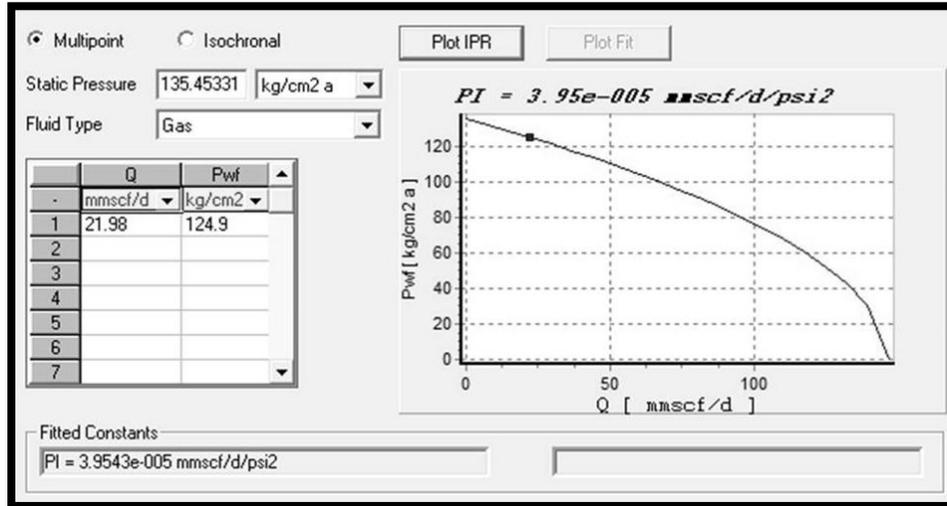


Figura 5.3 Curva de IPR.

En caso de no conocer la presión estática, se puede emplear el método iterativo de Mishra – Caudle mencionado en el Capítulo 1 de esta tesis.

3. Ingresar datos al software.- En esta etapa se ingresan datos de profundidad, gradiente de temperatura, diámetros de TP y TR, presión, gasto, composición del fluido y diámetro del estrangulador.
4. Simulación actual. Se realiza una simulación actual de las condiciones actuales del pozo para verificar el estado en el cual produce.
5. Pronósticos de operación.- Se lleva a cabo las simulaciones futuras como se muestra en la figura 5.4, incluyendo: cambios en el área de flujo (en caso de instalar una sarta de velocidad), modificaciones en la presión de cabeza (en caso de instalar un compresor a boca de pozo), cambios en las propiedades del fluido (si la opción elegida es la aplicación de agentes tenso - activos), etc.

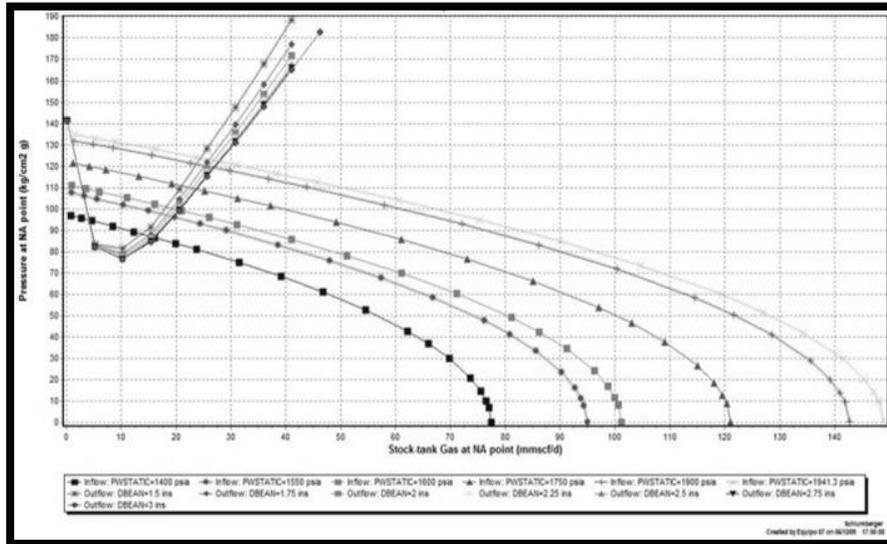


Figura 5.4 Comportamiento del pozo a condiciones futuras.

6. Análisis de resultados. De las simulaciones realizadas con diversos cambios en el sistema, se elige el cambio que mejore en mayor escala las condiciones de producción del pozo.

### Análisis económico

En esta parte del análisis se incluyen los costos que se van a generar al implementar algún método de descarga de líquido (costos de operación, costos de mantenimiento, etc.), con el fin de calcular la rentabilidad del proyecto en base a indicadores como Relación Costo – Beneficio, Período de recuperación, Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Este análisis también se puede realizar a través de programas computacionales como Merak de la compañía Schlumberger y Crystal Ball complemento del programa Excel de Microsoft Office.

### 5.2.3 Aplicación del sistema de producción seleccionado

Prácticamente ya instalado el sistema de producción diseñado, inicia la nueva fase de producción en la vida del pozo, comenzando con una supervisión diaria del comportamiento del pozo y modificaciones de algunos parámetros en caso de que sean requeridos.

### 5.2.4 Monitoreo de datos y Optimización de la producción

La optimización de la producción de los pozos es una actividad continua, que se basa en el análisis día a día y consiste en los siguientes pasos:

- Recopilación de datos, con el fin de analizar y evaluar los procesos del sistema.
- Comparación del comportamiento anterior con el comportamiento actual. En caso de que el pozo esté produciendo de acuerdo a lo previsto en el estudio, a través del proceso de optimización se checará si existe la posibilidad de mejorar la operación.
- Para garantizar la correcta operación del sistema de producción diseñado se deben ajustar aquellos parámetros que así lo requieran.
- En base a la optimización se creará un nuevo plan de acción, sí se ha pronosticado un límite de operación para el sistema actual en algún momento en el tiempo.

### V.3 Caso De Aplicación

En la Región Norte, específicamente en Reynosa en el Activo Integral de Burgos, hay campos de gas con problemáticas de carga de líquidos. Entre esos campos se tiene el "Pozo Alfa 91", al cual se le aplicará el Método de Selección Propuesto para elegir el método de descarga apropiado detallando cada una de las etapas descritas en el subcapítulo anterior. La construcción y simulación del pozo se hará con el Software Pipesim.

#### 5.3.1 Toma de información

Las bases de estudio utilizadas para seleccionar el método de eliminación de carga de líquidos del Pozo Alfa 91 fueron:

- Estado mecánico del pozo.
- Análisis PVT (Composicional de los fluidos).
- Historia de producción del pozo.
- Registro de presión de fondo fluyendo.
- Medición con separador trifásico.

#### Estado mecánico

De acuerdo al estado mecánico del Pozo Alfa 91, Figura 5.5, se le han realizado tres reparaciones mayores, cuenta con una terminación "tubingless" con una tubería de 5 pg, P-110, 18 lb/pie hasta 2489m donde presenta una combinación con tubería de 4 ½ pg, P-110, 15.1 lb/pie; con una profundidad interior de 2360 m debido a un tapón de arena. Cuenta con diferentes intervalos aislados; actualmente sólo cuenta con un intervalo productor de 2292-2305 m.

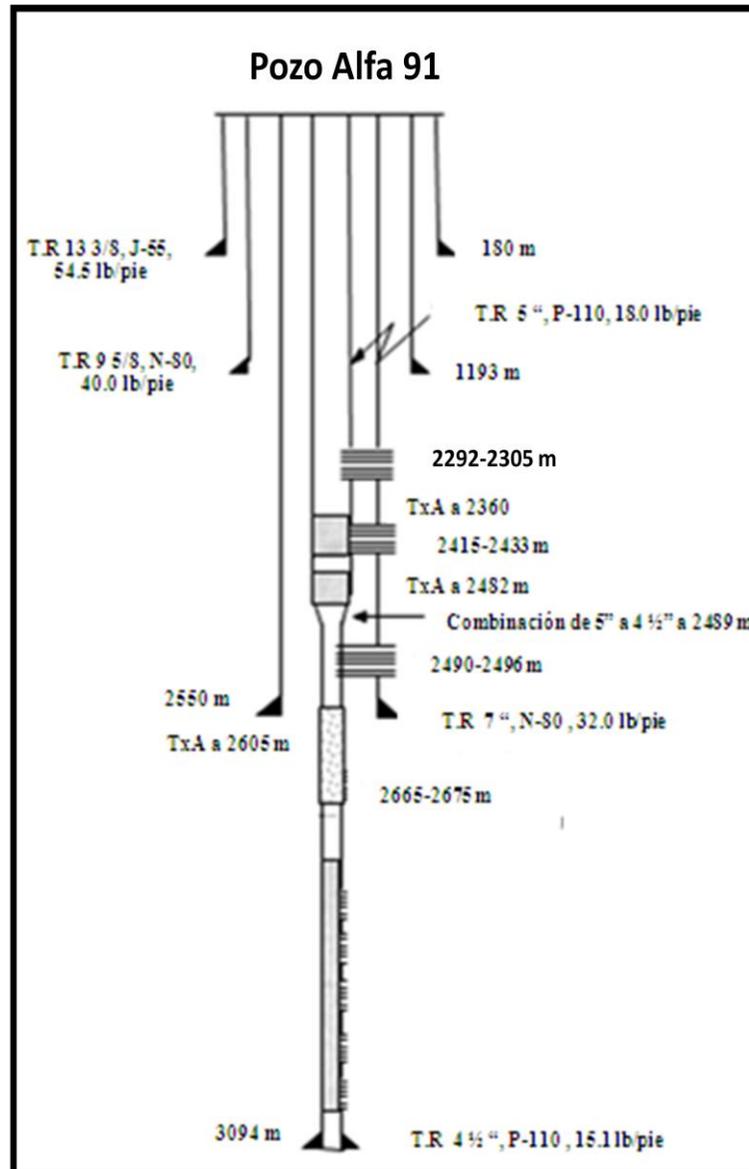


Figura 5.5 Estado Mecánico del Pozo Alfa 91.

