



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“MANEJO DE LA FASE LÍQUIDA EN POZOS DE
GAS”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

MORENO BRAVO ILSE KARELI

ASESOR:

ING. JOSÉ AGUSTIN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, ENERO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria.

A mis madres Aida Pimentel Rodríguez y Marisela Bravo Pimentel porque gracias a ellas el día de hoy pude alcanzar una de mis metas y lo más importante soy la persona que en estos momentos soy, por eso y todo lo que me han dado las amo con todo mi corazón.

A mi hermana Brianda Bravo por su apoyo en todos los momentos, sabes que te quiero mucho, tanto a ti como a mis dos maravillosas sobrinas.

A María Portillo por formar parte de vida y estar siempre a mi lado, tanto en los buenos como en los malos momentos, en verdad muchas gracias, te quiero mucho y siempre te llevaré en mi mente y corazón.

A mis primos Bianca Bravo, Viridiana Bravo, Fredi Bravo, Giovanni Bravo y Ángel Bravo por acompañarme en esos pequeños grandes momentos de la infancia que nunca olvidaré, siempre los tendré en mi corazón y doy gracias por compartir muchos momentos a su lado.

A mis amigos Elma Dorador, Ana Galindo, Karina Hernández, Wendy Flores, Ingrid González, Demian Trinidad, Raquel Chávez, Ernesto Parra por haberlos conocido y permitirme ser parte de ustedes, los quiero.

Agradecimientos.

Al M.I. Saúl Bautista por brindarme su amistad y apoyo para la realización de esta tesis.

Al Ing. Agustín Velasco por su gran apoyo y guía en la realización de este trabajo.

A mis sinodales el Dr. Aguayo, la M.C Elia Escobar, al M.I Erick Gallardo y al M.I Carlos Avandaño por sus aportaciones, las cuales ayudaron al enriquecimiento del trabajo, muchas gracias.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, que orgullosamente me ha formado profesionalmente y a la cual estaré eternamente agradecida.

Índice

DEDICATORIA	1
AGRADECIMIENTOS	3
OBJETIVO GENERAL	6
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	6
PROBLEMÁTICA	6
INTRODUCCIÓN	7
I. FUNDAMENTOS DE LOS YACIMIENTOS DE GAS.....	8
1.1. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL	9
1.1.1. <i>Peso molecular del gas (M_w)</i>	9
1.1.2. <i>Densidad del gas (ρ_g)</i>	9
1.1.3. <i>Viscosidad del gas (μ_g)</i>	11
1.1.4. <i>Factor de compresibilidad del gas</i>	12
1.1.5. <i>Factor de volumen del gas (B_g)</i>	13
1.2. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL	14
1.3. CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL	17
1.3.1. <i>De acuerdo a su origen</i>	17
1.3.2. <i>De acuerdo a su composición</i>	18
1.4. DEFINICIÓN DE YACIMIENTO DE GAS	19
1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS.....	19
1.5.1. <i>De acuerdo al tipo de trampa</i>	19
1.5.2. <i>De acuerdo al tipo de fluidos almacenados</i>	19
1.5.3. <i>De acuerdo al diagrama de fases</i>	20
1.6. IMPORTANCIA DE LOS YACIMIENTOS DE GAS.....	25
II. FASE LÍQUIDA EN POZOS DE GAS	26
2.1. FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS DE GAS	26
2.2. CARGA DE LÍQUIDO	29
2.3. FUENTE DE LÍQUIDOS.....	32
2.4. SÍNTOMAS DE LA CARGA DE LÍQUIDO	33
2.4.1 <i>Presencia de picos en la presión en la placa de orificio</i>	33
2.4.2 <i>Análisis de la curva de declinación</i>	34
2.4.3 <i>Caída de presión en la TP con elevación en la presión de la TR</i>	35
2.4.4 <i>Registros de la presión mostrando el nivel de líquido en la TP</i>	36
2.4.5. <i>Cese de la producción de líquido</i>	37
2.5. DETERMINACIÓN DE LA CARGA DE LÍQUIDO.....	38
2.6. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	38
2.7. CLASIFICACIÓN DE LA CARGA DE LÍQUIDO.....	41
2.8. PROBLEMAS CAUSADOS POR LA CARGA DE LÍQUIDO	43
2.9. REQUERIMIENTOS DE GAS MÍNIMO	43
III. MANEJO DE LA FASE LÍQUIDA	45

3.1 VELOCIDAD CRÍTICA.	45
3.2 MÉTODOS PREVENTIVOS	47
3.2.1. <i>Modelo de Turner.</i>	47
3.2.2. <i>Modelo de Coleman.</i>	50
3.2.3. <i>Modelo de Nossier.</i>	51
3.2.4. <i>Modelo de Li.</i>	52
3.2.5 <i>Modelo de Zhou y Yuan.</i>	54
3.2.6 <i>Modelo de Gou.</i>	57
3.3 MÉTODOS DE ELIMINACIÓN.....	63
3.3.1. <i>Sarta de velocidad.</i>	63
3.3.2. <i>Separación del gas y el líquido en el fondo del pozo.</i>	69
3.3.3. <i>Émbolo Viajero.</i>	72
3.3.4. <i>Espuma.</i>	75
3.3.5. <i>Bombeo mecánico.</i>	79
3.3.6. <i>Bombeo neumático.</i>	83
3.3.8 <i>Bombeo electrocentrífugo.</i>	93
3.4. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN.....	97
3.4.1 <i>Costos del equipo.</i>	97
3.4.2 <i>Costos de operación.</i>	97
3.4.3 <i>Disponibilidad de equipo.</i>	98
3.4.4 <i>Equipo existente.</i>	99
3.4.5 <i>Localización.</i>	99
3.4.6 <i>Relación gas líquido (RGL).</i>	99
3.4.7 <i>Producción de Líquidos.</i>	100
3.4.8 <i>Arenas, Parafinas e incrustaciones.</i>	100
3.4.9 <i>Desviación del agujero.</i>	100
IV. CASO DE APLICACIÓN EN MÉXICO.	101
4.1 INTRODUCCIÓN.	101
4.2 PROBLEMÁTICA.....	102
4.3 ESTADO MECÁNICO.	102
4.4 INFORMACIÓN REQUERIDA.....	103
4.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL POZO A, EN ESTADO ESTACIONARIO.	104
4.6 SOLUCIÓN.....	110
CONCLUSIONES.....	113
RECOMENDACIONES.....	114
NOMENCLATURA.....	115
FIGURAS.	118
TABLAS.	122
BIBLIOGRAFÍA.	123

Objetivo General.

Presentar los diferentes métodos para la prevención y manejo de la fase líquida en pozos de gas, para mejorar la vida productiva del pozo.

Objetivos Específicos.

- Mostrar los síntomas de un pozo cuando empieza a tener problemas de carga de líquidos.
- Mostrar los diferentes modelos que se pueden utilizar para la prevención de la carga de líquido, mediante el cálculo de la velocidad y gasto crítico.
- Presentar las diversas alternativas de solución para la descarga de líquidos.

Problemática.

La aparición de la fase líquida en pozos de gas es un grave problema ya que si no se trata a tiempo resulta en un cierre temprano del pozo, afectando la producción total del hidrocarburo y la escasez para su autoabastecimiento.

Introducción.

El gas natural es considerado para ser la principal fuente de energía fósil para las próximas décadas. La participación del gas de lutitas en la producción total de gas natural está incrementando significativamente y se espera que domine el suministro de gas natural. Durante la producción de gas, la fase líquida, mejor conocida como carga de líquido y así le nombraremos de aquí en adelante, es considerado uno de los problemas de producción más importante.

La carga de líquido ocurre en la mayoría de los pozos de gas marginales. La incapacidad del gas para llevar el líquido a la superficie resulta en la acumulación de líquido en el fondo del pozo, lo cual se conoce como carga de líquido.

La carga de líquido puede causar incremento en la contrapresión del pozo, reduciendo la producción de gas. Finalmente, si el líquido no es removido, el pozo será incapaz de producir gas y se tendrá que abandonar.

La carga de líquido ha sido reconocida como uno de los problemas más graves en la producción de gas durante varios años. Actualmente la predicción del problema es de vital importancia para tomar medidas oportunas para resolver el problema.

Esta tesis trata sobre el manejo de la carga de líquido en pozos de gas, consiste de cuatro capítulos.

En el capítulo uno se discuten los fundamentos de los yacimientos de gas. La composición y propiedades del gas natural, la clasificación del gas natural y de los yacimientos de gas de acuerdo a diferentes criterios, así como la importancia de los yacimientos de gas.

En el capítulo dos se define el concepto de carga de líquido, su clasificación, los síntomas que presenta el pozo cuando empieza a tener problemas de carga, de tal forma, que el supervisor de campo pueda diagnosticar si se está presentando el problema, así como las causas y consecuencias que tiene la carga de líquido.

En el capítulo tres se describen los métodos preventivos de la carga de líquido, es decir, los modelos que se desarrollaron para obtener la velocidad crítica del gas, que es la velocidad mínima que el gas debe tener para suspender o arrastrar las gotas de líquido, en este capítulo también se discutirán los métodos de eliminación.

El capítulo cuatro corresponde a un caso de aplicación en México, específicamente, en un pozo del Activo Integral Burgos, el cual presenta carga de

líquido, se verá cómo se identifica y resuelve la carga de líquido con ayuda del simulador Pipesim.

I. Fundamentos de los yacimientos de gas.

La producción de gas natural ha ido incrementando año con año en el mundo y en México, los ingresos que se generan por la producción de gas natural se han incrementado en comparación con la producción de aceite, por esto es importante tener conocimientos sobre la ingeniería de yacimientos de gas. La ingeniería de yacimientos tiene como objetivo evaluar el comportamiento, tomando en cuenta la protección ambiental y la seguridad, para maximizar su rentabilidad y la recuperación final de los yacimientos de aceite y gas, en que esta se puede prever y aumentar si el yacimiento se analiza y administra correctamente.

En la ingeniería de yacimientos de gas se aplican técnicas de ingeniería para evaluar el comportamiento de los yacimientos bajo los diferentes mecanismos de desplazamiento de fluidos, esto permite llevar a cabo una explotación racional del hidrocarburo.

Actualmente el gas natural es uno de los hidrocarburos más utilizados por sus ventajas económicas, ecológicas y de seguridad, es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones normales de presión y temperatura, está compuesto aproximadamente en un 95% de metano (CH_4), que es la molécula más simple de los hidrocarburos. Además puede contener pequeñas cantidades de etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua. El carbono y el hidrógeno están relacionados bajo la fórmula $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.

Algunas ventajas del gas natural son:

- Tiene combustión muy limpia.
- Es seguro de transportar.
- Se evita la concentración y reduce el riesgo de explosiones en fugas.
- Reduce costos de mantenimiento de equipos de combustión.
- Incrementa la eficiencia de los procesos de generación de energía.

1.1. Propiedades del gas natural.

Las propiedades del gas cambian considerablemente respecto a las propiedades del líquido, principalmente por las moléculas del gas que se encuentran más alejadas respecto a las moléculas del líquido.

Las propiedades físicas de un gas natural se obtienen de manera directa a través de mediciones de laboratorio o por pronósticos a partir de la composición química de la mezcla de los gases. Algunas propiedades se muestran a continuación.

1.1.1. Peso molecular del gas (M_w).

Un mol de cualquier gas tiene un mismo número de moléculas, por lo tanto este valor será constante. El número de moléculas en un mol es el Número de Avogadro que es de 6.02×10^{23} unidades elementales, esta cantidad es enorme y con ella podemos medir el peso de todos los elementos.

Peso molecular aparente. El peso molecular para una mezcla de gas con n_c componentes es llamado aparente o peso molecular promedio molar y se determina de la siguiente manera:

$$M_a = \sum_{j=1}^{n_c} y_j M_j \dots \dots \dots (1.1)$$

Donde:

M_a = Peso molecular aparente de la mezcla de gases en [lbm/lbm-mol].

M_j = Peso molecular del componente j-ésimo de la mezcla de gas en [lbm/lbm-mol].

y_j = Fracción mol de la fase de gas del componente j-ésimo en fracción o en porcentaje.

1.1.2. Densidad del gas (ρ_g).

La densidad del gas es la cantidad de masa por unidad de volumen. La densidad de los gases varía demasiado, aumentando de manera casi proporcional a la presión, de tal manera, a una temperatura y una presión dada se puede derivar de la siguiente forma:

$$\rho_g = \frac{\text{masa}}{\text{volumen}} = \frac{nM_w}{V}. \dots\dots\dots (1.2)$$

$$\rho_g = \frac{\frac{pV}{RT}M_w}{V} = \frac{pM_w}{RT}. \dots\dots\dots (1.3)$$

Donde:

M_w = Peso Molecular.

Debido a su conveniencia la densidad relativa es más utilizada que la densidad normal.

La densidad relativa se define como la relación de la densidad de un gas a ciertas condiciones de presión y temperatura con respecto a la densidad del aire a la misma presión y temperatura, por lo general estas condiciones son cercanas a los 60 °F y a una presión atmosférica. La ecuación 1.4 representa a la ecuación de la densidad relativa:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}. \dots\dots\dots (1.4)$$

Donde:

γ_g = Densidad relativa del gas [adim].

ρ_g = Densidad de la mezcla de gases en [lbm/ft³].

ρ_{aire} = Densidad del aire en [lbm/ft³].

La densidad relativa es independiente de la presión y de la temperatura cuando un gas obedece la ley de los gases ideales. Por lo tanto, la densidad relativa del gas se puede representar combinando las ecuaciones (1.3) y (1.4) como:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM_w}{RT}}{\frac{p(M_{aire})}{RT}}. \dots\dots\dots (1.5)$$

$$\gamma_g = \frac{M_w}{M_{aire}}. \dots\dots\dots (1.6)$$

Donde:

M_{aire} = Peso molecular del aire.

1.1.3. Viscosidad del gas (μ_g).

Propiedad que se utiliza para determinar la resistencia al flujo que presenta el gas durante su producción y transporte. Por lo general, la viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas la viscosidad aumenta con la temperatura. Sus unidades son los centipoises (cp).

Los factores que afectan la viscosidad de un gas son:

- a) A bajas presiones (<1000-1500 lpc), a medida que incrementa la temperatura aumenta la viscosidad del gas, esto se debe al aumento de la energía cinética de las moléculas que producen gran número de choques intermoleculares.
- b) A elevadas presiones (>1000-1500 lpc), a medida que incrementa la temperatura disminuye la viscosidad de un gas debido a la expansión térmica de las moléculas.
- c) A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas incrementa con el aumento de presión por la disminución de las distancias intermoleculares.
- d) A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.