### Análisis PVT (Composicional)

El Pozo Alfa 91 tiene una composición cromatográfica mostrada en la Tabla 5.2. Los porcentajes molares utilizados para obtener el ajuste de correlaciones a los puntos del RPF son: 89.116% mol de gas en la mezcla y 10.834% mol de líquido; mostrados en la tabla 5.3.

Componente	Fórmula	% Mol
Metano	CH <sub>4</sub>	93,52
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2,36
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,75
Iso-Butano	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,16
Butano	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,12
Iso-Pentano	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,06
Pentano	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,04
Hexano	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,09
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0,13
Dióx. de carbono	CO <sub>2</sub>	2,77
		100,00

Tabla 5.2 Composicional del Pozo Alfa 91.

Componente	Gas 89,166	Líqu. 10,834	Ajuste
Metano	93,52	0,00	83,388
Etano	2,36	0,00	2,104
Propano	0,75	10,89	1,849
Iso-Butano	0,16	3,76	0,550
Butano	0,12	1,34	0,252
Iso-Pentano	0,06	1,15	0,178
Pentano	0,04	0,86	0,129
Hexano	0,09	0,80	0,167
Nitrógeno	0,13	0,00	0,116
Dióx. de carbono	2,77	0,00	2,470
Agua	0,00	81,19	8.796
	100,00	100,00	100,000

Tabla 5.3 Ajuste de composicional del Pozo Alfa 91.

### Historia de Producción del pozo

El pozo inició su vida fluyente el 01 de Marzo de 2007 con un gasto de gas de 2.5 MMpcd, una presión de cabeza ( $P_{wh}$ ) de 2650 lb/pg<sup>2</sup> y una presión de descarga

( $P_{ld}$ ) de 280 lb/pg<sup>2</sup> a través de un estrangulador de 14/64 pg. Las etapas principales se detallan en la Tabla 5.4.

Período	Gasto de Gas (MMpcd)	$P_{wh}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$P_{ld}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	Est (1/64")	Observaciones
01-Mar-07 27-Mar-07	2.500 1.900	2650 1950	280 270	14	En este mes el gasto de gas declinó 24% y la $P_{wh}$ declinó 26%.
02-Abr-07 01-Ago-07	2.100 0.950	1680 890	250 280	16 14	En este período el $Q_g$ disminuyó 55% y la $P_{wh}$ declinó un 47%.
01-Sep-07 01-Oct-07	0.700 0.984	700 610	280 280	14 16	Con el cambio de estrangulador el $Q_g$ aumentó 28% y la $P_{wh}$ declinó un 13%.
19-Nov-07	0.838	540	255	16	Medición Trifásica.

Tabla 5.4 Etapas principales de la historia de producción del Pozo Alfa 91.

### Registro de presión de fondo fluyendo RPF

Se realizó un registro de presión de fondo fluyendo el día 19 de Noviembre a una profundidad de 2280m, 12m arriba del intervalo productor. La  $P_{wh}$  fue de 606.86 lb/pg<sup>2</sup> con una temperatura de 29.76°C y la presión en el fondo del pozo fue de 1276.12 lb/pg<sup>2</sup> con una temperatura de 104.45°C. Los gradientes dinámicos de presión y de temperatura se muestran en las tablas 5.5 y 5.6.

Profundidad (m)	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Gradiente (kg/cm <sup>2</sup> /m)
0	42,677	*
500	49,865	0,0144
1000	58,965	0,0182
1500	70,912	0,0239
2000	82,666	0,0235
2280	89,741	0,0253

Tabla 5.5 Gradiente dinámico de presión del Pozo Alfa 91.

Profundidad (m)	Temperatura (° C)	Gradiente (°C/m)
0	29,756	*
500	48,795	0,0381
1000	63,513	0,0294
1500	85,048	0,0431
2000	98,591	0,0271
2280	104,448	0,0249

Tabla 5.6 Gradiente dinámico de temperatura del Pozo Alfa 91.

### Medición con separador trifásico

Los días 18 y 19 de Noviembre de 2007 se llevó a cabo la medición del pozo con un separador trifásico por un período de 24 horas, a través de un estrangulador de 16/64 pg. La Tabla 5.7 muestra la medición de cada una de las fases.

Tiempo Hrs.	DATOS DE LA CABEZA				DATOS DE LA PRODUCCIÓN DE GAS				PRODUCCIÓN DE CONDENSADO				PRODUCCIÓN DE AGUA				ARENA Gastos /Hora			
	Esfran. 1/64"	Presión de Cabeza. Psi	Presión Estrang. Psi	Temp. °C	Presión línea Pisa	Presión Absoluta PSIA	Presión Difer. hw/120	Placa de Orificio Pulg	Temp. Sep °C	SG	Gastos MMPC/D	Modidr 1 BBP"	Gastos Bbls/D	Volumen Acum. Bbl	SG	Modidr 1 BBP"		Bbl/D	Acum Bbls	PH
16:00	16	540	348	39	338	353	138	0.750	36	0.630	0.756	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
17:00	16	540	340	34	330	345	140	0.750	31	0.630	0.759	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
18:00	16	540	310	30	300	315	156	0.750	27	0.630	0.769	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
19:00	16	540	303	29	293	308	92	0.875	26	0.630	0.800	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
20:00	16	540	340	28	330	345	86	0.875	25	0.630	0.824	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
21:00	16	540	340	28	330	345	74	0.875	25	0.630	0.765	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
22:00	16	540	325	28	315	330	84	0.875	25	0.630	0.794	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
23:00	16	540	273	26	263	278	96	0.875	23	0.630	0.777	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
0:00	16	540	265	26	255	270	96	0.875	23	0.630	0.766	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
1:00	16	540	265	26	255	270	96	0.875	23	0.630	0.766	0.0	0.00		0.0	0.00	0	0	0	0.0
2:00	16	540	265	25	255	270	100	0.875	22	0.630	0.783	0.0	0.00		0.0	0.00	7.2	0.30	7	3000
3:00	16	540	265	25	255	270	100	0.875	22	0.630	0.783	0.0	0.00		0.0	0.00	7.2	0.60	7	3000
4:00	16	540	258	25	248	263	106	0.875	22	0.630	0.796	0.0	0.00		0.0	0.00	7.2	0.90	7	3000
5:00	16	540	265	25	255	270	106	0.875	22	0.630	0.807	0.0	0.00		0.0	0.00	7.2	1.20	7	3000
6:00	16	540	265	25	255	270	106	0.875	22	0.630	0.806	0.0	0.00		0.0	0.00	7.2	1.50	7	3000
7:00	16	580	265	25	255	270	102	0.875	22	0.630	0.790	0.0	0.00		0.0	0.00	12.0	2.00	7	3000
8:00	16	580	265	25	255	270	100	0.875	22	0.630	0.783	0.0	0.00		0.0	0.00	16.8	2.70	7	3000
9:00	16	580	265	27	255	270	108	0.875	24	0.630	0.811	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	2.70	7	3000
10:00	16	580	265	30	255	270	110	0.875	27	0.630	0.814	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	2.70	7	3000
11:00	16	600	265	31	255	270	116	0.875	28	0.630	0.833	0.0	0.00		0.0	0.00	12.0	3.20	7	3000
12:00	16	600	265	32	255	270	116	0.875	29	0.630	0.832	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	3.20	7	3000
13:00	16	600	250	33	240	255	120	0.875	30	0.630	0.821	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	3.20	7	3000
14:00	16	600	250	31	240	255	118	0.875	28	0.630	0.850	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	3.20	7	3000
15:00	16	600	265	31	255	270	118	0.875	28	0.630	0.840	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	3.20	7	3000
16:00	16	600	265	30	265	300	104	0.875	27	0.630	0.838	0.0	0.00		0.0	0.00	0.0	3.20	7	3000

DATOS DE LA MEDICIÓN TRIFÁSICA DEL 18 AL 19 DE NOVIEMBRE DE 2007  
MEDICIONES

Tabla 5.7 Datos de medición trifásica del Pozo Alfa 91.

### 5.3.2 Análisis y diseño del pozo

#### Diagnóstico del problema

De acuerdo al gradiente de presión, Figura 5.6 y Tabla 5.5, sabemos que hay acumulación de líquidos en el fondo del pozo debido a que el gradiente de presión inició con un valor de  $0.0144 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ , y después fue incrementando gradualmente de 1500 a 2280 m con  $0.0239 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$  a  $0.0253 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ .