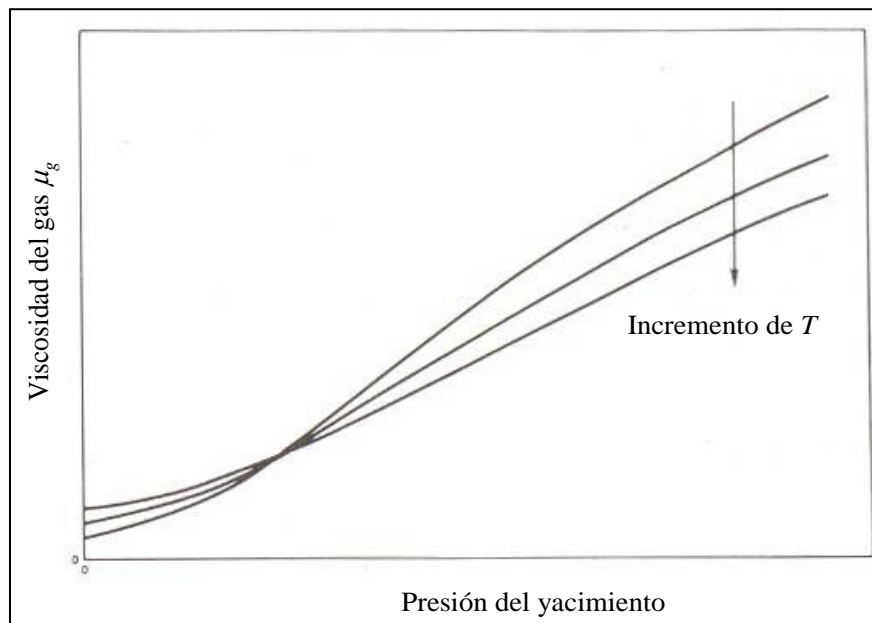


Figura 1.1. Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes (Apuntes AIY, 2013).

1.1.4. Factor de compresibilidad del gas.

Un gas ideal es aquel donde el volumen que ocupan sus moléculas es insignificante en comparación al volumen total que ocupa el gas, no existen fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas y no existe pérdida de energía interna durante los choques, debido a que estos choques son perfectamente elásticos.

Los gases ideales no existen en la realidad, pero muchos gases cerca de la temperatura y presión atmosférica se aproximan a la idealidad.

A alta presión (>50 lpc) y moderadas temperaturas (70-250 °F), el gas natural tiene un comportamiento real y no ideal. En el comportamiento real es necesario tener en cuenta el volumen ocupado por las moléculas y las fuerzas de atracción y repulsión entre ellas. La ecuación que describe a los gases ideales es:

$$PV = NRT. \dots\dots\dots(1.7)$$

Donde:

P=Presión absoluta.

T=temperatura absoluta.

V=Volumen.

N=Número de moles.

R= Constante universal de los gases.

El valor de R depende de las unidades que se usen. Algunos valores de R se muestran en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Constante universal de los gases

Valor de R	Presión	Volumen	Temperatura	n
10.7316	Psi	ft ³	°R	lbm-mol
0.73024	Atm	ft ³	°R	lbm-mol
8.20575	Atm	m ³	K	mol
8.31447	Pa	m ³	K	mol
8.31447	kPa	L	K	mol

En la ecuación del comportamiento de los gases ideales no se tiene en cuenta el volumen ocupado por las moléculas ni las fuerzas de atracción y repulsión entre ellas, además que la ecuación solo se puede utilizar a bajas presiones (<50 lpca) y temperaturas moderadas.

Cuando los gases presentan un comportamiento no ideal se utiliza un factor de corrección.

1.1.5. Factor de volumen del gas (B_g).

Se define como el volumen de gas a las condiciones del yacimiento requerido para producir la unidad de volumen de gas a condiciones de superficie, es decir:

$$B_g = \frac{(V_g) @ c. y}{(V_g) @ c. s.} \left[\frac{m^3 @ c. y.}{m^3 @ c. s.} \right]. \dots \dots \dots (1.8)$$

Donde:

B_g = Factor de volumen del gas [m^3/m^3].

$V_g@c.y$ = Volumen del gas a condiciones de yacimiento [m^3].

$V_g@c.s$ = Volumen del gas a condiciones estándar [m^3].

En la **Figura 1.2** se muestra la variación del factor de volumen del gas con respecto a la presión y a la temperatura del yacimiento. Este parámetro es utilizado para determinar volúmenes de gas en la superficie y el yacimiento.

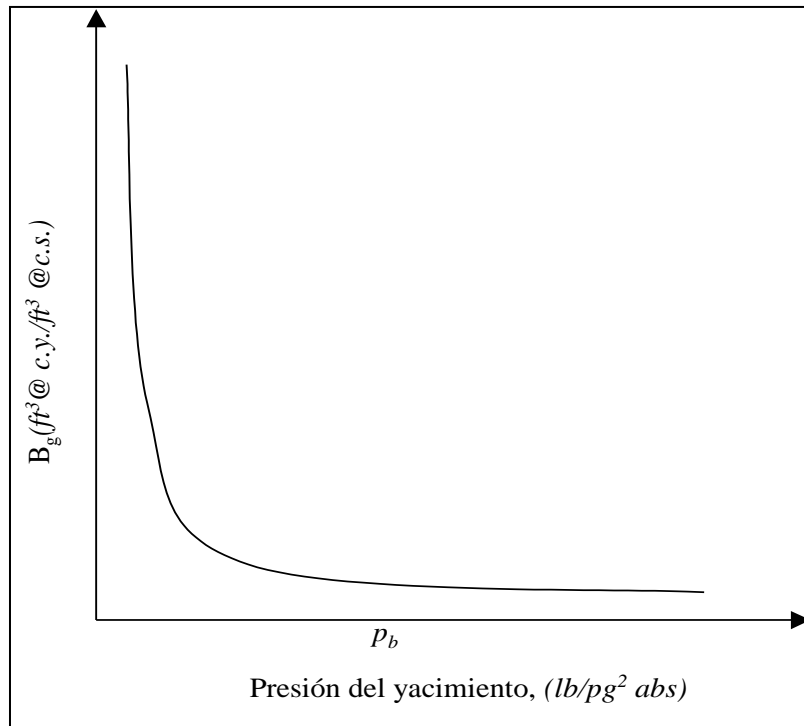


Figura 1.2. Variación del factor de volumen del gas (Apuntes AIY, 2013)

1.2. Composición del gas natural.

El principal componente del gas natural es el metano en un 95% aproximadamente, el metano se encuentra compuesto por un carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4), cada uno de los átomos de hidrógeno se encuentra unido al carbono por medio de un enlace covalente. Además del metano también se encuentra en menores porciones el etano, propano, butano, pentano y también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.

En la **figura 1.3** se muestran los componentes del gas natural antes de ser procesado.

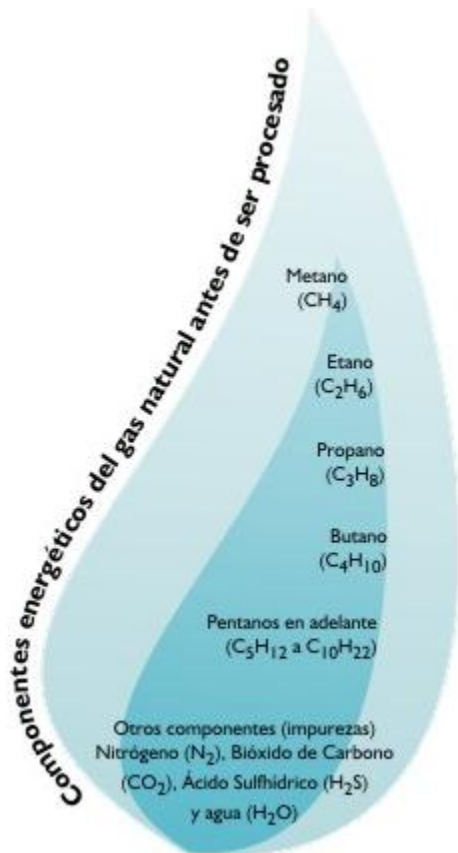


Figura 1.3. Componentes energéticos del gas natural antes de ser procesado (PEMEX, 2012).

La composición del gas natural depende de la geología, por esta razón existe una gran variedad de composiciones en todo el mundo. Aún en México podemos observar este fenómeno si obtenemos la composición del gas natural en las diferentes plantas de México, así como en las diferentes plataformas petroleras.

En la tabla 1.2 se muestra a manera de ilustración la composición y porcentajes molares que puede tener una muestra de gas natural.

Tabla 1.2. Composición de una muestra de gas natural

Componente	Fórmula química	Estado Físico	Composición [%]
Metano	CH ₄	Gaseoso	55-98
Etano	C ₂ H ₆	Gaseoso	0.10-20

Propano	C ₃ H ₈	Gaseoso	0.05-12
n-Butano	C ₄ H ₁₀	Gaseoso	0.01-0.80
Isobutano	C ₄ H ₁₀	Gaseoso	0.01-0.80
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0.01-0.80
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0.01-0.80
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	Líquido	0.01-0.50
n-Heptano	C ₇ H ₁₆	Líquido	0.01-0.40
Nitrógeno	N ₂	Gaseoso	0.10-5
Dióxido de Carbono	CO ₂	Gaseoso	0.20-30
Oxígeno	O ₂	Gaseoso	0.09-30
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S	Gaseoso	Trazas-28
Helio	He	Gaseoso	Trazas-4

1.3. Clasificación del gas natural.

1.3.1. De acuerdo a su origen.

Gas asociado. Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas no asociado. Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperaturas originales.

Tabla 1.3. Composición del gas asociado y no asociado

Componente	Fórmula	Gas Asociado [%]	Gas No Asociado [%]
Metano	CH ₄	60-80	95-98
Etano	C ₂ H ₆	10-20	1-3
Propano	C ₃ H ₈	5-12	0.5-1
Butano	C ₄ H ₁₀	2-5	0.2-0.5
Pentano	C ₅ H ₁₂	1-3	0.2-0.5
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8	0-8
Nitrógeno	N ₂	0-5	0-5
Ácido sulfhídrico	H ₂ S	0-5	0-5
Otros	A, He, Ne, Xe	Trazas	Trazas

1.3.2. De acuerdo a su composición.

Gas amargo. Gas natural que contiene cantidades significativas de ácido sulfhídrico. El gas amargo se trata usualmente con trietanolamina para remover los elementos indeseables.

Gas dulce. Gas natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

Gas húmedo. Lo mismo que gas rico, es decir, gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente. Gas que contiene vapor de agua.

Gas seco. Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 1000 BTU/ft³ estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

Tabla 1.4. Concentración de los componentes de los diferentes tipos de gas

Denominación Estándar	Gas Dulce Seco	Gas Amargo Seco	Gas Dulce Húmedo	Gas Amargo Húmedo
Componente	Gas No Asociado		Gas Asociado	
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
H ₂ S	<1%	>1%	<1%	>1%
CO ₂	<2%	>2%	<2%	>2%

1.4. Definición de yacimiento de gas.

Un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido, gaseoso o ambos. En un yacimiento de hidrocarburos deben de estar presentes cinco elementos básicos, los cuales son:

- 1) Fuente.
- 2) Camino migratorio.
- 3) Trampa.
- 4) Almacenaje/Porosidad.
- 5) Transmisibilidad/Permeabilidad.

Cuando la temperatura del yacimiento (T_y) es mayor que la temperatura crítica (T_c) del sistema de hidrocarburos, los yacimientos se clasifican como yacimientos de Gas Natural; pueden ser de gas y condensado, de gas húmedo o de gas seco. En un diagrama p-T quedan situados a la derecha de la cricondenterma.

1.5. Clasificación de los yacimientos de gas.

1.5.1. De acuerdo al tipo de trampa.

Estructurales. Son originadas por procesos tectónicos, gravitacionales y de compactación, están controladas por estructuras geológicas como pueden ser los anticlinales, las fallas o la penetración de domos salinos.

Estratigráficas. Están controladas por las relaciones estratigráficas de los cuerpos sedimentarios, sean éstas depositacionales o postdepositacionales, se deben a cambios de facies o discordancias.

1.5.2. De acuerdo al tipo de fluidos almacenados.

Yacimientos de gas seco. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

Yacimientos 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 2 fases.

Yacimientos de gas y condensado. Las condiciones de presión, temperatura y composición permiten que en cierta etapa de la explotación se presente el fenómeno de condensación retrógrada y la producción en la superficie sea en 2 fases.

1.5.3. De acuerdo al diagrama de fases.

La mejor forma de observar los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos que se presentan naturalmente en yacimientos de petróleo y gas o condensado es mediante un diagrama Presión – Temperatura (P-T) como el que se muestra a en la **figura 1.4**.

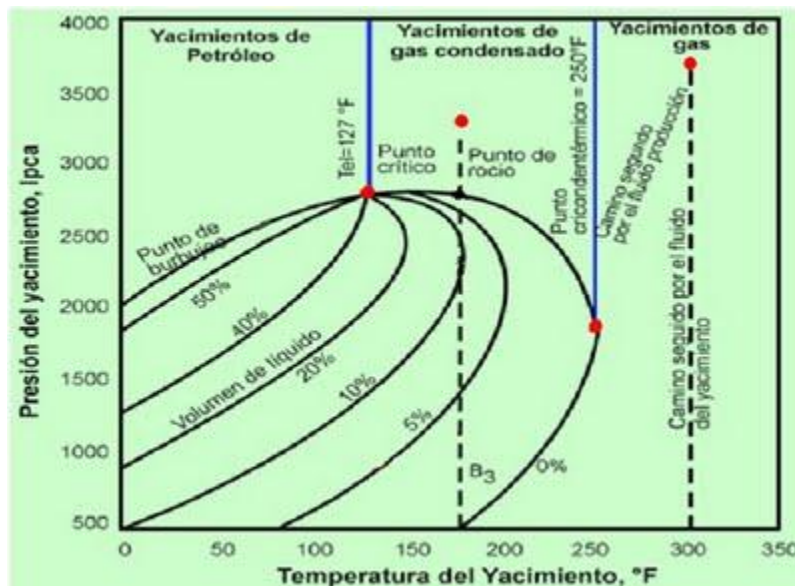


Figura 1.4. Diagrama de fases P-T (Apuntes de IYG, 2013).

En la figura 1.4, en los puntos de burbujeo el sistema se encuentra en fase líquida en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas.

En los puntos de rocío el sistema se encuentra en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

A las condiciones del punto crítico, es decir donde las curvas de burbujeo y de rocío se unen, las propiedades intensivas del gas y líquido son idénticas.

Los yacimientos de gas se clasifican en función de la localización del punto crítico, respecto al diagrama Presión-Temperatura de los fluidos, en:

Yacimiento de gas seco. Está formado principalmente por gas metano ($C_1 > 90\%$) y algunos intermedios. No hay presencia de líquidos ni en el yacimiento ni en la superficie. Pero, a temperaturas criogénicas, menores de $50\text{ }^\circ\text{F}$, se puede obtener fluidos de estos gases.

La temperatura del yacimiento es mucho mayor que la temperatura de la cricondenterma.