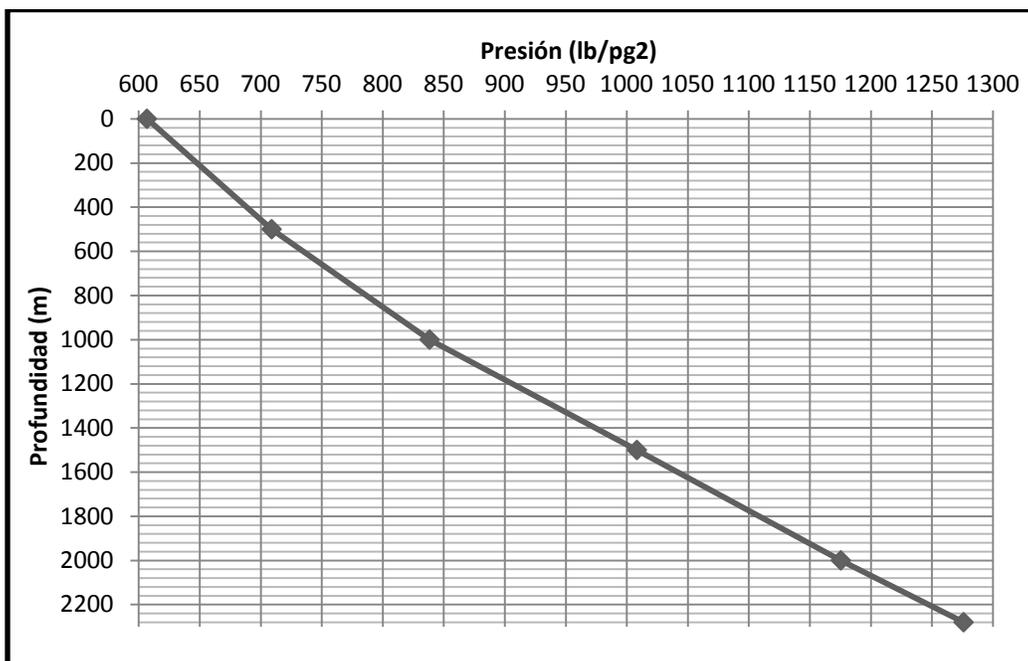


Figura 5.6 Gradiente de presión dinámico del Pozo Alfa 91.

Además con la medición trifásica se generó un registrador de flujo, Figura 5.7, en el cual se visualiza un cabeceo en el pozo lo que nos conlleva a inferir una carga de líquido para confirmar el gradiente de presión dinámico.

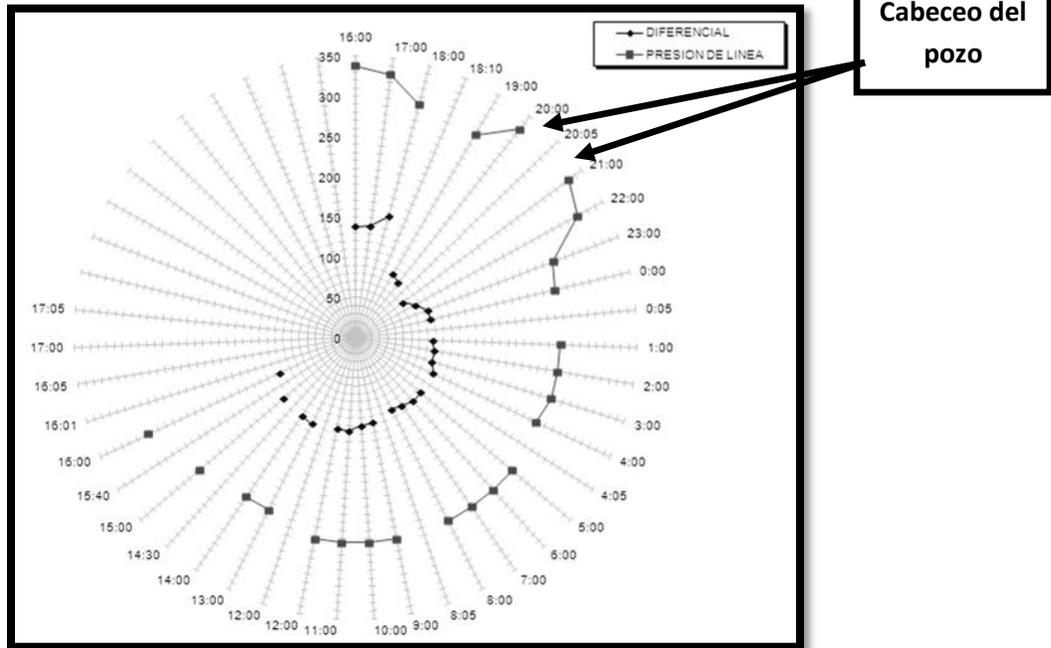


Figura 5.7 Registrador de flujo en la medición trifásica.

### Análisis nodal a condiciones actuales

Para conocer el potencial del pozo se necesita realizar un análisis nodal del pozo. La importancia de este análisis está en que con él se puede simular el flujo a condiciones actuales y predecirlo a condiciones futuras; además de optimizar el sistema de producción y, en su caso, encontrar el método o sistema artificial adecuado.

### Estimación de la presión estática

Como no se cuenta con un registro de fondo cerrado (RPFC), se procede a estimar la presión estática con el método de Mishra-Caudle con la presión de fondo fluyendo, obtenida del registro de presión de fondo fluyendo (RPFF) de 1282.76 lb/pg<sup>2</sup>, para el gasto de gas de 0.838 MMpcd y la  $P_{wh}$  de 606.38 lb/pg<sup>2</sup>. La Tabla 5.8 muestra los resultados del cálculo de la  $P_{ws}$ . El procedimiento consistió en suponer inicialmente un valor de “n” y de manera iterativa se calcularon el valor de la

constante de turbulencia "c" y la presión estática. Los valores obtenidos fueron de  $n=0.56$ ,  $c=3.27610 \text{ E-04 MMpcd}/(\text{lb/pg}^2)^{2n}$  y  $P_{ws}=1692 \text{ lb/pg}^2$ .

$P_{ws}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$Q_{max}$ (MMpcd)	n	C
1890	1,155	0,5200	0,000452013
1830	1,199	0,5300	0,000417457
1780	1,244	0,5400	0,000384204
1733	1,297	0,5500	0,000354929
1692	1,353	0,5600	0,000327610
1657	1,411	0,5700	0,000301727
1622	1,481	0,5800	0,000279866
1590	1,560	0,5900	0,000260160

Tabla 5.8 Método de Mishra-Caudle para el Pozo Alfa 91.

#### *Simulación de flujo del Pozo Alfa 91 a condiciones actuales*

Con ayuda del Software PipeSim se simula el Pozo Alfa 91 a condiciones actuales. Para ello se tiene que generar una curva de IPR para conocer el potencial del pozo, los datos a ingresar son las profundidades, gradiente de presión y temperatura, diámetros de TP y TR, presión estática, presión de fondo fluyendo, presión de cabeza, gasto a la presión de fondo fluyendo, composicional del pozo y diámetro de estrangulador.



Figura 5.8 Construcción del Sistema Integral de Producción en el simulador.

Se utilizó la correlación para flujo vertical de Beggs & Brill original debido a que tiene una mejor aproximación a la información proporcionada, Figura 5.9, utilizando un factor de corrección por colgamiento de 1.2.

Para calcular la caída de presión en el estrangulador se utilizó el modelo mecánico, con el coeficiente de descarga de 0.75.

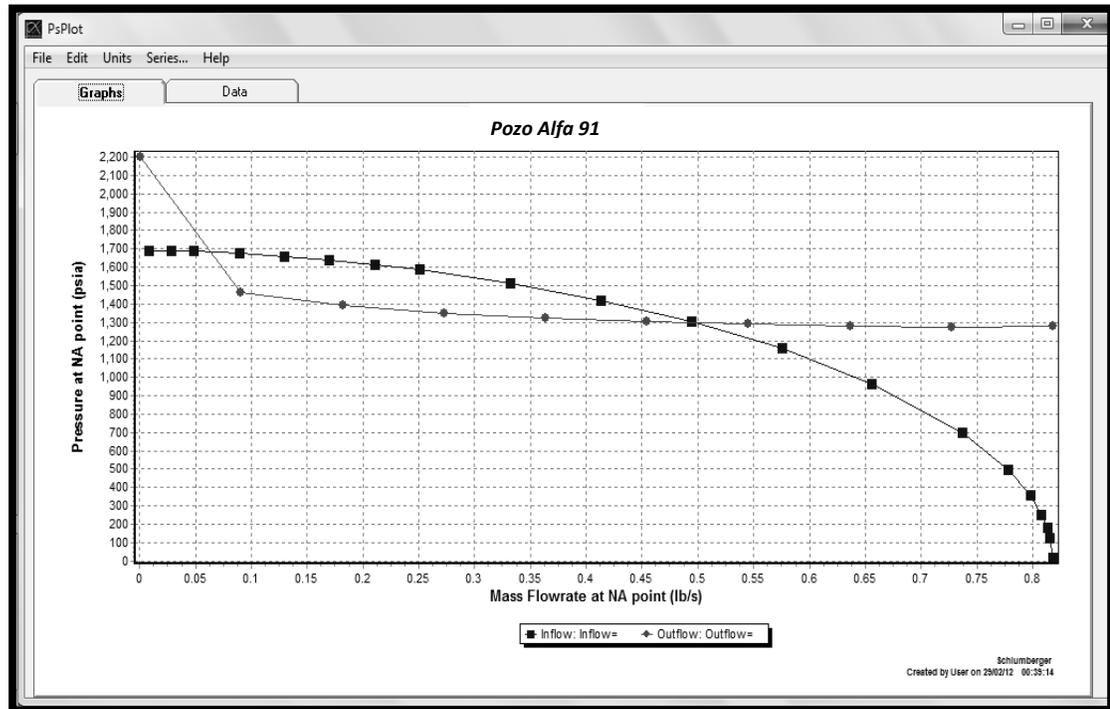


Figura 5.9 IPR del Pozo Alfa 91 a condiciones actuales.

Se detecta flujo inestable en el IPR del pozo y se presume que hay acumulación de líquidos en el fondo del pozo.

#### Simulaciones del Pozo Alfa 91 con cambios en el SIP

Se llevó a cabo el análisis del Pozo Alfa 91 con una presión en la línea de 255 lb/pg<sup>2</sup> y variando la presión de yacimiento para condiciones futuras y el tamaño de estranguladores de 14, 16, 18, 20, 22 y 24/64 pg. La Figura 5.10 muestra tal comportamiento, además de exponer el gasto crítico en cada uno de los estranguladores, también mostrados en la tabla 5.9.