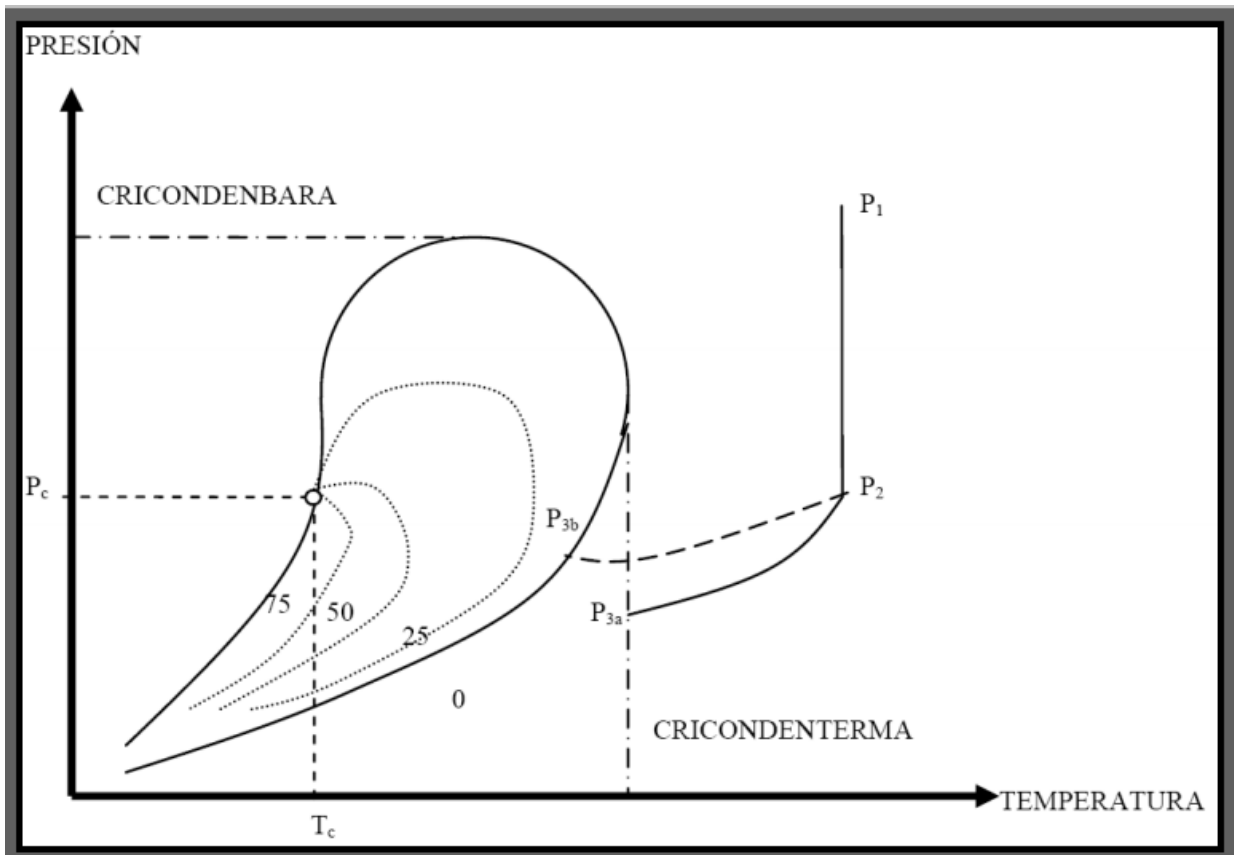


Figura 1.5. Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco (Apuntes de IYG, 2013).

- Su composición es principalmente de componentes ligeros.
- Su producción en superficie es de gas.
- Su RGA es mayor a $20000\text{ [m}^3/\text{m}^3]$.
- Su densidad es mayor a $0.50\text{ [g/cm}^3]$ @ c.y.

Yacimiento de gas húmedo. Se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. El término “húmedo” proviene de que a las condiciones de separación en superficie la mezcla cae en la región de dos fases generando relaciones gas-líquido mayor a 15000 PCN/N .

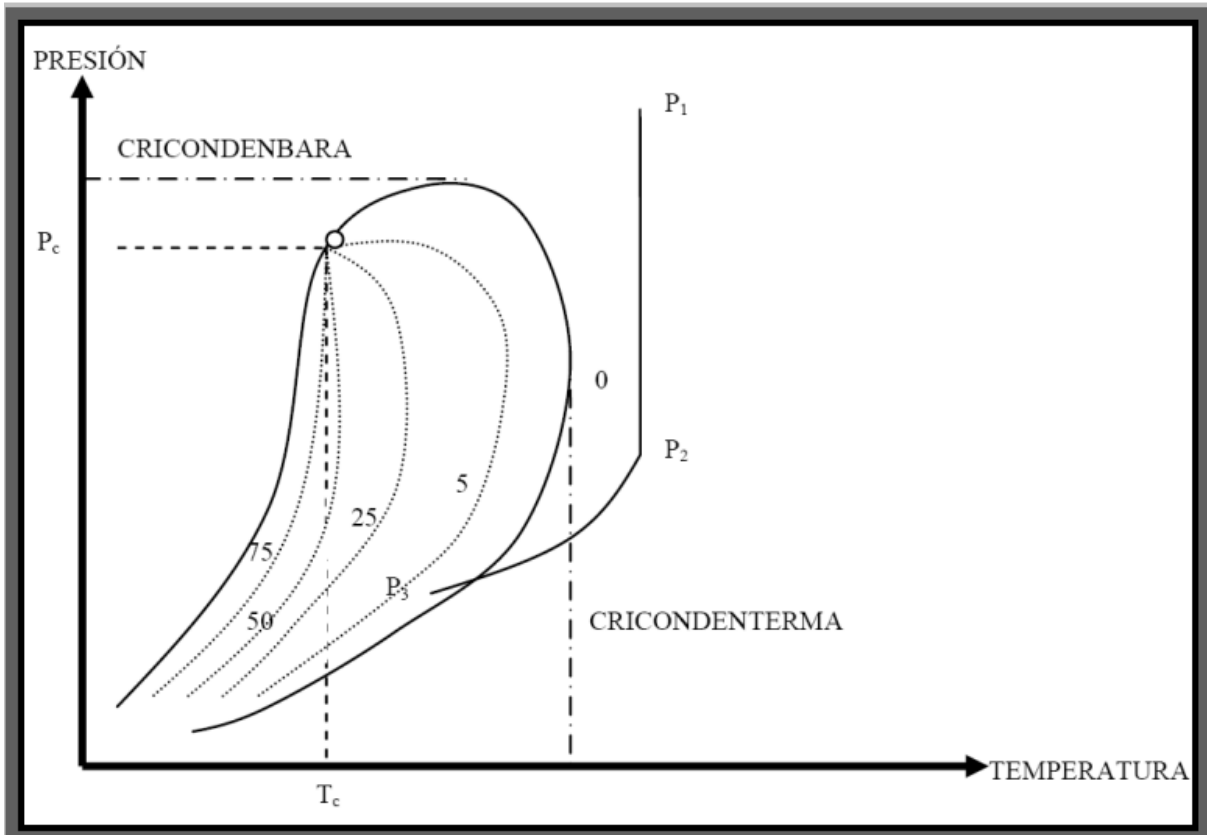


Figura 1.6. Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo (Apuntes de IYG, 2013).

- La temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura de la cricodenterma.
- Su producción en superficie es gas y aceite en menor cantidad.
- Su RGA es entre 10000 y 20000 [m³/m³].
- Su densidad es entre 0.65 y 0.80 [g/cm³].

Yacimiento de gas y condensado. En la composición de la mezcla de hidrocarburos aún predomina el metano ($C_1 > 60\%$). Un gas condensado es un gas con líquido disuelto.

Un gas condensado muestra condensación retrógrada isotérmicamente en un rango de temperaturas (200°-400°F) y presiones (3000-8000 lpc) normales en yacimientos.

Entre más rico en componentes pesados (C_{5+}) sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del condensado.

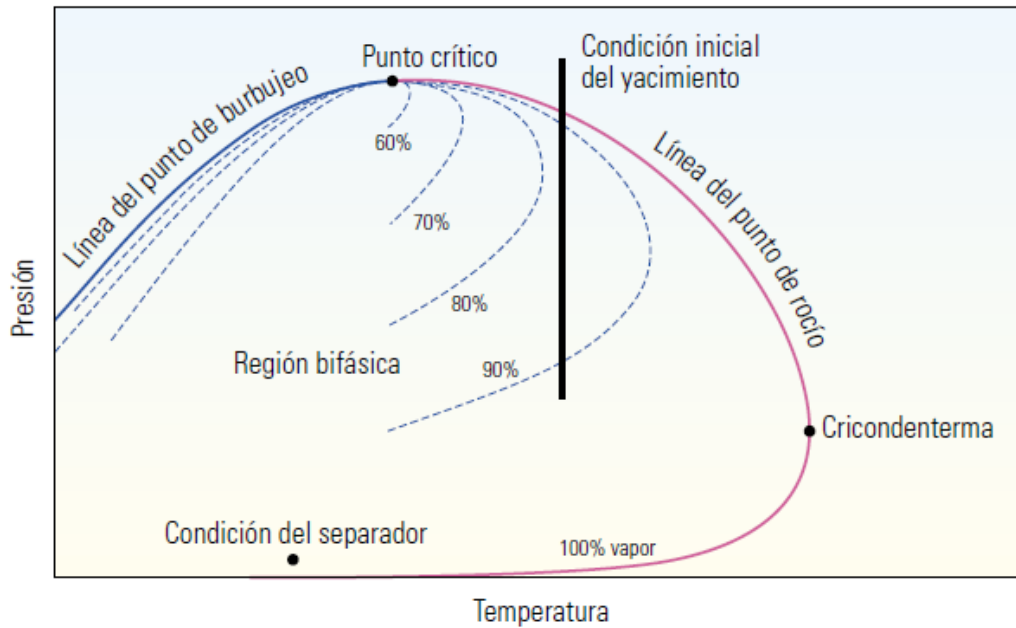


Figura 1.7. Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado (Schlumberger, 2006).

- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la de la cricondenterma.
- Su producción en superficie es de aceite y gas.
- Su RGA está entre 500 y 1500 $[m^3/m^3]$.
- Su densidad se encuentra entre 0.70 y 0.80 $[g/cm^3]$.

Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto		Yacimientos de Gas y Condensados		
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y Condensados	Gas Humedo	Gas Seco
Características					
Diagrama de Fase					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \leq T_c$	$T_c < T_y < \text{Cricondenbar}$	$T_y < \text{Cricondenbar}$	$T_y < \text{Cricondenbar}$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. cercano a la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondenbarma	P. C. a la izquierda de la Cricondenbarma
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y Yacimiento Saturado [2 fases]	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	Py nunca entra a la region de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de Calidad	Muy pegado a la linea de puntos de rocío	Más separados de la linea de rocío	Tienden a pegarse a la linea de puntos de burbuja	Más pegados a la linea de puntos de burbuja	Casi pegados a la linea de puntos de burbuja
Singularidades	_____	_____	Fenómenos Retrogados	_____	_____
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	< 200	200 --- 1,000	500 --- 15,000	10,000 --- 20,000	< 20,000
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75

Figura 1.8. Resumen de los diagramas de fases de los yacimientos (Apuntes IYG, 2013)

1.6. Importancia de los yacimientos de gas.

En los últimos años el mercado internacional de gas natural se ha caracterizado por un mayor consumo, resultado de los beneficios ecológicos y económicos que ofrece respecto a otros combustibles, lo que lo ha llevado a convertirse en la tercera fuente de energía primaria más importante, después del petróleo y el carbón.

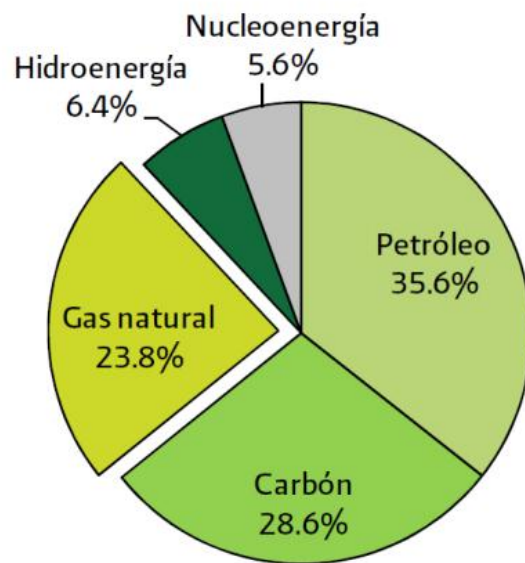


Figura 1.9. Consumo de las fuentes de energía (Apuntes IYG, 2013).

La producción de gas natural en México aumentó de 5,676 (en 2012) a 5,679 (en 2013) [MMPCD] y en lo que va del 2014 la producción ha sido de 5,830 [MMPCD]. Del 2000 al 2012 la demanda de gas natural aumentó 88% y no se logró cubrir la demanda interna, por lo que se tiene que recurrir a las importaciones de gas, afectando considerablemente a la economía.

II. Fase líquida en pozos de gas.

2.1. Flujo multifásico en pozos de gas.

Para entender los efectos de los líquidos en un pozo de gas, es necesario comprender como las fases del líquido y del gas interactúan bajo condiciones de flujo.

El flujo multifásico en una tubería vertical generalmente es representado por cuatro regímenes de flujo básicos. Un régimen de flujo se determina por la velocidad de las fases del líquido y el gas, así como las cantidades relativas de estas fases.

Los regímenes que se pueden presentar en un pozo de gas son:

- **Flujo Burbuja:** La TP está casi completamente llena de líquido, el líquido está en contacto con la superficie de la pared y es la fase continua. El gas libre se presenta como pequeñas burbujas y reducen la densidad de la mezcla.

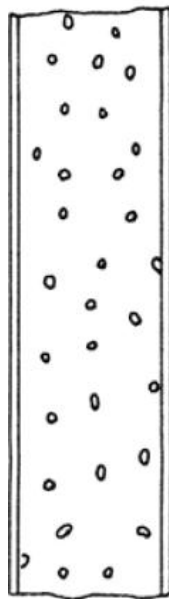


Figura 2.1. Flujo burbuja (Garaicochea et al).

- **Flujo Bache.** A medida que las burbujas de gas se acercan a la superficie se van expandiendo y se unen en burbujas más grandes hasta formar baches. El gas y el líquido afectan el gradiente de presión de manera significativa. La fase líquida es la fase continua.

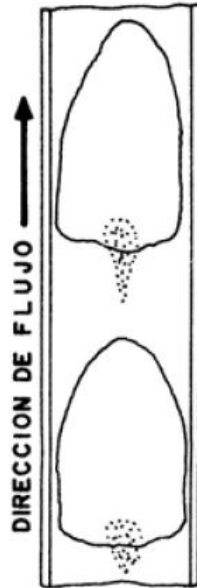


Figura 2.2. Flujo bache (Garaicochea et al.).

- **Flujo Transición Bache-Anular.** Se presenta un cambio en la fase continua, ahora la fase continua es el gas. Los líquidos pueden ser arrastrados como gotas en el gas. Los efectos del líquido en el gradiente de presión aún son significativos.

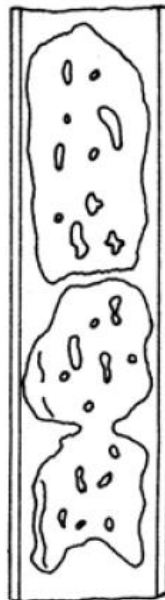


Figura 2.3. Flujo Transición (Garaicochea et al.).

- **Flujo Anular-Niebla.** El líquido es arrastrado en el gas como una niebla, la pared de la tubería es cubierta por una pequeña película de líquido. La fase

continua es el gas y el gradiente de presión está determinado predominante por el flujo de gas.

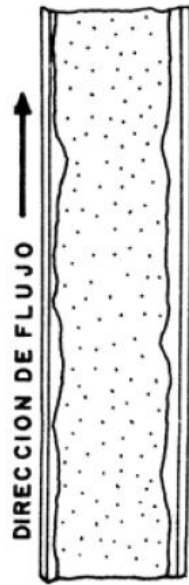


Figura 2.4. Flujo Anular-Niebla (Garacoichea et al.)

En la **figura 2.5** podemos observar cómo la cantidad de gas aumenta dependiendo del régimen de flujo en que se encuentre, los pozos de gas necesitan un régimen de flujo niebla para poder transportar de forma segura las gotas de líquido hacia la superficie.

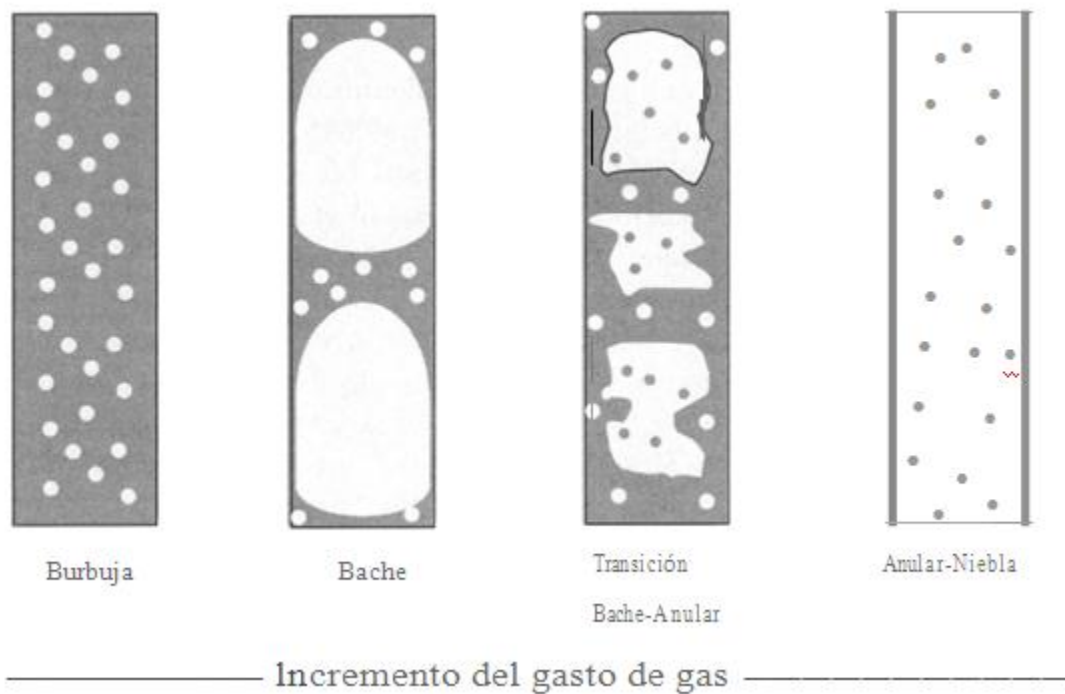


Figura 2.5. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical (Modificado de Lea et al, 2003)

2.2. Carga de líquido.

Los pozos de gas suelen producir gas natural transportando el agua líquida y/o condensado en forma de niebla. A medida que la velocidad del flujo de gas en el pozo cae, debido al agotamiento de la presión del yacimiento, la capacidad del transporte del gas disminuye. Cuando la velocidad del gas cae a un nivel crítico, los líquidos comienzan a acumularse en el pozo y el flujo del pozo puede someterse a un régimen de flujo anular seguido por un régimen de flujo bache.

La acumulación de líquidos (carga de líquido) incrementa la presión de fondo del pozo que reduce el gasto de producción de gas. Un bajo gasto de producción de gas causará que la velocidad del gas siga bajando. Finalmente, el pozo se someterá a régimen de flujo burbuja y dejará de producir.

Antes de que ocurra la carga de líquido, el líquido y el gas producen juntos bajo condiciones de flujo anular. Como se acumula más agua o condensado en el sistema y la cantidad de gas se reduce, el patrón de flujo en el agujero del pozo cambiará de anular a flujo bache. Este límite de transición de flujo anular a bache es usado como criterio para determinar la carga de líquido.

Cuando el gas natural es producido a partir de pozos de gas, siempre está acompañado de líquido. Después de un cierto punto, el gasto del gas cae al nivel que es incapaz de llevar todo el líquido a la superficie, lo que resulta en la acumulación de líquido en el fondo del pozo y conduce a la carga de líquido. En la etapa temprana de la producción de gas cuando el gasto del gas es alta, el gas y el líquido se producen como flujo anular, donde el gas se desplaza en el centro de la tubería que transporta parte del líquido en forma de gotitas discontinuas y la mayor parte de líquido es transportado como una película delgada unida a la pared de la tubería. Con el tiempo, más y más agua se evapora de la formación y se condensa en el agujero del pozo. Debido a una disminución de la presión del yacimiento, el gasto de gas disminuye y el gas no puede proporcionar suficiente energía para descargar todo el líquido en el pozo. Esta caída del gasto de gas resulta en la acumulación de líquido en el fondo del pozo y crea un aumento en la contrapresión del yacimiento, lo que reducirá aún más el gasto de gas. Eventualmente, si la presión del gas no se puede construir para superar la columna de líquido, el pozo dejará de producir. En la etapa intermedia, los cambios en el flujo a flujo bache, como el líquido bache serán producidos alternando con el flujo de gas. La transición entre el flujo anular y el flujo bache puede ser considerado como un inicio de inestabilidad o carga de líquido. Es conveniente predecir con exactitud esta transición de manera que los métodos de levantamiento artificial apropiados pueden ser implementados para asegurar la producción sin problemas desde el pozo.

La carga de líquido está definida como el gasto de flujo volumétrico del líquido entre el gasto del flujo volumétrico del gas a condiciones estándar.

El primer paso en el descubrimiento temprano o amenaza potencial de carga de líquido en los pozos de gas es la identificación de las amenazas que plantea la carga de líquido en dichos pozos. La carga de líquido no siempre es obvia, pero en caso de formarse, los pozos candidatos tienen al menos uno de los siguientes síntomas:

- La aparición de baches de líquido en la superficie del pozo.
- La creciente diferencia entre la presión de la TP y la TR con el tiempo.
- Los cambios bruscos (más pesado) en los gradientes en un estudio de la presión de flujo.
- Fuertes caídas en la curva de declinación de la producción.
- Cese de la producción de líquido.
- Fluctuante producción de gas.

Por lo tanto, cualquier pozo que presenta alguna o algunas de estas características tiene una amenaza del problema de carga de líquido.

Las principales causas o factores que contribuyen a la carga de líquido en los pozos de gas incluyen:

- Pérdida de presión.
- Alta presión en la boca del pozo.
- Mal diseñado de la terminación del pozo.
- Alta relación gas condensado (RGC).
- Fugas, canalización y cambios en los regímenes de flujo.

Las consecuencias de la carga de líquido son:

- Baja productividad.
- Intermitentes confinados.
- Altos costos de operación.
- Abandono temprano y posible matanza del pozo.

En la **figura 3.6** se ilustra la secuencia de carga de líquido típica.

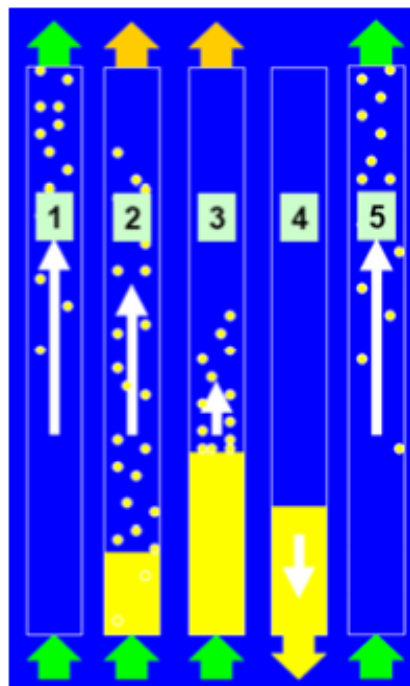


Figura 2.6. Mecanismo de carga de líquido (Veeken et al., 2003)

Comienza con un gasto de flujo de gas que es lo suficientemente alto para el transporte de todos los líquidos a la superficie y no hay de retroceso de líquido en el pozo (1). Sin embargo, como la velocidad del gas disminuye o el contenido de líquido en el pozo se eleva, hay energía insuficiente en el pozo para llevar a todos los líquidos a la superficie y algo de líquido empieza a caer (2). Como la cabeza hidrostática del fondo de pozo incrementa (3), la columna de líquido que se ha acumulado en el pozo puede volver a entrar en la región vecina al pozo del yacimiento (4). Esto resulta en que el pozo llegue a ser "descargado" de modo que puede fluir una vez más, con el gas llevando a todos los líquidos a la superficie (5). Este ciclo continúa, proporcionando la respuesta intermitente típica de los pozos de gas cargados de líquido, hasta que el potencial de los yacimientos comienza a caer o el rendimiento del líquido se eleva.

La presencia de la fase líquida en el pozo es debido a:

- La condensación del vapor de agua a lo largo del pozo.
- Abandono de condensado en la región cercana al agujero del pozo del yacimiento (con saturación de condensado por encima del valor crítico) o en el agujero del pozo, como disminuye la presión y la temperatura de fondo de pozo a la superficie.
- La entrada de agua de formación, debido a la disminución de la presión del yacimiento.

2.3. Fuente de líquidos.

Incluso si la cantidad producida de líquidos es muy pequeña casi cada pozo de gas produce líquidos junto con el gas. Estos líquidos pueden estar libres de agua, agua condensada y/o hidrocarburo condensado. Los condensados pueden ser producidos como líquido o vapor dependiendo de la presión del yacimiento y del pozo. Los líquidos producidos junto con el gas pueden tener varias fuentes dependiendo de las condiciones y el tipo de yacimiento del cual el gas es producido:

- Agua congénita.
- Agua de acuífero.
- Agua condensada.
- Hidrocarburos condensados.
- Producción de agua desde otra zona.
- Agua libre de formación.

2.4. Síntomas de la carga de líquido.

Durante la vida de un pozo de gas es común que la cantidad de líquido producido aumente mientras que el volumen de gas disminuye. Esto, por lo general, resulta en la acumulación de líquido en el fondo del pozo provocando que el pozo fluya erráticamente y en el peor de los casos que muera.

Si la carga de líquido ocurre de manera inadvertida, los líquidos se podrían acumular en lugares muy cercanos al yacimiento, provocando un daño temporal o permanente. Es de suma importancia que se detecten los efectos generados por la carga de líquido en etapas tempranas y así evitar la pérdida de producción y daños al yacimiento.

Los pozos de gas con carga de líquido presentan ciertos síntomas, los cuales en algunas ocasiones son fáciles de identificar.

Los síntomas que indican cuando un pozo está cargado de líquido son:

- Presencia de picos de presión registrados a través del equipo de medición.
- Aumento en la declinación del gasto.
- Diminución de la presión en la TP a medida que aumenta la presión en la TR.
- El registro de presión muestra un cambio agudo y distintivo en el gradiente de presión.
- Cese de la producción de líquidos.

2.4.1 Presencia de picos en la presión en la placa de orificio.

Con los datos de producción registrados de un sistema de recolección de datos automatizados o registrador de presión de dos plumas se puede detectar la carga de líquido. Estos equipos registran la medición de flujo de gas a través de un orificio a lo largo del tiempo y cuando pasa un bache de líquido por el orificio, la densidad del líquido provoca un pico de presión, lo cual indica que los líquidos empiezan a acumularse en el fondo del pozo.

La **figura 2.7** es un registrador de dos plumas y a la izquierda se observa un pozo que produce líquidos de manera normal en flujo niebla y a la derecha se muestra un pozo que comienza a tener problemas de carga de líquido.

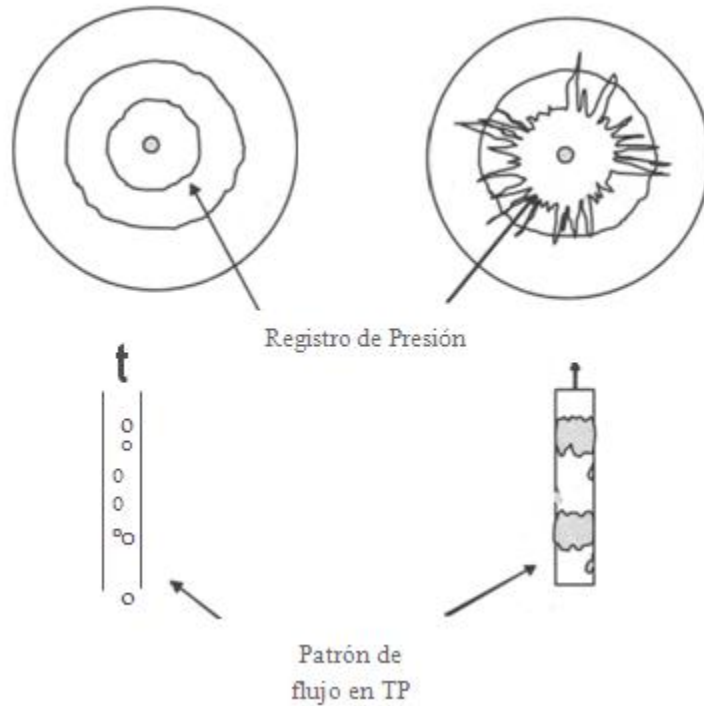


Figura 2.7. Registrador de dos plumas (Modificado de Lea et al., 2003).

Cuando los líquidos se comienzan a acumular en el fondo del pozo, los picos de presión en el registrador llegan a ser más frecuentes. La gráfica del pozo mostrada en la figura indica carga de líquido.

2.4.2 Análisis de la curva de declinación.

La forma de la curva de declinación de un pozo puede indicar problemas de carga de líquido, éstas curvas se tienen que analizar a lo largo del tiempo, buscando cambios en la tendencia general de la curva.

La **figura 2.8** muestra un par de curvas de declinación. Un pozo de gas que produce de manera normal presenta una declinación exponencial suavizada, considerando la declinación del yacimiento. En cambio la curva con fluctuaciones pronunciadas, es un indicador de carga de líquido en el fondo del pozo, y se puede observar como el pozo declinará más rápido.