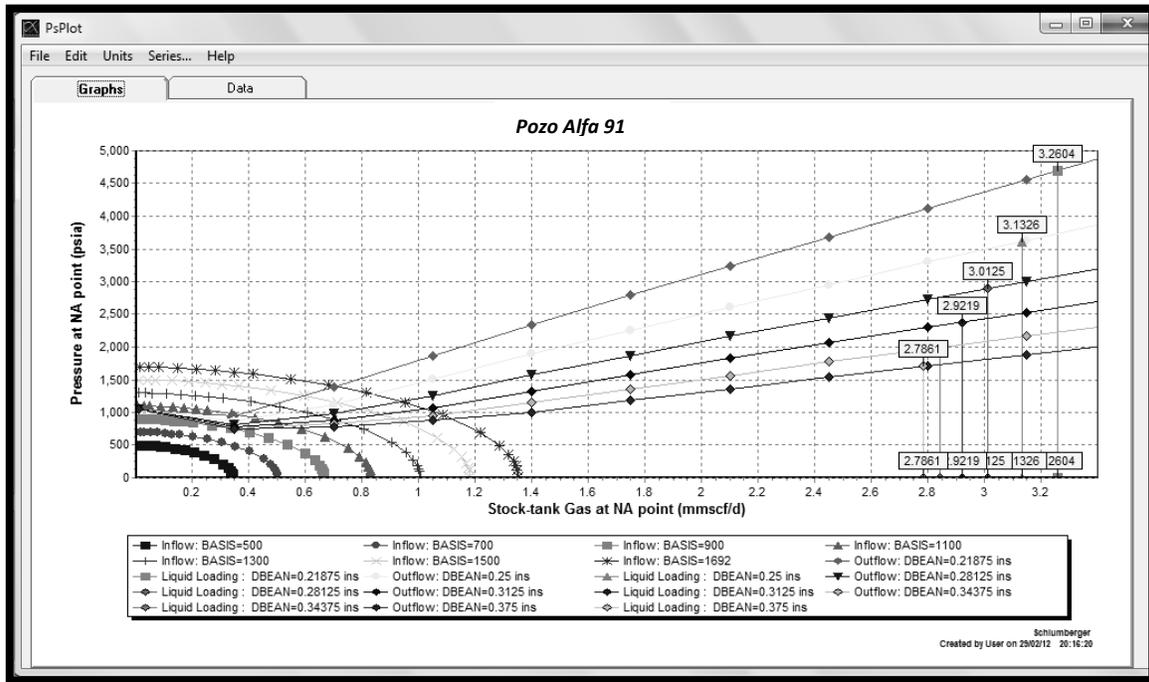


Figura 5.10 Presión en la línea 255 lb/pg<sup>2</sup>, Estranguladores de 14, 16, 18, 20 y 22/64pg.

Est. (1/64")	Q <sub>gc</sub> MMpcd
14	3.2604
16	3.1326
18	3.0125
20	2.9219
22	2.7861

Tabla 5.9 Gastos críticos a diferentes tamaños de estranguladores.

También se hizo una simulación variando la presión de la línea de descarga de 255, 120 y 50 lb/pg<sup>2</sup> con presiones de yacimiento futuras. La figura 5.11 muestra el resultado de las simulaciones y la tabla 5.10 los gastos críticos a tales condiciones.

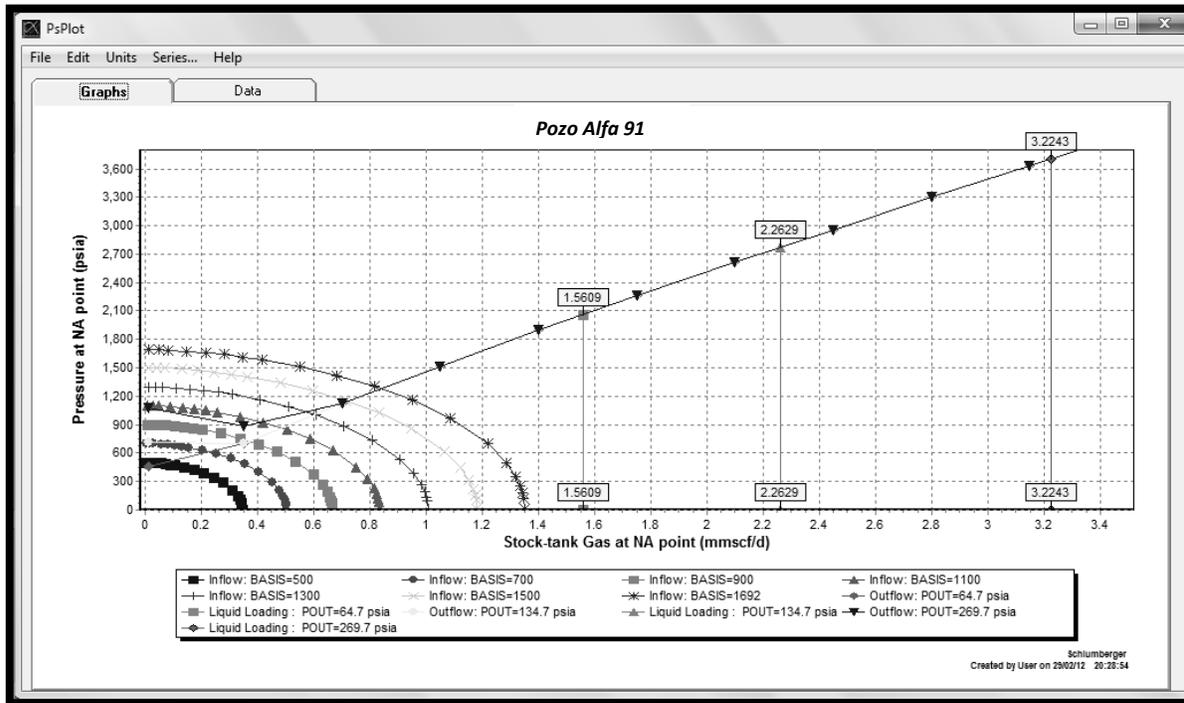


Figura 5.11 Presión en la línea 255, 120 y 50 lb/pg<sup>2</sup>.

$P_{ld}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$Q_{gc}$ MMpcd
255	3.2243
120	2.2629
50	1.5609

Tabla 5.10 Gastos críticos a diferentes presiones de línea de descarga.

Una vez que hemos simulado las condiciones actuales del pozo, reduciendo la presión de línea y el cambio de diámetro de los estranguladores se nota que no son una alternativa de solución ya que no se logra producir por arriba del gasto crítico. Así que se procede a seleccionar un método de descarga y simularlo en el software para confirmar la mejoría.

### Selección del método de descarga

Con el fin de determinar un método solución para la problemática de acumulación de líquido en el Pozo Alfa 91, se empleará el método de selección propuesto, el cual permitirá conocer de manera sencilla y rápida que sistemas resultan candidatos.

Para facilitar el proceso, se incluye la Tabla 5.11, la cual contiene únicamente los datos requeridos por el método:

Pozo Alfa 91	
Localización:	Terrestre
Angulo de desviación:	0 °
Gasto de líquido:	35 bl
RGL:	2, 165 pies <sup>3</sup> /bl
% Agua:	100 %
Presión de Cabeza:	609 lb/pg <sup>2</sup>
Sólidos:	No
Corrosivos:	Si

*Tabla 5.11 Datos del Pozo Alfa 91.*

Siguiendo la secuencia de flujo en la Figura 5.12, podemos llenar la Matriz de Selección dada por la Tabla 5.12:

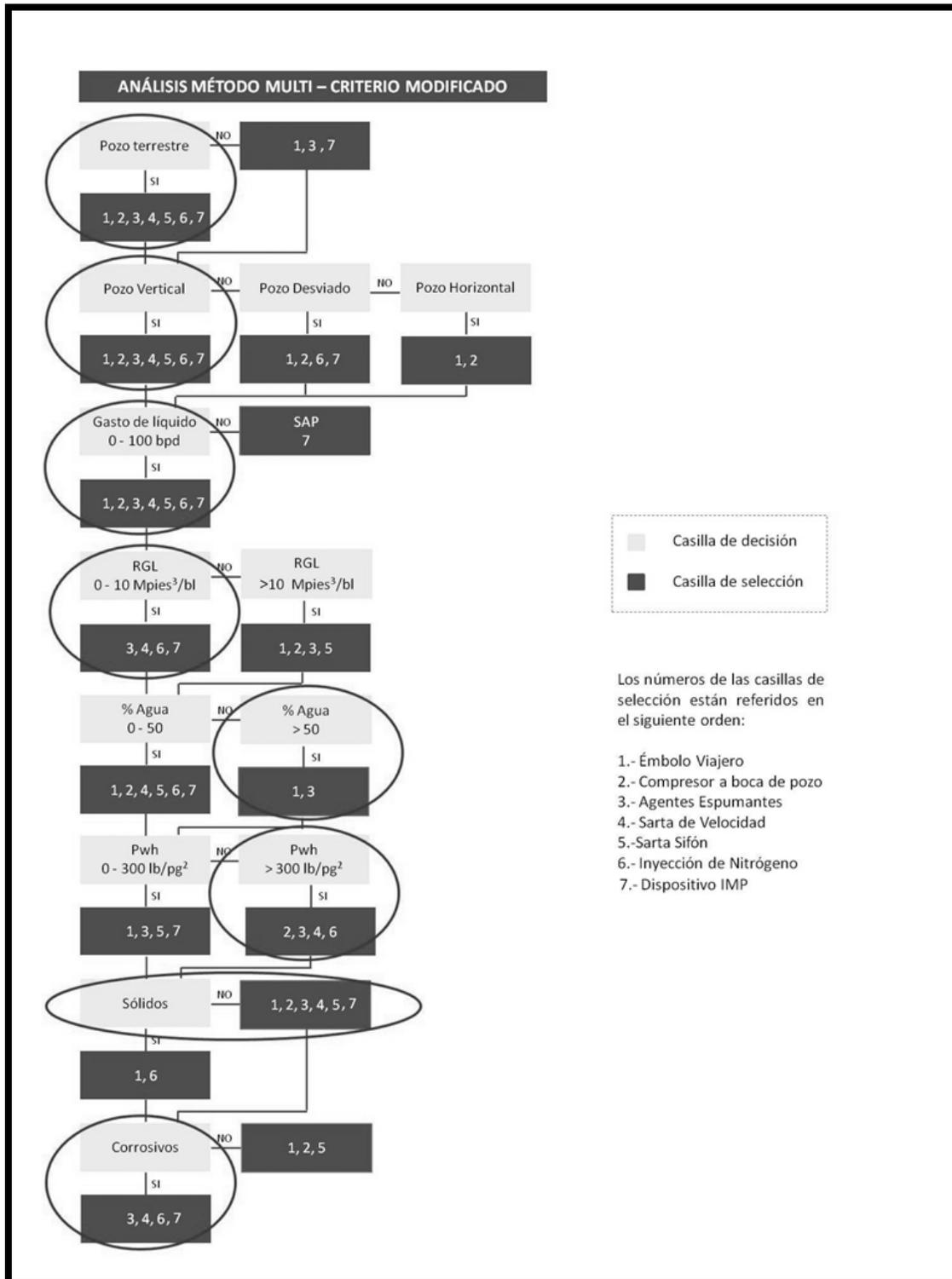


Figura 5.12 Secuencia de flujo para el Pozo Alfa 91.

	Émbolo viajero	Compresor a boca de pozo	Agentes Espumantes	Sarta de Velocidad	Sarta Sifón	Inyección de Nitrógeno	Dispositivo IMP
Localización	X	X	X	X	X	X	X
Geometría	X	X	X	X	X	X	X
Gasto de líquido	X	X	X	X	X	X	X
RGL			X	X		X	X
% Agua	X		X				
Presión de Cabeza		X	X	X		X	
Sólidos	X	X	X	X	X		X
Corrosivos			X	X		X	X
<b>Total de casillas llenas</b>	5	5	8	7	4	6	6

Tabla 5.12 Matriz de Selección del Pozo Alfa 91.

Como se puede observar en la Tabla 5.12, los sistemas candidatos según el Método de selección propuesto son:

- Agentes espumantes
- Sarta de Velocidad

La fase siguiente del proceso de selección consiste en llevar a cabo un análisis nodal del Pozo Alfa 91, incluyendo las modificaciones que se le harán al Sistema Integral de Producción.

### Simulaciones del método de descarga

- Sarta de Velocidad

Simulando el comportamiento de flujo del pozo, con sargas de velocidad de 1 ¾ y 2 pg de diámetro, se concluyó que el pozo presenta un comportamiento estable con una sarta de 2 pg como se muestra en la Figura 5.13:

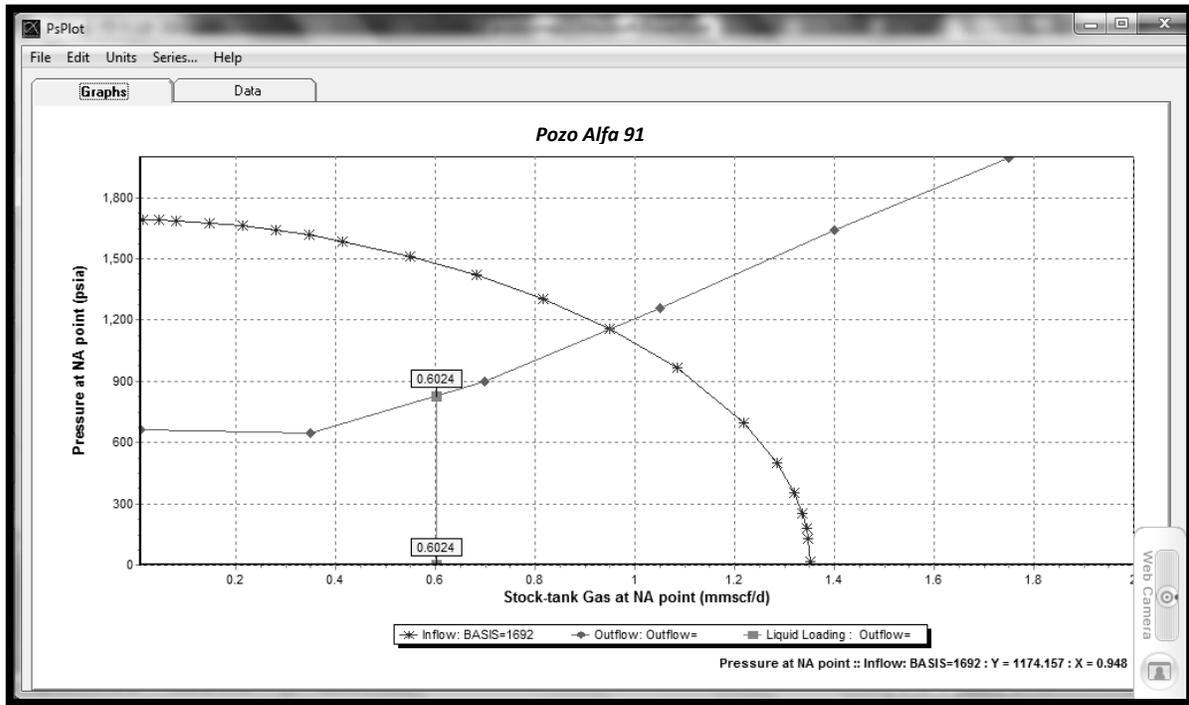


Figura 5.13 Simulación con sarta de velocidad de 2 pg.

Con esta modificación, se espera un gasto de gas de 0.946 MMpcd diarios con un gasto crítico de 0.6024 MMpcd, por lo que se asegura que el gas tendrá la capacidad de elevar el líquido hasta la superficie debido a que se cumple la condición de que el gasto de producción está por encima del gasto crítico.

Una vez que se ha concluido que la sarta de velocidad de 2 pg resuelve la problemática, podemos variar algunos parámetros del SIP como el diámetro del estrangulador y la presión en la línea, con el fin de verificar si alguno de estos cambios mejoraría aún más las condiciones de producción.

La Figura 5.14 muestra la simulación de cambios de estrangulador fluyendo por la sarta de velocidad de 2pg:

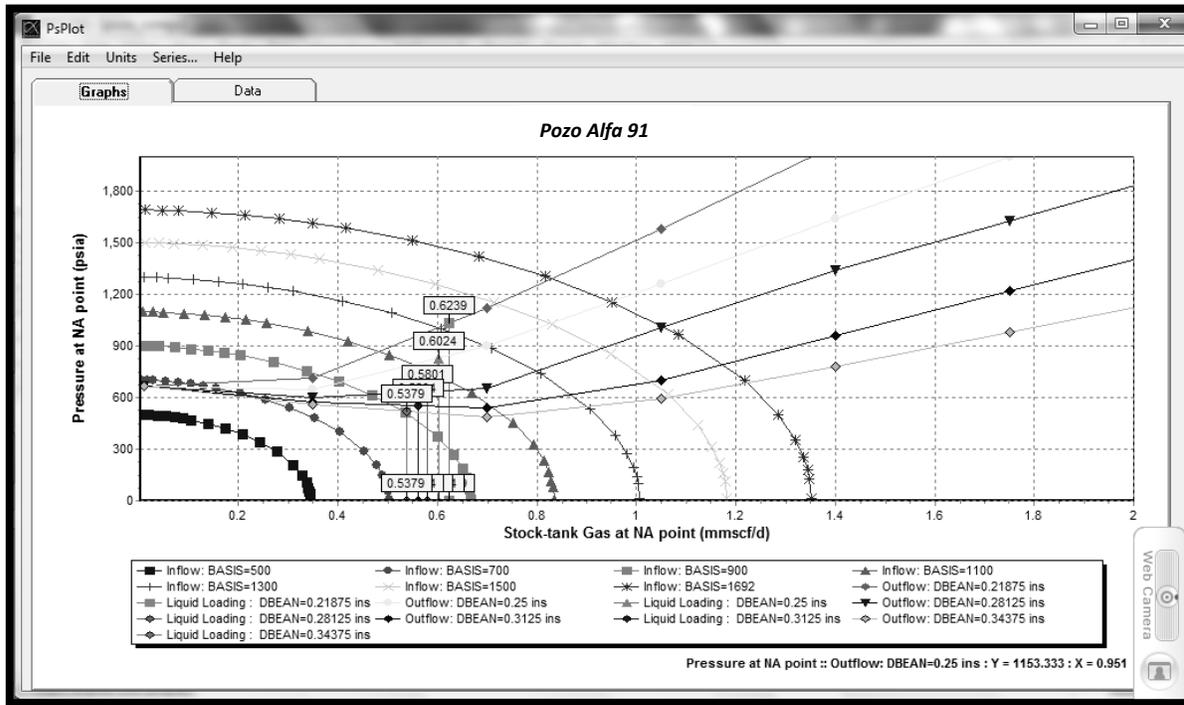


Figura 5.14 Flujo por Sarta de Velocidad de 2 pg y Estranguladores de 14, 16, 18, 20 y 22/64pg.

Con esta simulación se obtienen los siguientes gastos críticos:

Est. (1/64")	$Q_{gc}$ MMpcd
14	0.6239
16	0.6024
18	0.5801
20	0.5604
22	0.5379

Tabla 5.13 Gastos críticos a diferentes diámetros de estrangulador.