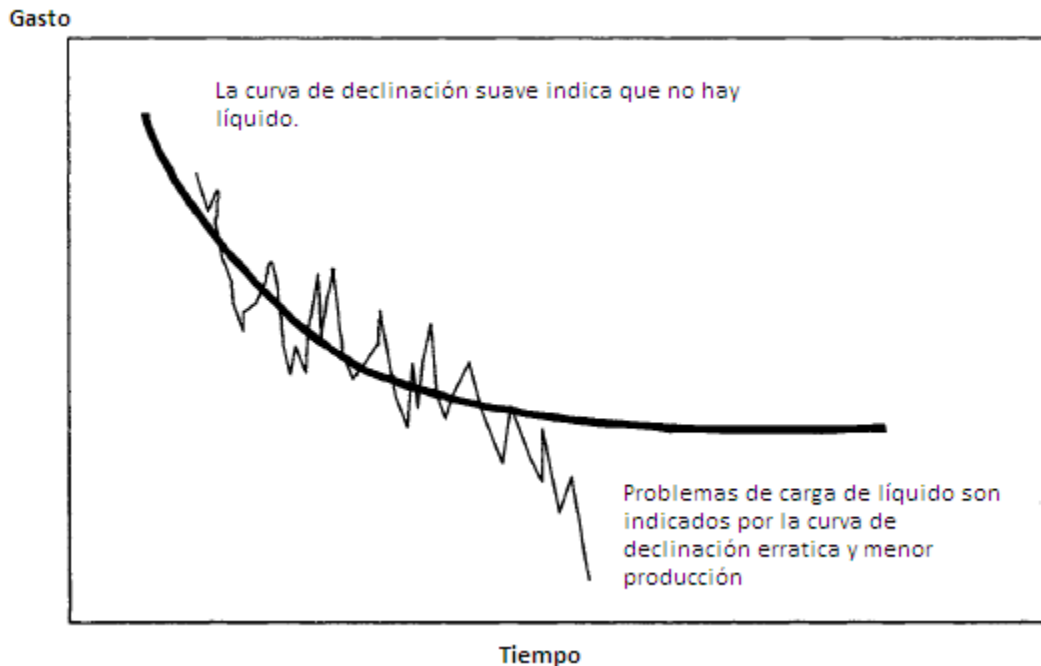


Figura 2.8. Análisis de la curva de declinación (Modificado de Lea et al., 2003).

2.4.3 Caída de presión en la TP con elevación en la presión de la TR.

Cuando se acumula líquido en el fondo del pozo, la carga adicional de presión sobre la formación disminuye la presión superficial de la TP.

En terminaciones sin empacador la presencia de líquidos en la TP se muestra como un aumento en la presión de superficie de la TR a medida que los líquidos conducen al yacimiento a un flujo menor. Conforme el gas se va produciendo del yacimiento, se va colando dentro del espacio anular entre la TP y la TR, el gas se expone a la presión elevada de la formación y provoca un aumento en la TR. Por lo tanto, una caída de presión en la TP y un aumento en la presión de la TR son indicadores de carga de líquido. En la **figura 2.9** se observa el comportamiento de la TP y TR ante la presencia de la acumulación de líquido en el fondo.

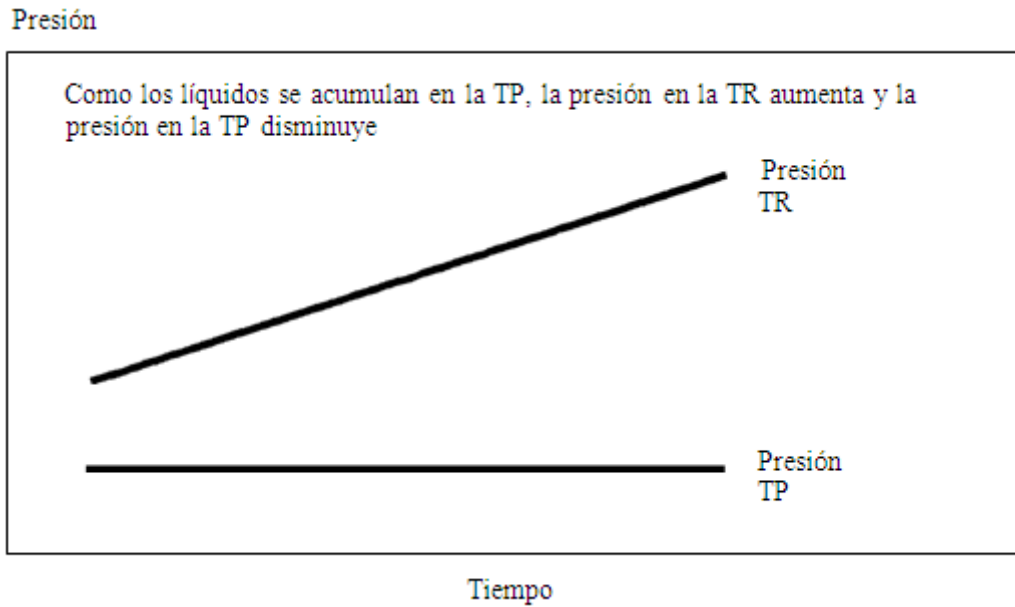


Figura 2.9. Indicadores de presión en la TP y TR (Modificado de Lea et al., 2003).

2.4.4 Registros de la presión mostrando el nivel de líquido en la TP.

Los registros de presión estática o fluyente son quizás el método más preciso disponible para determinar el nivel de líquido en un pozo de gas y así determinar si se está presentando la carga de líquido.

Los registros de presión realizan la lectura de la presión contra la profundidad del pozo, ya sea que el pozo se encuentre cerrado o abierto. El gradiente de presión medido es una función directa de la densidad del medio y de la profundidad, para un fluido estático simple, los registros de presión deberán ser casi lineales.

Cuando la herramienta entre en el líquido que se encuentra acumulado en la TP, la curva del gradiente medido presentará un cambio brusco de pendiente, esto se debe a que la densidad del líquido y los condensados es mucho mayor que la densidad del gas.

En la **figura 2.10** se observa como los gastos de producción de gas y líquido y las acumulaciones pueden cambiar las pendientes medidas por el registro.

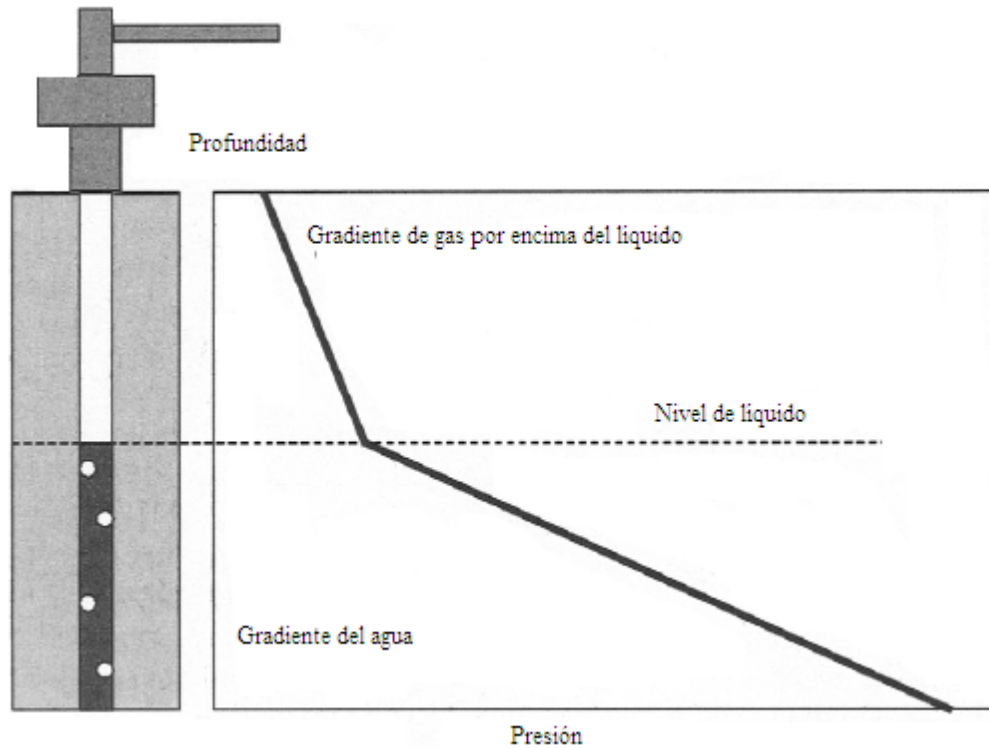


Figura 2.10. Estudio de la presión (Modificado de Lea et al., 2003).

Los datos de presión fluyente obtenidos en un régimen de flujo de dos fases no son necesariamente lineales. Cuando el gradiente de presión no es lineal y muestra un aumento de precisión de manera continua con la profundidad, los datos del gradiente de presión no son suficientes para determinar si la carga de líquido está siendo un problema.

2.4.5. Cese de la producción de líquido.

Algunos pozos de gas producen líquidos por un periodo, esta producción de líquido se debe a que el gas se está produciendo a altos gastos. A medida de que disminuye la producción de gas, la producción de líquido puede terminar, esto es, porque el pozo está produciendo por debajo del gasto crítico, por lo tanto, no tiene la fuerza suficiente para transportar los líquidos a la superficie y los líquidos se empiezan a acumular en el fondo del pozo.

Para analizar este tipo de casos se propone calcular la velocidad del gas mínima requerida para acarrear los líquidos a la superficie. Si el flujo está muy por debajo de lo que se necesita para arrastrar los líquidos, entonces se tienen que buscar soluciones para la situación de bajo gasto de flujo, algunas soluciones serían,

bombear los líquidos fuera del pozo, terminar el pozo con una TP de diámetro más pequeño o utilizar tubería flexible para inyectar nitrógeno.

Los síntomas que presentan los pozos con problema de carga de líquido son indicadores que indican una advertencia temprana de carga de líquido que pueden obstaculizar la producción, estos indicadores se deberán de monitorear de manera regular para prevenir la pérdida de producción.

2.5. Determinación de la carga de líquido.

El procedimiento de tres etapas que se describe a continuación se ha establecido para determinar el estado de carga de un pozo de gas.

1. Comprobar si hay anomalías en la producción. Las grandes fluctuaciones de la presión diferencial registrados en las tablas de campo del medidor de orificio son indicativos de los baches de líquido. El flujo intermitente también se desprende de las tablas. Las curvas de producción deben ser actualizadas y señalar los descensos anormales.

2. Calcular los perfiles de velocidad para la producción actual y graficar contra la velocidad mínima teórica. Si la velocidad del gas calculada está por debajo del mínimo, se sospecha de carga.

3. Si los resultados de los pasos uno y dos son cuestionables o contradictorias, un estudio de gradiente de presión se debería ejecutar. La verificación del estado de carga del pozo se puede hacer mediante la comparación de la medida a las presiones calculadas en la tubería. La magnitud del problema de carga es aparente por la diferencia entre las presiones de fondo de pozo medido y calculado.

2.6. Planteamiento del problema.

La presencia de una fase líquida durante la producción de gas ha sido durante mucho tiempo reconocido como un perjuicio para el flujo de pozos de gas. Un pozo de gas comienza a cargar con líquidos cuando la velocidad de la fase de gas en la TP se vuelve demasiado pequeña para transportar la fase líquida, ya sea agua de formación o condensado, a la superficie. Una vez que la velocidad de la fase de gas se vuelve insuficiente para llevar a la fase líquida, los líquidos

comenzarán a acumularse en la parte inferior del pozo e imponiendo una contrapresión adicional contra la formación, lo que impedirá la producción de gas.

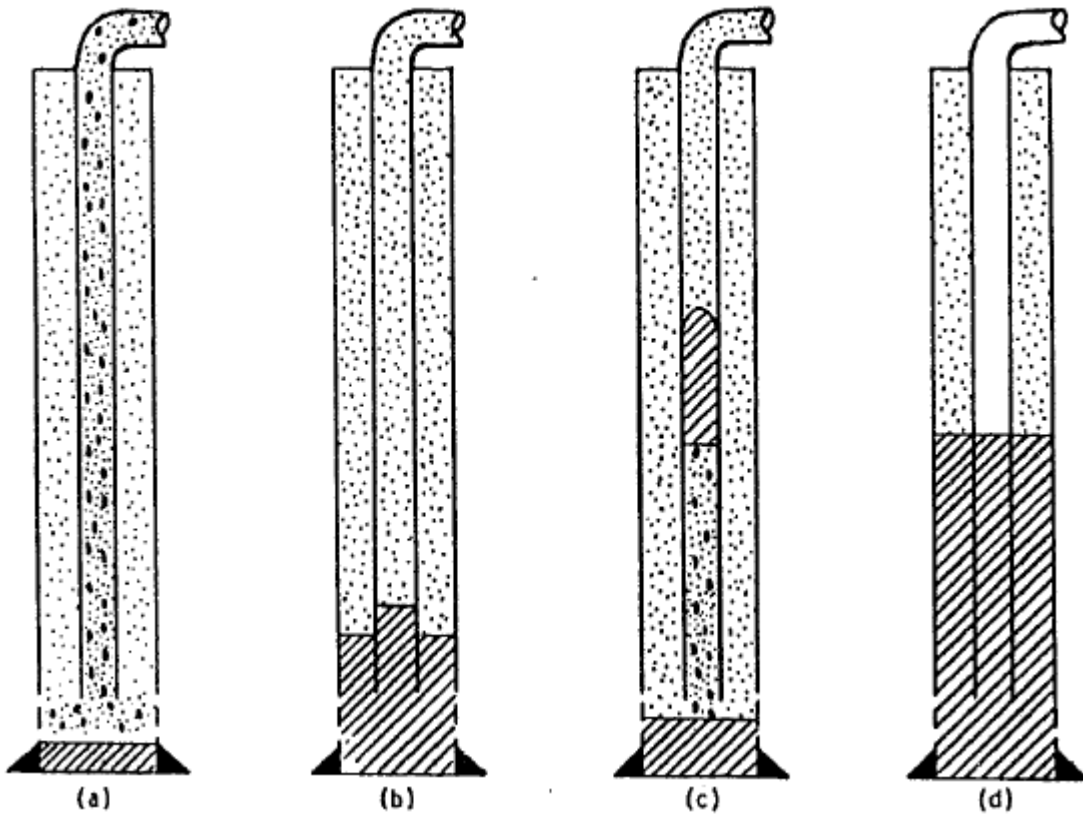


Figura 2.11. Proceso de carga de líquido (Neves y Brimhall, 1989)

Este proceso de carga de líquido se puede resumir en las siguientes cuatro etapas:

Etapa 1: Sobre la terminación inicial, un pozo de gas tiene normalmente la velocidad del gas suficiente para transportar los líquidos a la superficie. En esta etapa, la velocidad del gas es mayor que o igual a la velocidad del gas mínima requerida necesaria para la eliminación continua de líquidos de un pozo de gas. Esta es normalmente la etapa de más larga duración debido a la alta presión inicial del yacimiento y alto gasto inicial de flujo de gas. La **figura 2.11 (a)** muestra las gotitas de líquido a ser suspendidas en el núcleo de gas a alta velocidad para ser transportados a la superficie.

Etapa 2: A medida que pasa el tiempo, la presión del yacimiento disminuirá dando como resultado una disminución en el gasto de flujo del gas. Dado que la velocidad del gas es directamente proporcional al gasto de flujo del gas, la

velocidad del gas subsecuentemente disminuirá. Una vez que la velocidad del gas cae por debajo de la velocidad crítica del gas necesaria para eliminar continuamente los líquidos, las gotitas suspendidas en la fase gaseosa comenzarán a moverse hacia abajo y se acumulan en la parte inferior del pozo. Este fenómeno restringe el área de flujo efectiva para el gas e impide la producción de gas.

La **figura 2.11 (b)** muestra el comienzo de líquido a acumularse en la parte inferior del pozo. El operador debería notar una disminución de la producción de gas durante esta etapa.

Etapa 3: Como se mencionó anteriormente, los líquidos acumulados en la parte inferior de la sarta del pozo actúan esencialmente como un estrangulador de fondo de pozo disminuyendo el área de flujo efectiva de la fase de gas. La velocidad del gas es inversamente proporcional al área de flujo, por lo tanto, la velocidad del gas se incrementará. Esta reducción en el área de flujo resulta en una caída de presión más grande a través de la columna de líquido acumulado. Esta caída de presión aumentará hasta que la presión corriente abajo alcance la presión necesaria para soplar los líquidos hasta la TP. Normalmente esta fase se reconoce fácilmente en la superficie por el monitoreo de la presión diferencial de la TR-TP mediante un registrador de presión.

La **figura 2.11(c)** muestra pequeños baches de líquido que se llevó a la superficie.

Etapa 4: Normalmente un pozo circulará entre las etapas dos y tres. Sin embargo, a medida que pasa el tiempo, la diferencia de tiempo entre los baches de líquidos producidos en la superficie se volverá mayor. Esto es debido al aumento en el tiempo requerido para que la presión del yacimiento alcance la presión necesaria para soplar el bache líquido hasta la TP. Eventualmente, la contrapresión adicional ejercida sobre la formación por los líquidos acumulados superará la energía la del yacimiento disponible, y por lo tanto, el pozo se cargará y se matará como se ve en la **figura 2.11 (d)**.

Las cuatro etapas descritas anteriormente son típicas para los pozos de gas que experimentan problemas de carga de líquido. La diferencia de tiempo entre las etapas variará enormemente de un pozo a otro. Esta diferencia es principalmente una función del tamaño de la tubería, el volumen de líquido producido, la gravedad de líquido, la permeabilidad de la formación y la presión de fondo de pozo. Los problemas de carga de líquido son más frecuentes en los pozos de baja permeabilidad y baja presión de formación debido al bajo gasto de gas alcanzado en este tipo de formaciones.

2.7. Clasificación de la carga de líquido.

Generalmente, los líquidos en pozos de gas se producen en dos formas; agua y condensados. Sin embargo, como no hay dos corrientes en el pozo las composiciones son típicamente idénticas, y la fuente de agua difiere debido a las características estructurales del yacimiento y el acuífero adyacente, diferentes líquidos pueden ser producidos en diferentes pozos. Más aún, el diseño de la terminación del pozo es otro factor importante que podría determinar qué tipo de líquido podrían condensarse y se acumulan hacia fuera de la corriente de gas.

Por lo tanto, teniendo en cuenta estos factores, tres tipos distintos de líquidos son identificables: el agua intersticial, agua de acuíferos e hidrocarburos intermedios (condensados). Con estas tres formas de líquidos, las siete (7) categorías de problemas de carga de líquido etiquetados A-G podrían ser identificados como se muestra a continuación. Las categorías son en orden de la dificultad del tratamiento con la categoría A que tiene la menor dificultad de tratamiento y la categoría F el más difícil de manejar.

Tabla 2.1. Clasificación de los problemas de carga de líquidos

Categoría	Descripción	Tipos de líquidos	Nivel de gravedad	Opciones de tratamiento
A	Donde el líquido es predominantemente hidrocarburos intermedios de condensados de una corriente de gas húmedo. Las soluciones e bajo costo son muy efectivas y ocurre en una etapa temprana de producción.	solo hidrocarburos intermedios.	Bajo.	Flujo intermitente, bombeo neumático, sarta de velocidad.
B	Donde el líquido es predominantemente agua intersticial como parte de la recuperación fraccional que es inevitable durante la producción. Puede ocurrir al principio, intermedio y al final de los periodos de producción. Su control puede no ser	Solo agua intersticial.	Bajo.	Espuma, flujo intermitente, émbolo viajero, ESP.

	factible y podría ser perjudicial para la producción.			
C	En esta categoría, tanto los hidrocarburos intermedios y el agua intersticial están presentes. Su control es similar a la categoría A pero debería ser grave si la contribución de agua intersticial es significativa.	Hidrocarburo intermedio y agua intersticial.	Alta.	Émbolo viajero, sarta de velocidad, suaveo.
D	Un problema relativamente difícil que podría requerir el control de agua mala usando tratamiento de cierre de agua y así ligeramente técnicas caras deliquifaction.	Hidrocarburo intermedio y agua de acuífero.	Alta.	ESP, Bombeo tipo Jet, Bombeo mecánico, Émbolo, Espuma.
E	Problemas difíciles mucho más complicados en presencia de gases ácidos que podrían representar el flujo de problemas de garantía. Requiere una cuidadosa pero rigurosa selección de las mejores técnicas deliquifaction.	Agua intersticial y de acuífero.	Alta.	Espuma, ESP, Bombeo mecánico, Bombeo neumático.
F	El líquido es predominantemente agua del acuífero. Si la fuente es del pozo, relativamente fácil de manejar, pero si se trata de un problema de del yacimiento más difícil de manejar.	Agua de acuífero dese un acuífero adyacente.	Muy alto.	Tratamiento de cierre de agua.
G	El problema más difícil y podría ocurrir en cualquier etapa de la producción. Más difícil de controlar en momentos finales que en las primeras etapas de la producción, debido a la economía operacional. Podría causar abandono	Hidrocarburo intermedio + agua intersticial + agua de acuífero.	Muy alto.	Bombas tipo Jet, Bombas Mecánicas, suaveo.

	temprano.			
--	-----------	--	--	--

2.8. Problemas causados por la carga de líquido.

La carga de líquido puede provocar el errático flujo bache y la disminución de la producción. Si el gasto de gas es lo suficientemente alta para eliminar la mayor parte o la totalidad de los líquidos, la presión de la TP que fluye en la cara de la formación y el gasto de producción llegará a un equilibrio estable. El pozo producirá a un gasto que puede ser predicho por la curva de IPR del yacimiento. Cuando los líquidos se acumulan, el pozo simplemente produce a un ritmo menor de lo esperado mediante el IPR. El gradiente de presión en la TP llega a ser grande debido a la acumulación de líquido, que resulta en aumento de la presión en la formación. A medida que la contrapresión en la formación aumenta, el gasto de producción de gas desde el yacimiento disminuye y podría caer por debajo del gasto crítico necesario para eliminar el líquido. Más líquidos se acumularán en el pozo y el aumento de la presión del fondo del pozo se reducirá, aún más la producción de gas e incluso podrían matar el pozo.

Al final de la vida de un pozo, el líquido podría permanecer sobre la cara de la arena con el gas que burbujea a través del líquido a la superficie. Durante esta fase el gas está produciendo a un bajo pero constante gasto con poco o nada de líquidos para llegar a la superficie. Si este comportamiento es observado sin conocimiento de la historia pasada del pozo, se podría suponer que el pozo no está cargado de líquido, pero sólo es un bajo productor.

2.9. Requerimientos de gas mínimo.

El volumen mínimo de gas requerido para levantar de forma continua el fluido fuera de la boca del pozo se puede determinar una vez que se conocen la velocidad mínima del gas, la presión y la temperatura en la cabeza del pozo. Una familia de curvas de gastos de gas mínimo es presentada en la **figura 2.12**.

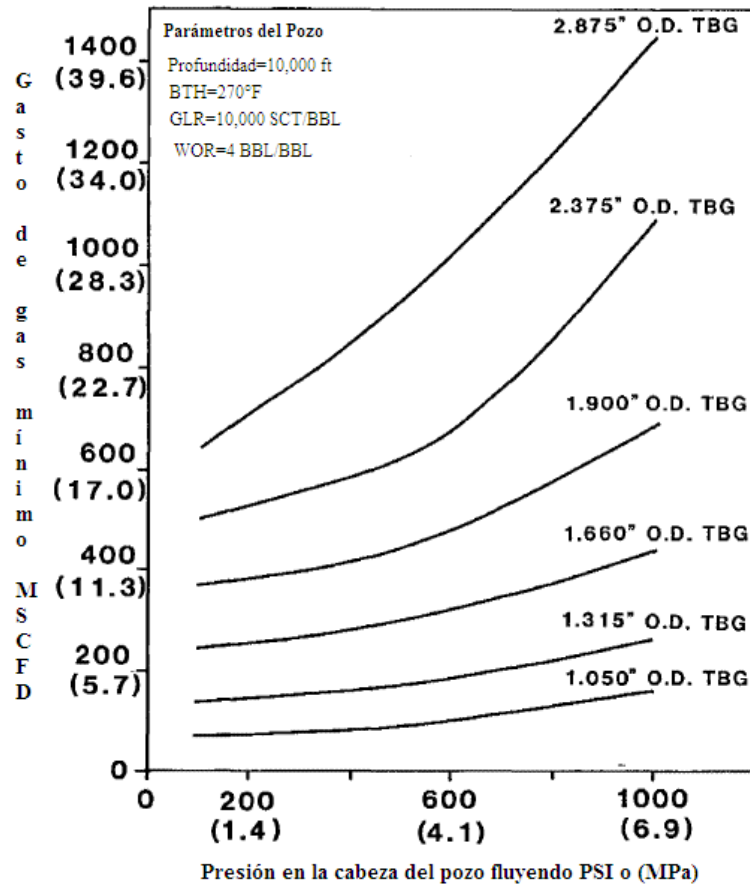


Figura 2.12. Gasto de gas mínimo requerido (Modificado de MacDonal, 1981)

La presión de flujo de cabeza de pozo es graficada contra la producción mínima de gas necesaria para la descarga eficiente, a través de diferentes tamaños de TP.

La producción de gas tiende a acercarse asintóticamente a un cierto gasto dependiendo de la longitud, la conductividad de la fractura y la permeabilidad de la formación lejos de la fractura. La selección adecuada de la TP y la presión de cabeza del pozo fluyente darán lugar a una vida prolongada de flujo natural de un pozo.

Si la producción de gas está por debajo del mínimo requerido, el ciclo de gas debe ser considerado. Un análisis económico está justificado, pero con la escala de los precios del gas, un sistema de pseudo bombeo neumático puede estar justificado. El pseudo-levantamiento es simplemente completando un ciclo de gas por el espacio anular y la TP.

III. Manejo de la Fase Líquida.

3.1 Velocidad crítica.

La velocidad crítica se define como la máxima velocidad terminal de un cuerpo en caída libre (gota de líquido) en un medio fluido (gas) bajo la influencia de la sola de la gravedad. La velocidad crítica se basa en una velocidad terminal de estancamiento, que debe ser sobrepasada por alguna cantidad finita para garantizar la eliminación o movimiento hacia arriba de la más grande gota de líquido. Por tanto, esta velocidad terminal es una función del tamaño, la forma y la densidad de la partícula, así como de la densidad y viscosidad del medio fluido.

El concepto de velocidad crítica del gas es el parámetro clave en la descripción de la carga de líquido. Hay tres definiciones de la velocidad crítica del gas utilizados en la literatura:

- La velocidad mínima del gas a la cual las gotas más grandes de líquido arrastradas en el núcleo de gas pueden ser transportadas hacia arriba, tal como se utiliza en (1969) el criterio de Turner.
- La velocidad del gas en el que el patrón de flujo cambia de flujo anular a flujo intermitente.
- La velocidad del gas a la cual la película de líquido comienza a moverse a lo largo de la pared de la tubería continuamente.

Los pozos de gas podrían ser caracterizados por como caen en uno de los tres tipos como se ilustra en la **figura 3.1**:

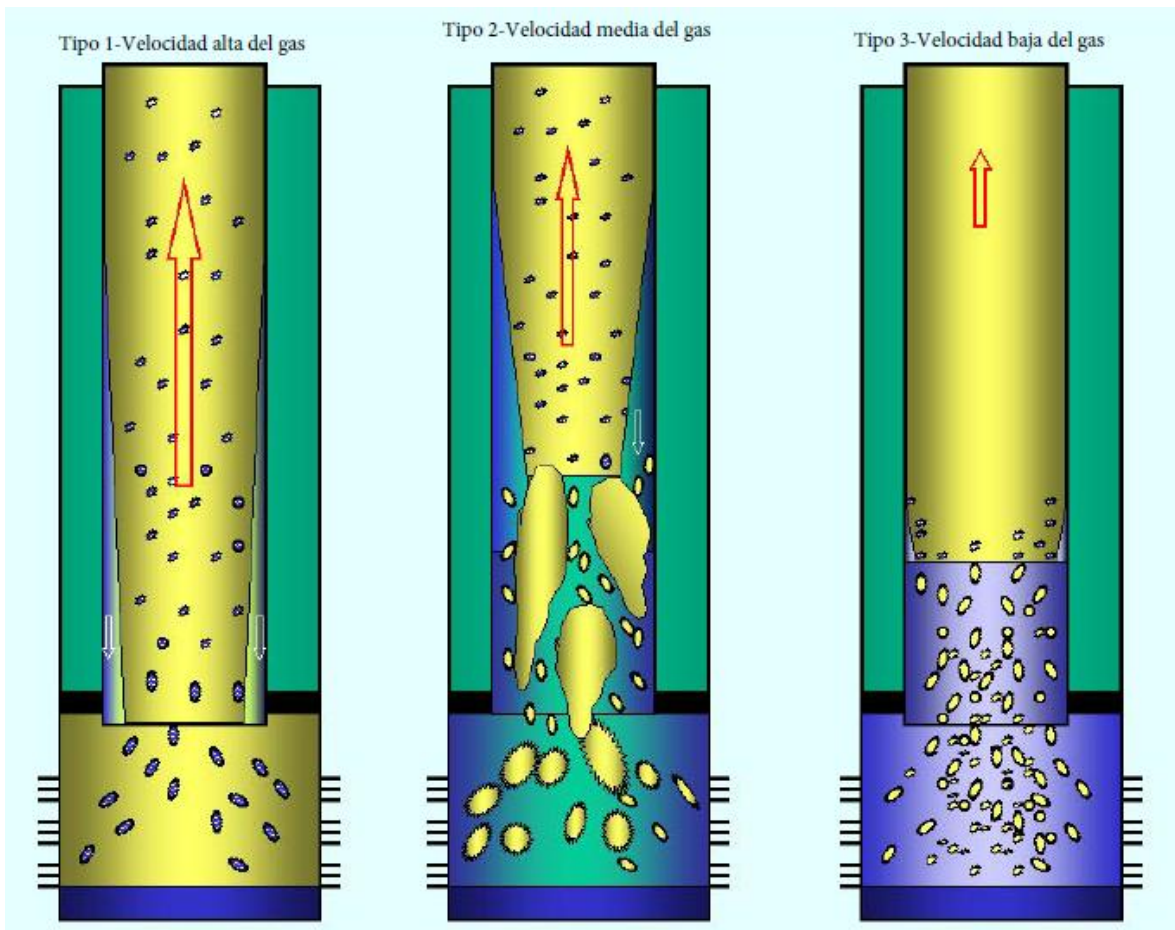


Figura 3.1. Tres tipos de condiciones de flujo de dos fases en pozos de gas (Modificado de Rowlan, McCoy y Podio, 2006)

- **Tipo 1.** Cualquier líquido que se produce con el gas o el condensado debido a cambios de temperatura y presión se distribuye uniformemente en el pozo. La velocidad del gas es suficiente para llevar continuamente líquido como una fina niebla o pequeñas gotitas a la superficie y suficiente para establecer un gradiente de presión fluyendo relativamente bajo y bastante uniforme.