Como se observa en la tabla 5.13, a pesar de que con un el cambio de diámetros se puede reducir aún más el gasto crítico, las pérdidas de presión que se generan en el sistema son considerables, por lo que se decidió continuar con el mismo diámetro de estrangulador (16/64 pg).

Los cambios en la presión de la línea, con sarta de velocidad de 2 pg están dados en la Figura 5.15:

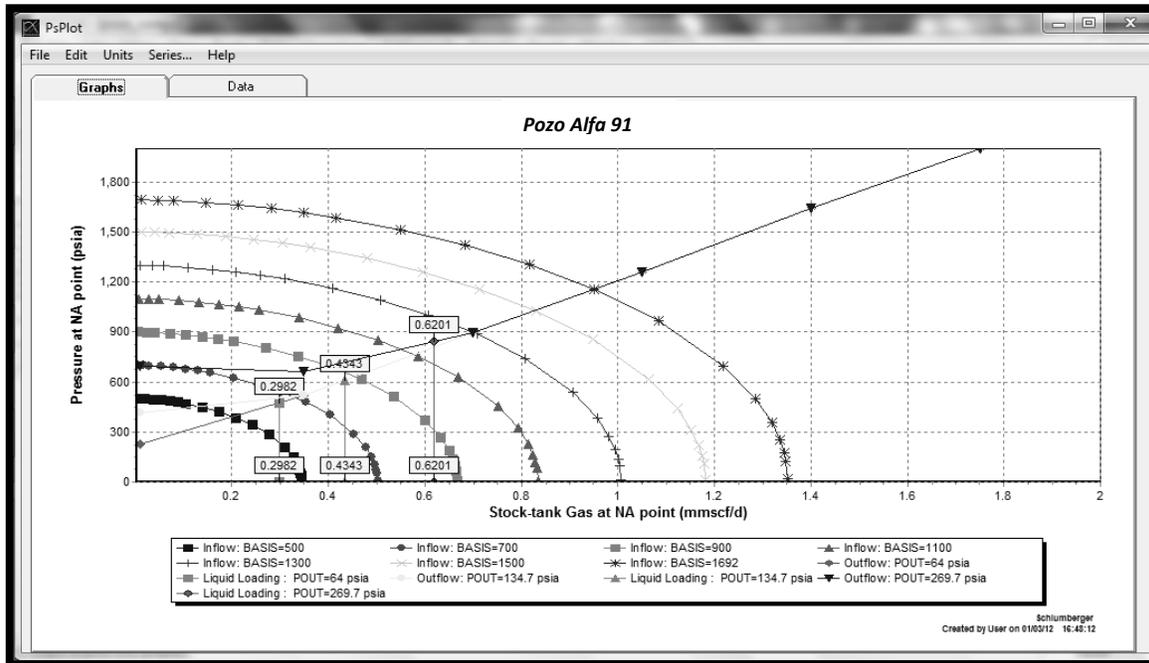


Figura 5.15 Flujo por Sarta de Velocidad con Presión en la línea 255, 120 y 50 lb/pg<sup>2</sup>.

Los gastos críticos obtenidos con estos cambios son:

$P_{ld}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$Q_{gc}$ MMpcd
255	0.6201
120	0.4343
50	0.2629

Tabla 5.14 Gastos críticos a diferentes presiones de línea con sarta de velocidad de 2 pg.

A pesar de dichos cambios, el mejor escenario de flujo para el pozo Alfa 91 es conservar la presión de la línea de 225 lb/pg<sup>2</sup>.

Por lo tanto, se concluye que la descarga de líquido se puede llevar a cabo instalando una sarta de velocidad de 2 pg, conservando a su vez el diámetro de estrangulador y presión en la línea.

- Agentes Espumantes

Para realizar el diseño y la aplicación de este sistema de descarga de líquido, se presenta en la Figura 5.16 el flujo de procesos que se debe seguir para su instalación:

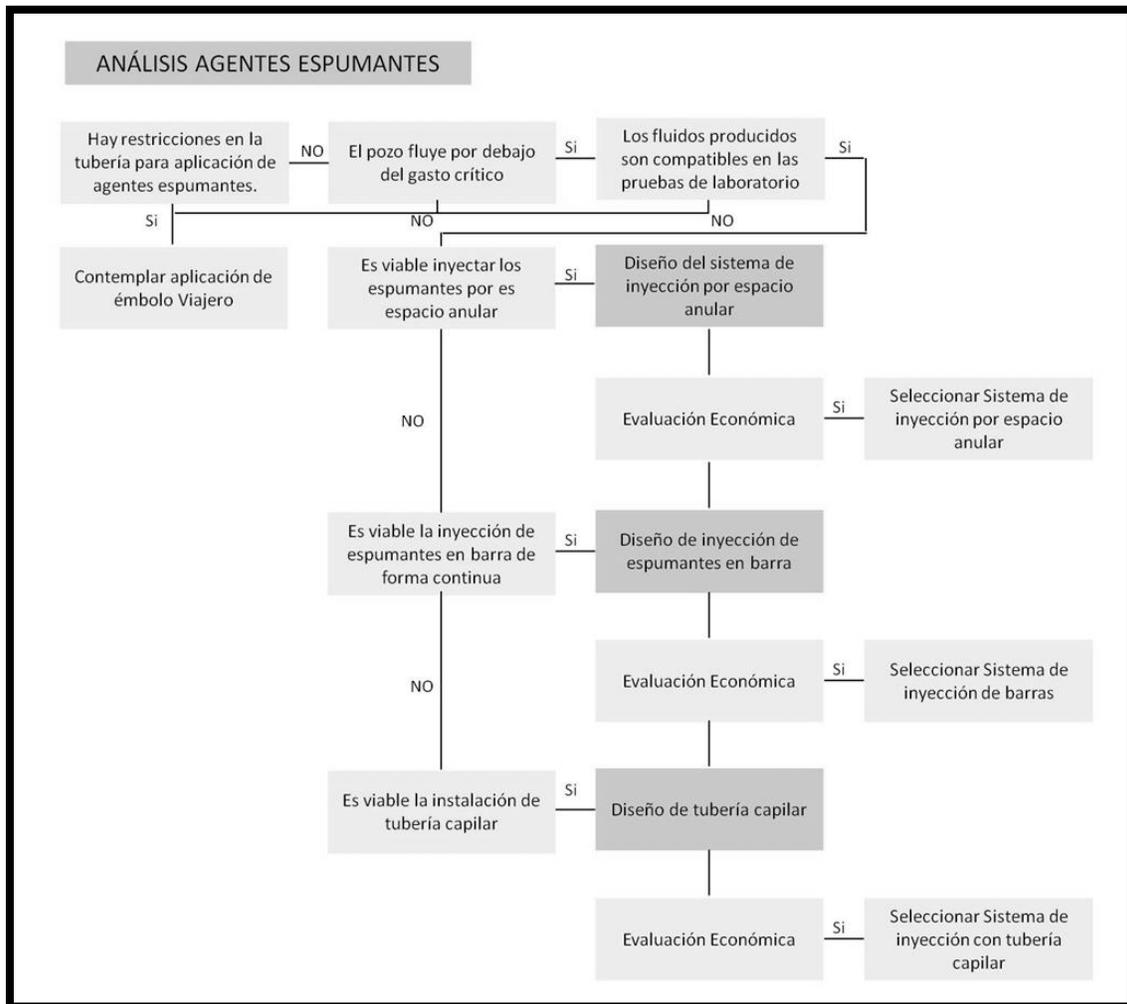


Figura 5.16 Aplicación de Agentes Espumantes.

### 5.3.3 Aplicación del sistema de producción seleccionado

Aunque la sarta de velocidad demostró ser una excelente opción para eliminar la carga de líquido en el Pozo Alfa 91, debe contemplarse que éste produce una cantidad considerable de corrosivos, lo que acortaría la vida útil del material y se reflejaría como un mal efecto en los costos.

Por ello, se recomienda considerar también la inyección de agentes espumantes debido a que representa una opción viable al no contar con equipo de fondo que pueda ser dañado por los fluidos producidos, en caso de que se seleccione métodos de inyección sin tubería capilar. En el supuesto caso de que la forma de inyección requerida sea por tubería capilar, en la industria existen tuberías capilares que pueden trabajar con corrosivos.

Finalmente se verifica que si las pruebas de laboratorio con el químico a inyectar son prometedoras, éste sería el mejor método de eliminación de carga de líquido.

### 5.3.4 Monitoreo de datos y Optimización

Como ya se mencionaba al inicio de este capítulo, una de las mejores maneras de garantizar el éxito de los sistemas de descarga de líquido es el monitoreo constante de la operación del mismo en el tiempo.

La construcción de una base de datos generados antes y después de la instalación del método de descarga debe ser almacenada ya que de esta forma se podrá analizar y notar el buen o mal funcionamiento de las intervenciones posteriores. Esto habilitará el inicio oportuno de la optimización de la producción.

El uso de la telemetría es la manera más utilizada para el manejo de datos en tiempo real teniendo como beneficio el bajo costo de operación.

Los pozos se equipan con unidades inteligentes de RTU, controlados remotamente por el sistema AutoCycle Plus (ACP). El esquema es como se muestra en la Figura 5.17, los datos de tiempo real son proporcionados al cliente a través de un acceso a Internet utilizando el sistema de hospedaje (Host) “Well Catcher” con un centro de manejo de datos (DMC), el cual se basa en la tecnología “Decisión Point Portal”. Los datos se adquieren 4 veces por día y se almacenan en la Base de Datos.