- **Tipo 2.** La velocidad del gas no es capaz de llevar uniformemente suficiente líquido a la superficie resultando en un porcentaje más alto de líquido que se acumula en la parte inferior del pozo. El gradiente de presión de flujo mostrará valores duales, un gradiente bajo (próxima del flujo de gas) por encima de la interfase gas/líquido y un gradiente más alto en la sección inferior del pozo. En la sección inferior del pozo el flujo es caracterizado por ser prácticamente cero, el flujo de líquido neto con burbujas de gas o baches se filtran a través del líquido y luego el gas fluye a la superficie. A medida que la velocidad del gas se reduce aún más, la concentración de

líquido en la parte inferior del pozo aumenta a más de 90%, mientras que las burbujas de gas discretas están fluyendo a través del líquido.

- **Tipo 3.** Se presenta cuando no hay prácticamente nada de fluido que fluye dentro del pozo. Incluye pozos que han sido cerrados por un largo tiempo. En pozos cerrados la combinación de la presión del gas en la cabeza de la TP más el gradiente de la columna de líquido podría exceder temporalmente la presión del yacimiento causando líquido de contraflujo dentro de la formación.

3.2 Métodos Preventivos

3.2.1. Modelo de Turner.

Turner et al, desarrollaron dos modelos mecánicos para estimar la velocidad crítica.

- Una película de líquido sobre la pared de la TP.
- Una gota de líquido suspendida en el flujo del gas.

Las fuerzas que actúan sobre la gota del líquido son la fuerza de gravedad y la fuerza de arrastre.

Para que la gota de líquido suba hasta la superficie la fuerza de arrastra debe de superar a la fuerza de gravedad.

En la siguiente **figura 3.2** podemos observar que sobre la gota de líquido intervienen la fuerza de arrastre hacia arriba (F_D) y la fuerza de gravedad hacia abajo (F_G), la gota de líquido subirá si la fuerza de arrastre supera a la fuerza de gravedad y caerá al fondo del pozo si la fuerza de arrastre es menor a la fuerza de gravedad. Según el modelo una gota de líquido será arrastrada hacia la superficie por una corriente de gas si la corriente fluye más rápido que la velocidad crítica del gas.

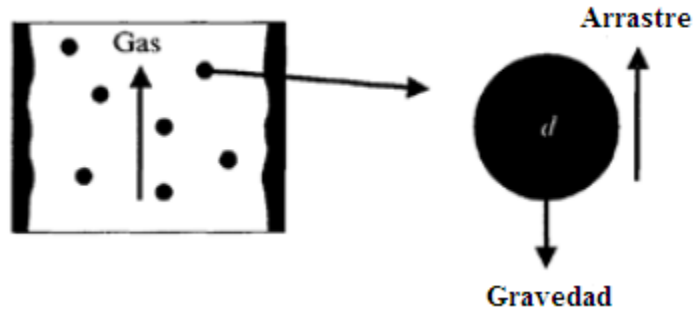


Figura 3.2. Gota de líquido transportada en una corriente de gas vertical (Modificado de Lea et al., 2003)

El modelo que mejor se ajusta a los datos de campo fue el modelo de las gotas. Los gastos de gas superiores a la velocidad crítica se predicen para levantar las gotitas hacia arriba. Los gastos más bajos permiten que las gotas caigan y se acumulen. El análisis de Turner da lo siguiente para la velocidad crítica.

$$v_{gc} = 1.92 \frac{\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \dots \dots \dots (3.1)$$

Donde:

- v_{gc} = Velocidad crítica del gas, ft/sec.
- ρ_l = Densidad del líquido, lbm/ft³.
- ρ_g = Densidad del gas, lbm/ft³.
- σ = Tensión superficial del líquido, dinas/cm.

Asumiendo $\sigma=20$ y 60 dinas/cm y $\rho_l=45$ y 67 lbm/ft³ para condensado y agua, respectivamente, una gravedad del gas de 0.6 , $z=0.9$ y una temperatura de 120 °F, entonces:

$$v_{gc} = C \frac{(\rho_l - 0.0031P_{tf})^{1/4}}{(0.0031P_{tf})^{1/2}} \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde C es 5.34 para agua o 4.02 para condensado.

- v_{gc} = Velocidad crítica del gas, ft/sec.
- C= Coeficiente para reducir la velocidad crítica, (ft/sec)(lbm/ft³)^{0.25}.
- P_{tf} = Presión de la TP fluyendo, psia.
- ρ_l = Densidad del líquido, lbm/ft³.

El correspondiente gasto crítico del gas, Q_{gc} , en MMscf/D es:

$$Q_{gc} = \frac{3.06PAv_{gc}}{(T + 460)Z} \dots \dots \dots (3.3)$$

$$A = \frac{\pi d_t^2}{4 * 144} \dots \dots \dots (3.4)$$

Donde:

Q_{gc} = Gasto crítico del gas, MMscf/D.

P= Presión, psia.

A= Sección del área transversal de flujo, ft².

v_{gc} = Velocidad crítica del gas, ft/sec.

T= Temperatura, °F.

Z= Factor de compresibilidad del gas.

d_t = Diámetro de la tubería [pg].

Si cualquier agua es producida, utilizar de manera conservadora las propiedades del agua para calcular la velocidad crítica. Típicamente evaluado en boca de pozo, las ecuaciones anteriores son válidas en cualquier profundidad del pozo, si se conocen la presión in-situ y la temperatura.

Turner et al, encontraron que este modelo da una subestimación de los gastos de flujo de gas mínimos. Recomendaron que los valores derivados de la ecuación se ajusten al alza en aproximadamente un 20% para asegurar la eliminación de todas las gotas. Turner et al creyeron que la discrepancia fue atribuida a varios hechos, entre ellos el uso de coeficientes de resistencia de esferas sólidas; la suposición de la velocidad de estancamiento; y el número crítico de Weber establecido para las gotas cayendo en el aire, no en el gas comprimido.

El principal problema que dificulta la aplicación del modelo de gota de Turner et al proviene de las dificultades de la estimación de los valores de la densidad y la presión del fluido.

El modelo de gota fue modificado por varios autores.

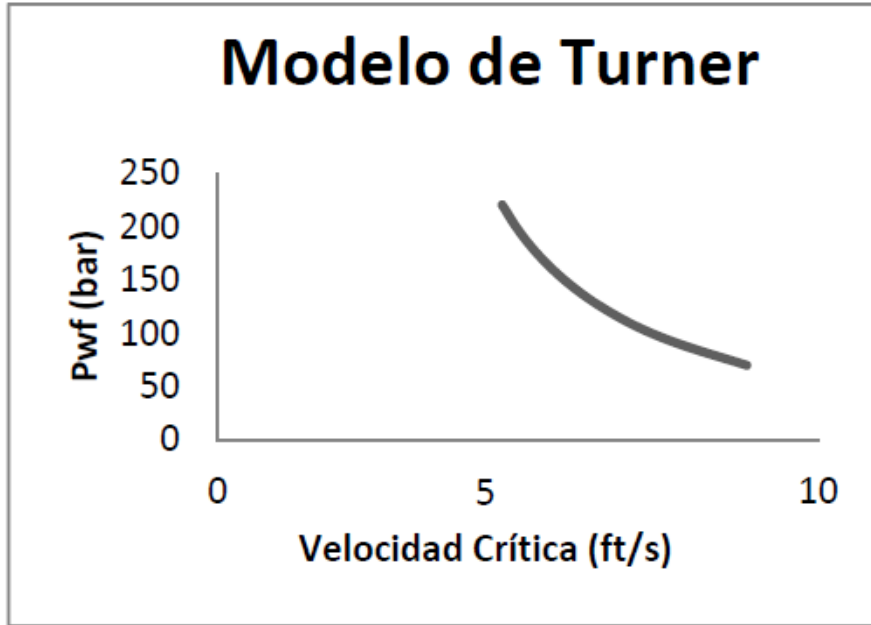


Figura 3.3. Modelo de Turner (Modificado de Nallaparaju, 2012)

3.2.2. Modelo de Coleman.

Usando el modelo de Turner pero validando con datos de campo de yacimiento inferior y presiones de cabeza de pozo fluyendo todos por debajo de aproximadamente 500 psia. Coleman et al fueron convencidos de que una mejor predicción podría lograrse sin un ajuste al alza de 20% para ajustar los datos de campo con las siguientes expresiones:

$$v_{tagua} = 4.434 \frac{(67 - 0.0031P_c)^{1/4}}{(0.0031P_c)^{1/2}} \dots \dots \dots (3.5)$$

$$v_{t,condensado} = 3.369 \frac{(45 - 0.0031P_c)^{1/4}}{(0.0031P_c)^{1/2}} \dots \dots \dots (3.6)$$

Donde:

$v_{t,agua}$ = Velocidad crítica del agua [ft/s].

$v_{t, condensado}$ = Velocidad crítica de condensado [ft/s].

P_c = Presión de cabezal [Psi].

El correspondiente gasto crítico del gas es:

$$q_{gas+agua} = \frac{0.0742\sigma P d_t^2 (67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)z(0.0031P)^{1/2}} \dots \dots \dots (3.7)$$

$$q_{gas+condensado} = \frac{0.0563\sigma P d_t^2 (45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)z(0.0031P)^{1/2}} \dots \dots \dots (3.8)$$

Donde:

P= Presión [Psi].

σ = Tensión superficial del líquido [dina/cm].

ρ = Densidad del líquido [lbm/ft³].

d_t = Diámetro [pg].

T= Temperatura [°F].

Z= Factor de compresibilidad [adim].

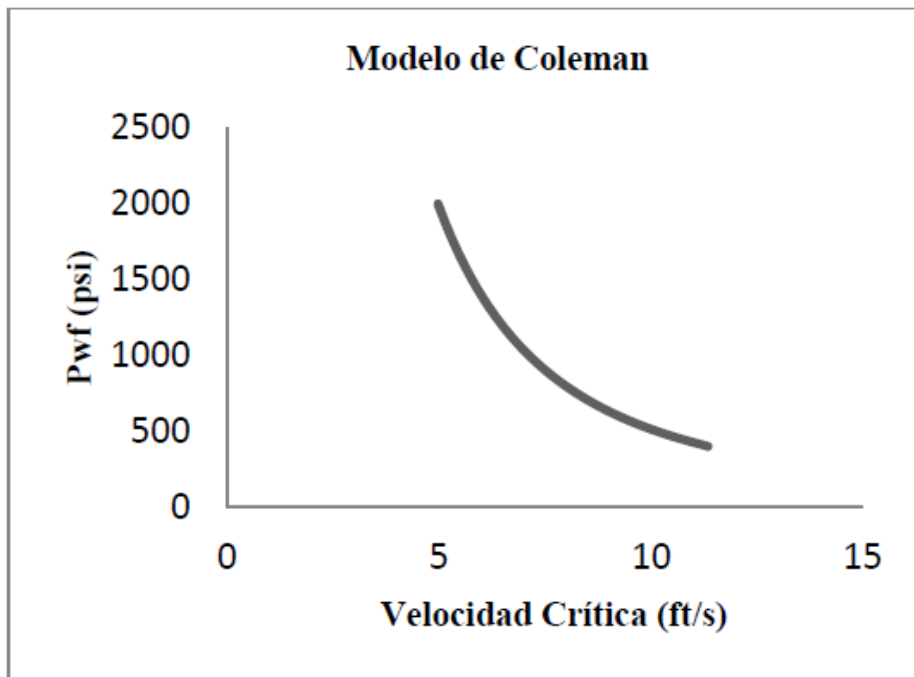


Figura 3.4. Modelo de Coleman (Modificado de Nallaparaju, 2012)

3.2.3. Modelo de Nossier.

Este modelo está basado en las condiciones de flujo. Nossier et al se basaron en el modelo de la gota de Turner, pero con una diferencia, ellos considerando el impacto de los regímenes de flujo en el coeficiente de arrastre (C). El modelo de Turner toma el valor de C_d para ser de 0.44 bajo los regímenes de flujo laminar, de transición y turbulento, que a su vez determinan la expresión de la fuerza de arrastre y por lo tanto, las ecuaciones fundamentales de la velocidad crítica.

Nossier derivó las ecuaciones de flujo crítico asumiendo el valor de C_d de 0.44 para números de Reynolds de (Re) 2×10^5 a 10^6 y para valores mayores que 10^6 , él tomó el valor de C_d de 0.2. La representación de las ecuaciones de la velocidad crítica para el modelo de Nossier es:

$$V_c = \frac{14.6\sigma^{0.35}(\rho_l - \rho_g)^{0.21}}{\mu_g^{0.134}\rho_g^{0.426}} \dots \dots \dots (3.9)$$

Unidades de campo.

La ecuación de la velocidad crítica para regímenes de flujo altamente turbulentos está dado como:

$$V_c = \frac{21.3\sigma^{0.25}(\rho_l - \rho_g)^{0.25}}{\rho_g^{0.5}} \dots \dots \dots (3.10)$$

Unidades de campo.

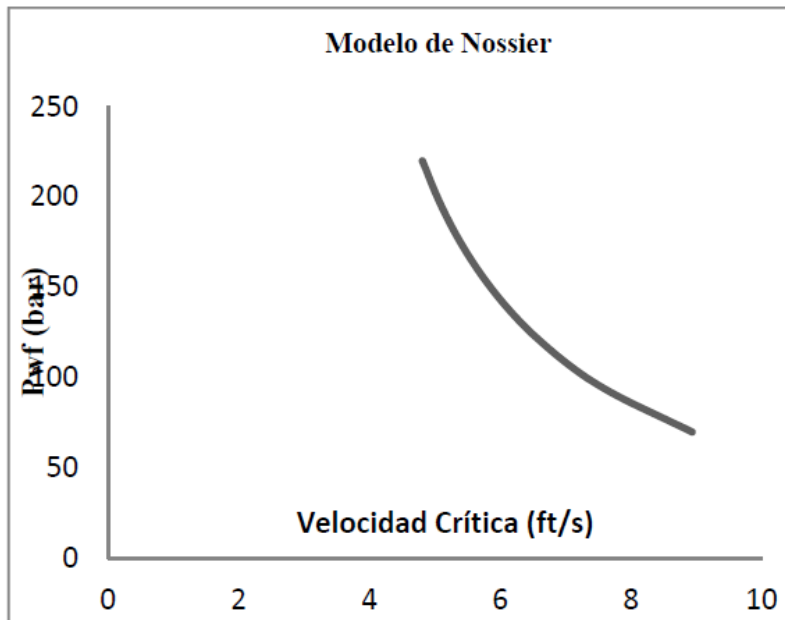


Figura 3.5. Modelo de Nossier (Modificado de Nallaparaju, 2012)

3.2.4. Modelo de Li.

Este modelo está basado en una gota de forma aplanada. Li en una investigación postuló que los modelos de Turner y Coleman no consideraron la deformación de la gota de líquido en caída libre en un medio gaseoso. Afirmaron que, como una gota de líquido es arrastrado en una corriente de gas a alta velocidad, existe una diferencia de presión entre las porciones de la proa y popa de la gota. La gota se

deforma bajo la fuerza aplicada y su forma cambia de esférica a un bean convexo con lados desiguales (planos).