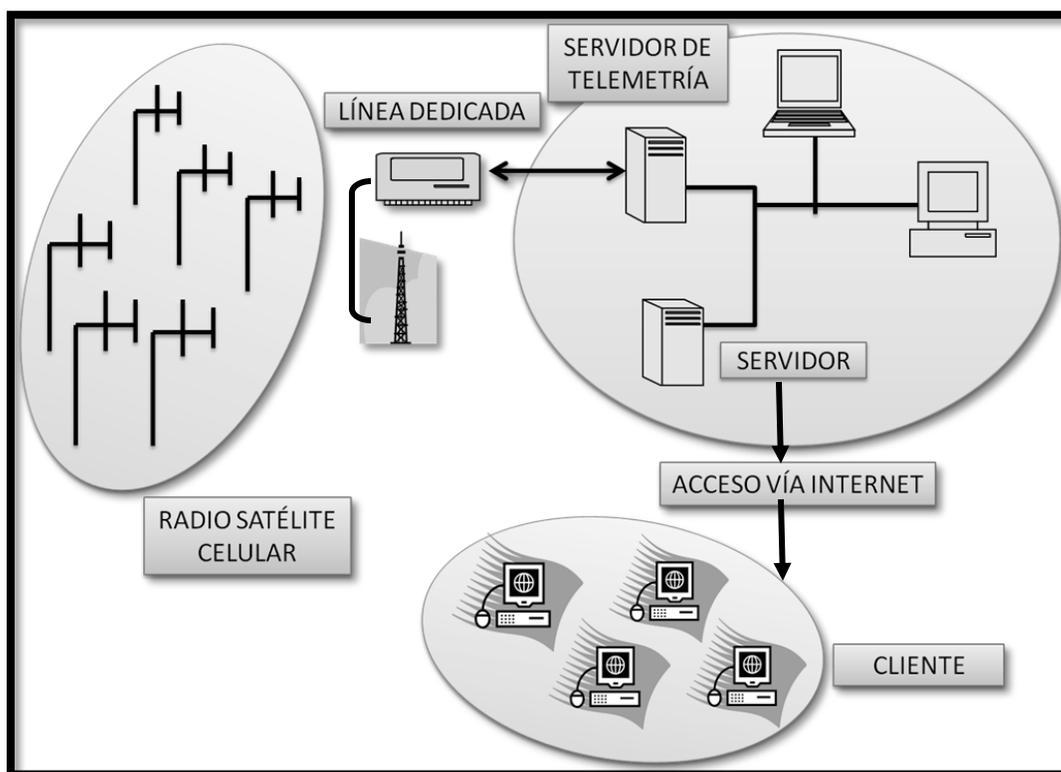


Figura 5.17 Esquema de telemetría.

Usando la información real será posible en el futuro controlar, manejar y diagnosticar los problemas en la operación del pozo y por lo tanto optimizar la producción del pozo.

**BIBLIOGRAFÍA**

- <sup>1</sup>. James F. Lea y Henry V. Nickens, "*Selection of Artificial Lift*", SPE 52157, 1999.
- <sup>2</sup>. Otoniel Morales Martínez, Dr. Miso Solesa, José Luis Martínez G., Leticia de la Mora Mejía y Eddi de la Vega Pérez, "*Solución Integral para tratar el problema de carga de líquido en pozos de gas del activo Burgos*", CIPM, 2005.

## CONCLUSIONES

- La acumulación de líquido es un problema que se presenta comúnmente en pozos de gas cuando la presión del yacimiento ha declinado, dicho proceso genera una evidente reducción en el volumen de hidrocarburos producidos, y por ende una disminución en el factor de recuperación.
- Cuando se presenta la acumulación de líquido en el pozo, y los posibles cambios en el Sistema Integral de producción no son suficientes para resolver dicha problemática, se debe recurrir a la instalación de un método de descarga de líquido.
- La selección de un método de descarga para un pozo de gas dependerá directamente de las características del yacimiento, del pozo, la producción, las condiciones de superficie y el costo implicado por la instalación.
- Los métodos cualitativos de selección representan una opción eficaz y técnicamente fácil de aplicar para la evaluación de los sistemas de descarga de líquidos, sobre todo en aquellos casos donde los datos del pozo son escasos.
- El empleo de programas computacionales para la descarga de líquido resultan ser aún más efectivos que los métodos cualitativos debido a que conjugan parámetros técnicos y económicos durante toda la evaluación, sin embargo, su empleo solo puede darse cuando toda la información requerida en la interfaz del usuario está disponible.
- El método de Selección Propuesto representa una excelente opción para el proceso de selección, debido a que contempla métodos de descarga de líquido que no son considerados por otros medios como el selector de descarga o los sistemas computacionales. A través de la experiencia en campo se ha comprobado que métodos como el compresor a boca de pozo,

sarta de velocidad, agentes espumantes, sarta sifón e inyección de nitrógeno, son eficientes y además resultan considerablemente más económicos comparados con los equipos que implican el BM, BN, BEC, PCP, etc.

- El análisis nodal es una herramienta útil que se emplea después obtener los resultados preliminares de los métodos cualitativos con el fin de identificar al mejor candidato desde un punto de vista técnico.
- La evaluación técnica de los métodos de descarga de líquido no es suficiente para su selección, debido a que se deben contemplar los parámetros económicos.
- Con el método propuesto, se logró identificar las posibles soluciones a la problemática de carga de líquido en el pozo Alfa 91.
- Al emplear el análisis nodal se logró comprobar que los resultados Arrojados por el Método de Selección Propuesto son efectivos en la remediación del problema.

## RECOMENDACIONES

- El monitoreo constante del desempeño del pozo, es de gran importancia para pronosticar problemáticas como la acumulación de líquido en el fondo, y prever acciones para la solución de éstas.
- Antes de recurrir a un método de descarga de líquido, se deben considerar en primera instancia cambios en el sistema de producción actual, en caso de que estas modificaciones no solucionen tal problemática, hasta entonces se recurrirá a la instalación de dichos métodos.
- Cuando se emplean métodos cualitativos para la selección de sistemas de descarga de líquido, es recomendable emplear el análisis nodal como vía de evaluación de cada uno de ellos, con el objetivo de analizar su posible desempeño.
- En caso de que los métodos cualitativos seleccionen más de un sistema de descarga, el Ingeniero puede contemplar la opción de instalar un híbrido de las opciones arrojadas.
- Después de haber instalado algún método de descarga de líquido este debe ser monitoreado constantemente, de esta manera el Ingeniero de producción podrá adaptarlo a los cambios de la producción en el tiempo.
- El análisis económico es una pieza fundamental dentro de la selección del método para eliminar la carga de líquido, ya que en ocasiones aunque un sistema de descarga resulta técnicamente viable podría resultar no rentable quedando totalmente descartado.
- En caso de utilizar el Método de Selección Propuesto como medio de selección, se recomienda que si durante la evaluación se cae en la casilla de “Emplear Métodos Aceite”, se recurra a otros métodos como el selector de descarga y el método Multi – Criterio.

- Durante la evaluación del método de descarga del pozo Alfa 91, agentes espumantes y sarta de velocidad fueron seleccionados como buenos candidatos, sin embargo, la aplicación de agentes espumantes será viable únicamente si los resultados de las pruebas de laboratorio son satisfactorios.

**ÍNDICE DE FIGURAS**

## CAPÍTULO I “FUNDAMENTOS EN YACIMIENTOS DE GAS”

Figura 1.1	Curva típica de Z como función de la P a T cte	21
Figura 1.2	Factor de compresibilidad para gas natural	23
Figura 1.3	Propiedades pseudocríticas del gas natural	25
Figura 1.4	Variación de CrTr con la Presión y Temperatura reducidas	33
Figura 1.5	Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos	39
Figura 1.6	Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco	40
Figura 1.7	Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo	41
Figura 1.8	Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado	42
Figura 1.9	Distribución de presión y gasto bajo flujo estacionario	48
Figura 1.10	Distribución de presión y gasto bajo flujo transitorio	50
Figura 1.11	Distribución de P y gasto bajo flujo pseudoestacionario	52
Figura 1.12	Sistema Integral de Producción	54
Figura 1.13	Comportamiento de afluencia (q vs P)	56
Figura 1.14	Prueba de potencial convencional	58
Figura 1.15	Prueba Isocronal	59
Figura 1.16	Diagrama de Moody	66

Figura 1.17	Diagrama de Fanning	68
Figura 1.18	Comparación del factor de transmisión	73
Figura 1.19	Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical	76
Figura 1.20	Historia de vida de un pozo de gas	77
Figura 1.21	Patrones de flujo para flujo horizontal	78
Figura 1.22	Elevación de flujo inclinado	80
Figura 1.23	Líquido atrapado en crestas hacia abajo	81
Figura 1.24	Correlación de colgamiento de Flanigan	83
Figura 1.25	Regímenes de flujo vertical	84
Figura 1.26	Correlación del factor de fricción Poetmann-Carpenter	86

## CAPÍTULO II "CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS"

Figura 2.1	Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido en la tubería	100
Figura 2.2	Regímenes de flujo presentes en pozos horizontales y verticales	103
Figura 2.3	Deformación de una gota de líquido	107
Figura 2.4	Monograma para gasto crítico	118
Figura 2.5	Problemática en pozos horizontales y pozos desviados	120
Figura 2.6	Relación de la velocidad con el patrón de flujo	121

Figura 2.7	Etapas de formación de la columna de líquido	123
Figura 2.8	Efectos de dos fases en las cartas del registrador de flujo	127
Figura 2.9	Gráfico de presión con visible cabeceo en la parte superior	127
Figura 2.10	Curva de declinación en la producción	128
Figura 2.11	Comportamiento de las Presiones en TR y TP	129
Figura 2.12	Cambio del gradiente de gas	130
Figura 2.13	Oscilaciones de baja frecuencia en pozos de gas con carga de líquido	132

CAPÍTULO III “MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS”

Figura 3.1	Instalación típica del émbolo viajero	140
Figura 3.2	Ciclo del émbolo viajero	144
Figura 3.3	Ciclo típico del émbolo viajero	145
Figura 3.4	Émbolo para ciclo continuo	146
Figura 3.5	Ciclo del émbolo viajero continuo	147
Figura 3.6	Tipos de émbolos	149
Figura 3.7	Carta de aplicabilidad del émbolo viajero para tubería 2 3/8 pg	152
Figura 3.8	Volumen de gas requerido para émbolo viajero con o sin empacador	155

Figura 3.9	Estimación de líquido para émbolo viajero	162
Figura 3.10	Volumen de gas requerido para émbolo viajero con o sin empacador	167
Figura 3.11	Émbolo viajero para pozos con baja presión de fondo	169
Figura 3.12	Instalación típica de la unidad de compresión a boca de pozo	173
Figura 3.13	Equipo de compresión con compresor recíprocante	175
Figura 3.14	Elementos del compresor rotatorio	176
Figura 3.15	Elemento rotatorio del compresor de inyección líquida con tornillo	177
Figura 3.16	Compresor de anillo líquido	178
Figura 3.17	Compresor de veleta	179
Figura 3.18	Separador vertical	181
Figura 3.19	Motor de combustión interna	182
Figura 3.20	Unidad de moto – compresión	184
Figura 3.21	Moto – compresor	184
Figura 3.22	Comportamiento de flujo con compresión a boca de pozo	187
Figura 3.23	Comportamiento de los agentes tenso-activos	190
Figura 3.24	Prueba de surfactante en un sistema aceite-agua	195
Figura 3.25	Patrón de dispersión teórico para agentes tenso-activos en agua-aceite	198

Figura 3.26	Patrón de dispersión teórico para agentes tenso-activos en salmuera	199
Figura 3.27	Correlación general del porcentaje de aromáticos contenidos en hidrocarburos líquidos	200
Figura 3.28	Diagrama esquemático del equipo de prueba de comportamiento de la espuma	202
Figura 3.29	Tanque de almacenamiento para líquidos reactivos	209
Figura 3.30	Pozo con lanzador de barras espumantes	210
Figura 3.31	Gradiente de presión fluyendo con y sin espuma	217
Figura 3.32	Arreglo del equipo para inyección de surfactantes líquidos	218
Figura 3.33	Sistema de instalación de una tubería capilar	224
Figura 3.34	Sistema convencional de tubería capilar	225
Figura 3.35	Volumen de flujo de entrega con tubería capilar de 1/4	228
Figura 3.36	Volumen de flujo de entrega con tubería capilar de 3/8	228
Figura 3.37	Números de resistencia a la picadura más comunes	232
Figura 3.38	Efecto de una sarta de velocidad en la producción	235
Figura 3.39	Tamaño de los orificios para las válvulas de BN o jet-collars	241
Figura 3.40	Geometría de un pozo ejemplo	245
Figura 3.41	Efecto del gasto de nitrógeno en la presión de fondo, durante la descarga con Tubería Flexible	246
Figura 3.42	Efecto de la profundidad de inyección del gas en la presión de	247

	fondo	
Figura 3.43	Efecto de la profundidad de inyección del gas en la mínima presión de fondo	248
Figura 3.44	Efecto de la profundidad de inyección del gas en la presión de bombeo	249
Figura 3.45	Efecto de la profundidad de inyección del gas en la presión de bombeo	250
Figura 3.46	Efecto de tamaño de la TF en la presión de bombeo. Profundidad de inyección a 10 000 pies.	251
Figura 3.47	Efecto de tamaño de la TF en la presión de fondo. Profundidad de inyección a 10 000 pies.	252
Figura 3.48	Efecto de tamaño de la TF en la presión de fondo en un pozo con diámetro grande	253
Figura 3.49	Geometría Venturi	255
Figura 3.50	Diagrama del Dispositivo IMP	257
Figura 3.51	Émbolo viajero equipado con un compresor en superficie	259
Figura 3.52	Producción de émbolo viajero con compresión	260

#### CAPÍTULO IV "MÉTODOS DE SELECCIÓN"

Figura 4.1	Fases de la evaluación económica	271
Figura 4.2	Estructura del programa SEDLA	279
Figura 4.3	Diagrama de flujo del programa SEDLA	281

Figura 4.4	Selector de descarga	286
Figura 4.5	Bajo Gasto de líquido en el selector de descarga	288
Figura 4.6	Bajo gasto de líquido y Baja Presión de cabeza en el selector de descarga	289
Figura 4.7	Bajo gasto de líquido, Baja presión de cabeza y Altos porcentajes de corte de agua en el selector de descarga	290
Figura 4.8	Bajo $Q_l$ , Baja $P_{wh}$ , Altos % de corte de agua y Altas RGL en el selector	291
Figura 4.9	Selección del método de descarga con el selector	292
Figura 4.10	Secuencia de flujo del Método de Selección Propuesto	301
Figura 4.11	Secuencia de flujo del Método de Selección Propuesto. Pozo Pacmus 51	305

#### CAPÍTULO V “APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SELECCIÓN PROPUESTO”

Figura 5.1	Organización del proyecto	312
Figura 5.2	Diagrama de flujo del método de selección	313
Figura 5.3	Curva de IPR	317
Figura 5.4	Comportamiento del pozo a condiciones futuras	318
Figura 5.5	Estado Mecánico del Pozo Alfa 91	321
Figura 5.6	Gradiente de presión dinámico del Pozo Alfa 91	326
Figura 5.7	Registrador de flujo en la medición trifásica	327

---

Figura 5.8	Construcción del Sistema Integral de Producción en el simulador	329
Figura 5.9	IPR del Pozo Alfa 91 a condiciones actuales	330
Figura 5.10	Presión en la línea 255 lb/pg <sup>2</sup> , Estranguladores de 14, 16, 18, 20 y 22/64pg	331
Figura 5.11	Presión en la línea 255, 120 y 50 lb/pg <sup>2</sup>	332
Figura 5.12	Secuencia de flujo para el Pozo Alfa 91	334
Figura 5.13	Simulación con sarta de velocidad de 2 pg	336
Figura 5.14	Flujo por Sarta de Velocidad de 2 pg y Estranguladores de 14, 16, 18, 20 y 22/64 pg	337
Figura 5.15	Flujo por Sarta de Velocidad de 2 pg con Presión en la línea 255, 120 y 50 lb/pg <sup>2</sup>	338
Figura 5.16	Aplicación de Agentes Espumantes	339
Figura 5.17	Esquema de Telemetría	341

**ÍNDICE DE TABLAS**

## CAPÍTULO I “FUNDAMENTOS EN YACIMIENTOS DE GAS”

Tabla 1.1	Composiciones típicas del gas natural	14
Tabla 1.2	Rango de explosión de algunos combustibles	15
Tabla 1.3	Constantes de la ecuación de Van Der Waals	26
Tabla 1.4	Constantes de la ecuación de Beatti-Bridgeman	27
Tabla 1.5	Constantes de la ecuación de Benedict-Webb-Rubin	29
Tabla 1.6	Variables adimensionales de la Ecuación de Difusión	53
Tabla 1.7	Valores de Rugosidad para tuberías comerciales	65
Tabla 1.8	Resumen de ecuaciones para flujo de gas	71
Tabla 1.9	Inf. experimental para correlaciones de caídas de presión	75
Tabla 1.10	Coef. de Mukherjee y Brill en diferentes patrones de flujo	80

## CAPÍTULO III “MÉTODOS PARA ELIMINAR CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS”

Tabla 3.1	Tipos de compresores	174
Tabla 3.2	Potencia de compresión y gas requerido como combustible	186
Tabla 3.3	Rangos de aplicación del MPFV	257

## CAPÍTULO IV “MÉTODOS DE SELECCIÓN”

Tabla 4.1	VENTAJAS de los métodos de eliminación de líquido en pozos	274
-----------	--	-----

	de gas	
Tabla 4.2	DESVENTAJAS de los métodos de eliminación de líquido en pozos de gas	275
Tabla 4.3	Datos iniciales requeridos por SEDLA	284
Tabla 4.4	Resultados del pozo evaluado con SEDLA	285
Tabla 4.5	Variables del selector de descarga	287
Tabla 4.6	Pozo Lebra 24. Desarrollo del Método Multi – Criterio	296
Tabla 4.7	Base del Método de Selección Propuesto	300
Tabla 4.8	Matriz de Selección del Método Propuesto	302
Tabla 4.9	Datos del Pozo Pacmus 51	304
Tabla 4.10	Matriz de Selección del Método Propuesto	306

## CAPÍTULO V "APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SELECCIÓN PROPUESTO"

Tabla 5.1	Relación entre síntomas y problemas del pozo	315
Tabla 5.2	Composicional del Pozo Alfa 91	322
Tabla 5.3	Ajuste de composicional del Pozo Alfa 91	322
Tabla 5.4	Etapas principales de la historia de producción del Pozo Alfa 91	323
Tabla 5.5	Gradiente dinámico de presión del Pozo Alfa 91	323
Tabla 5.6	Gradiente dinámico de temperatura del Pozo Alfa 91	324
Tabla 5.7	Datos de medición trifásica del Pozo Alfa 91	325

---

Tabla 5.8	Método de Mishra-Caudle para el Pozo Alfa 91	328
Tabla 5.9	Gastos críticos a diferentes tamaños de estranguladores	331
Tabla 5.10	Gastos críticos a diferentes presiones de línea de descarga	332
Tabla 5.11	Datos del Pozo Alfa 91	333
Tabla 5.12	Matriz de Selección del Pozo Alfa 91	335
Tabla 5.13	Gastos críticos a diferentes diámetros de estrangulador con sarta de velocidad de 2 pg	337
Tabla 5.14	Gastos críticos a diferentes presiones de línea con sarta de velocidad de 2 pg	338