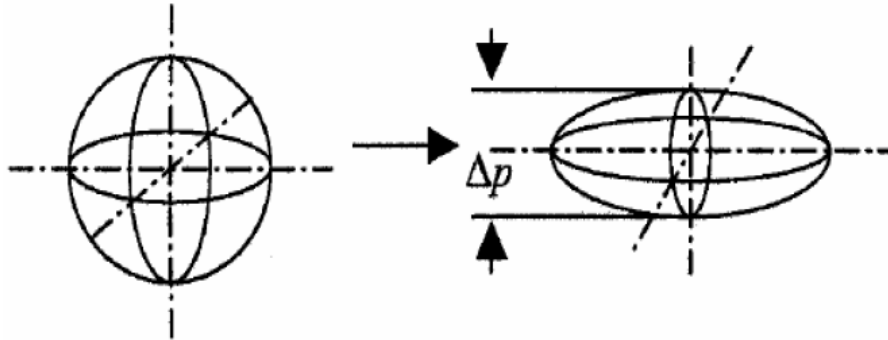


Figura 3.6. Deformación de la gota (Nallaparaju, 2012)

Las gotas de líquido tienen un área eficiente más pequeña y necesitan una alta velocidad terminal y gasto crítico para levantarlas a la superficie.

Sin embargo, las gotas planas tienen un área más eficiente y son más fáciles de ser llevadas a la cabeza del pozo.

$$V_c = 2.5 \frac{\sigma^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\sqrt{\rho_g}}. \dots\dots\dots (3.11)$$

$$Q_g = 2.5 \times 10^5 \frac{PV_e A}{TZ}. \dots\dots\dots (3.12)$$

Unidades del SI.

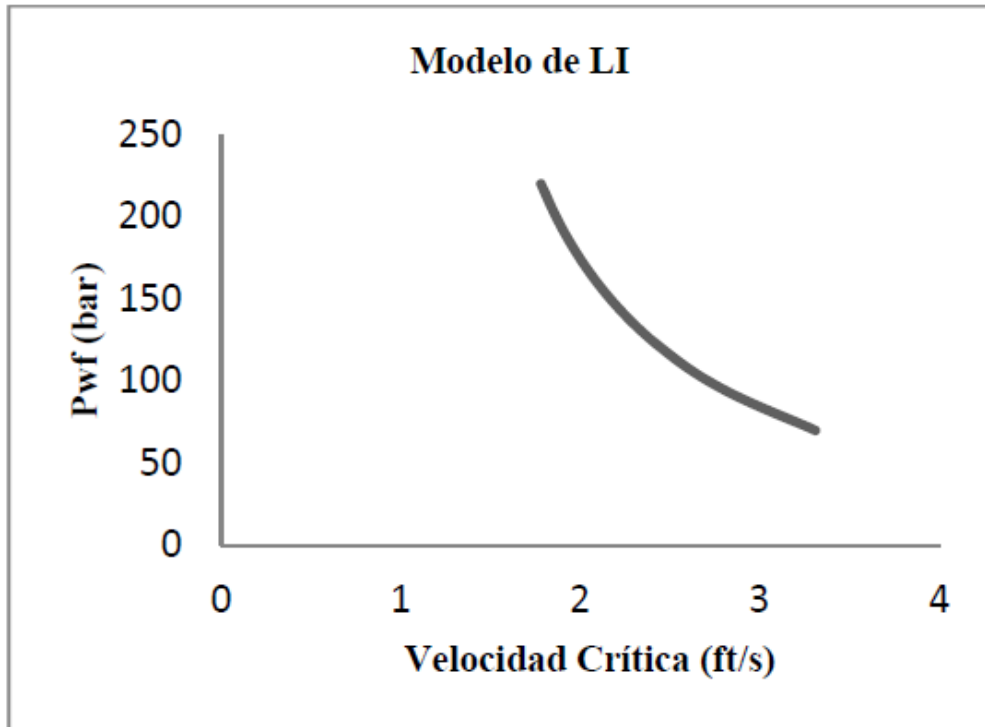


Figura 3.7. Modelo de Li (Modificado de Nallaparaju, 2012)

3.2.5 Modelo de Zhou y Yuan.

El factor que controla la acumulación de líquido en un pozo de gas es la velocidad del gas en el pozo. El modelo más popular para calcular la velocidad crítica del gas fue presentado por Turner et al (1969).

El modelo de Turner et al., de gota de líquido arrastrada, es independiente de la cantidad de líquido en una corriente de gas. Esto significa que un pozo no tendrá problema de carga de líquido siempre que la velocidad del gas sea mayor que la velocidad crítica, sin importar la cantidad de líquido que haya en la corriente de gas.

Uno de los métodos más precisos para el cálculo de la velocidad crítica es el modelo de Zhou y Yuan, debido a que es el primer modelo que incluye la cantidad de líquido.

Este modelo se basa en que en los pozos de gas, la velocidad del gas por lo regular es muy alta y el flujo que se presenta es turbulento, por lo tanto las gotas de líquido no solo se mueven hacia arriba con la corriente de gas, sino también en todas direcciones de manera irregular. Las gotas de líquidos cercanas pueden

chocar y unirse en gotas de mayor volumen, la gota recién formada puede caer al fondo del pozo debido a que por su mayor tamaño necesita mayor velocidad del gas para suspenderla.

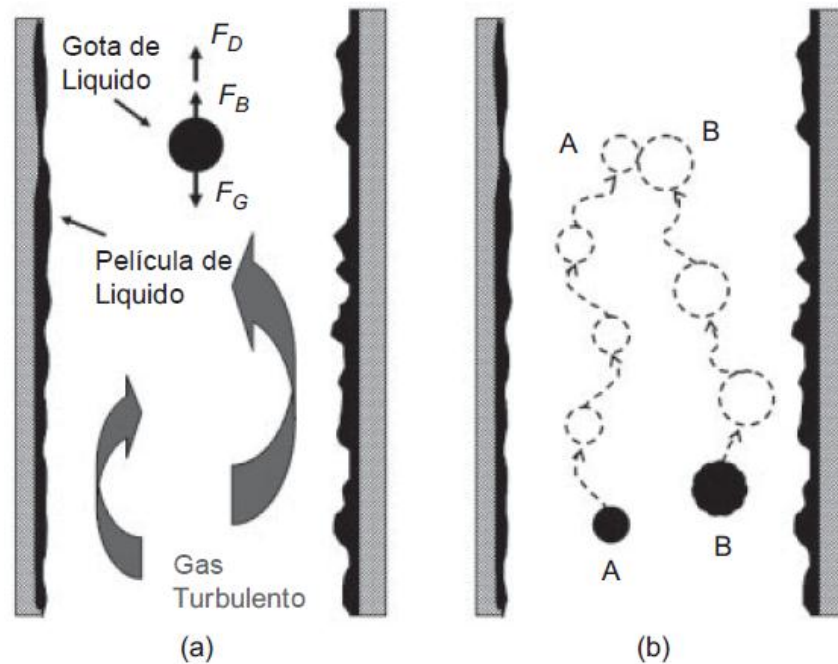


Figura 3.8. Encuentro de dos gotas de líquido en una corriente de gas turbulento (Modificado de Zhou y Yuan,2010) .

El modelo de gota de líquido de Turner se basa en un equilibrio de fuerzas sobre una sola gota y no incluye el efecto de choque y unión entre las gotas. Para baja concentración de líquido, la posibilidad de encuentros es baja y el modelo de Turner funciona bien. Sin embargo, cuando la concentración de líquido alcanza un cierto valor el modelo pierde precisión.

La concentración del líquido es el factor de control para que las gotas se fusionen. Cuanto mayor es la concentración de líquido en una corriente de gas turbulenta, mayor es la posibilidad de que las gotas se unan y caigan.

El colgamiento del líquido se puede usar para representar la concentración de líquido en un pozo de gas. El colgamiento del líquido se define como:

$$H_l = \frac{v_{sl}}{v_{sg} + v_{sl}} \dots \dots \dots (3.13)$$

Donde:

H_l = Colgamiento del liquido [adim].

V_{sl} = Velocidad superficial del liquido [ft/s].

V_{sg} = Velocidad superficial del gas [ft/s].

Existe un valor límite para la concentración de las gotas de líquido, β . Por debajo de este valor las gotas no se encuentran y pueden ser llevadas hacia afuera del pozo por la corriente de gas. Se puede aplicar el modelo de Turner en esta situación.

Por encima de este valor de concentración, las gotas se encontrarán y fusionarán, por lo que se necesitará mayor velocidad del gas para arrastrar la gota hacia arriba.

De acuerdo al mecanismo de concentración de líquido, Zhou y Yuan propusieron una correlación empírica para estimar las velocidades críticas para la carga de líquido en pozos de gas:

$$v_{crit-N} = v_{crit-T} = 1.92 \frac{[\sigma(\rho_l - \rho_g)]^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ para } H_l \leq \beta. \dots\dots\dots (3.14)$$

$$v_{crit-N} = v_{crit-T} + \ln \frac{H_l}{\beta} + \alpha \text{ para } H_l > \beta. \dots\dots\dots (3.15)$$

Donde

v_{crit-N} = Velocidad crítica de Zhou y Yuan [ft/s].

v_{crit-T} = Velocidad crítica de Turner [ft/s].

H_l = Colgamiento del líquido que refleja la concentración de líquido [adim].

ρ_l = Densidad del líquido [lb_m/ft^3].

ρ_g = Densidad del gas [lb_m/ft^3].

σ = Tensión superficial del líquido [dinas/cm].

β = Valor límite de la concentración de líquido [adim].

α = Parámetro de la concentración [adim].

El modelo de Zhou y Yuan está compuesto de dos partes. Cuando el colgamiento del líquido es menor o igual al valor límite de concentración, β , el modelo de velocidad crítica es el mismo que el modelo de Turner. Cuando el colgamiento del líquido es mayor que el valor límite, β , la velocidad crítica varía con el colgamiento del líquido y puede ser calculado con el modelo de Zhou y Yuan. La correlación del gasto crítico para el modelo de Zhou y Yuan es igual que el de Turner et al.

$$q_{crit-N} = \frac{3060pv_{crit-N}A}{Tz} \dots \dots \dots (3.16)$$

3.2.6 Modelo de Gou.

Este modelo se desarrolló sobre la base de la energía cinética mínima y el modelo de flujo niebla de cuatro fases en pozos de gas. El criterio de la energía cinética mínima requiere que la energía cinética del gas supere un valor mínimo para transportar las gotas de líquido en el pozo de gas. El modelo de flujo niebla de cuatro fases asegura predicciones precisas de presión y de la densidad del fluido, estos parámetros se utilizan en el cálculo de la energía cinética.

Energía cinética mínima.

La energía cinética por unidad de volumen de gas puede ser expresada como:

$$E_k = \frac{\rho_g v_g^2}{2g_c} \dots \dots \dots (3.17)$$

Donde:

E_k = Energía cinética específica del gas [lbf-ft/ft³].

ρ_g = Densidad del gas [lbm/ft³].

v_g = Velocidad del gas [ft/s].

g_c = Factor de conversión [lbm-ft/lbf-s²].

Este parámetro ha sido utilizado en la industria de la perforación para determinar el gasto de gas mínimo requerido para transportar los recortes en el pozo.

La velocidad mínima del gas requerida para transportar las gotas de líquido hacia arriba es igual a la velocidad de gas mínima requerida para que flote la gota más la velocidad de transporte de las gotas como a continuación se muestra:

$$v_{gm} = v_{sl} + v_{tr} \dots \dots \dots (3.18)$$

Donde:

v_{gm} = Velocidad mínima del gas requerida para transportar el líquido [ft/s].

v_{sl} = Velocidad terminal de asentamiento [ft/s].

v_{tr} = Velocidad de transporte [ft/s].

La velocidad de transporte se puede calcular sobre la base del gasto de líquido, la geometría del conducto y la fracción volumétrica del líquido, la cual es difícil de cuantificar. Aquí se utiliza v_{tr} como una constante empírica que agrupa los efectos de la velocidad sin estancamiento, los coeficientes de arrastre para esferas sólidas, y el número crítico Weber establecido para gotas que caen en el aire. Sobre la base del trabajo de Turner et al., (1969), el valor de v_{tr} se ha tomado como 20% de v_{sl} . El uso de este valor resulta en:

$$v_{gm} = 1.2v_{sl} \cdot \dots \dots (3.19)$$

Donde:

v_{gm} = Velocidad mínima del gas requerida para transportar el líquido [ft/s].

v_{sl} = Velocidad terminal de asentamiento [ft/s].

Sustituyendo la ecuación de velocidad terminal propuesta por Turner y la ec. 3.19 en la ec. 3.17 resulta la expresión de la energía cinética mínima requerida para transportar las gotas:

$$E_{km} = 0.0576\sqrt{\sigma\rho_l} \cdot \dots \dots (3.20)$$

Donde:

E_{km} = Energía cinética mínima requerida para transportar las gotas de líquido [lbf-ft³].

ρ_l = Densidad del líquido [lbm/ft³].

σ = Tensión interfacial [dinas/cm].

Para evaluar la energía cinética del gas E_k en la ecuación 3.17, en un gasto dado de gas y compararlo con la mínima energía cinética requerida E_{km} en la ecuación 3.20, el valor de la densidad del gas ρ_g y la velocidad del gas v_g necesitan ser determinados. Las expresiones para ρ_g y v_g pueden ser obtenidas a partir de la ley de los gases ideales:

$$\rho_g = \frac{2.7S_gP}{T + 460} \cdot \dots \dots (3.21)$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas [lbm/ft³].

S_g = Gravedad específica del gas, aire=1.

P = Presión [Psia].

T= Temperatura °F.

$$v_g = 4.71 \times 10^{-2} \frac{(T + 460) Q_G}{A_i P}. \dots \dots \dots (3.22)$$

Donde:

v_g = Velocidad del gas [ft/s].

T=Temperatura [°F].

P= Presión [psi].

Q_G = Gasto de gas [Mscf/D].

A_i = Área transversal del conducto [in^2].

Sustituyendo las ecuaciones 3.19 y 3.20 en la ecuación 3.17:

$$E_k = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g (T + 460) Q_G^2}{A_i^2 P}. \dots \dots \dots (3.23)$$

Donde:

E_k = Energía cinética específica del gas [lbf-ft/ft³]

T=Temperatura [°F].

P= Presión [psi].

Q_G = Gasto de gas [Mscf/D].

A_i = Área transversal del conducto [in^2].

La ecuación 3.23 indica que la energía cinética del gas decrece con el incremento de la presión, lo que significa que las condiciones de control son condiciones de fondo de pozo en donde el gas tiene una presión más alta y una energía cinética menor.

Modelo de flujo para cuatro fases.

Para predecir con precisión la presión de fondo de pozo P en la ecuación 3.23, se ha desarrollado un modelo de gas/aceite/agua/sólido de flujo niebla para cuatro fases. De acuerdo con el modelo de cuatro fases, la presión fluyendo P a la profundidad L puede resolverse numéricamente con la siguiente ecuación:

$$144b(P - P_{hf} + \frac{1 - 2bm}{2} \ln \left| \frac{(144P + m)^2 + n}{(144P_{hf})^2 + n} \right| - \frac{m + \frac{b}{c}n - bm^2}{\sqrt{n}} \left[\frac{\tan^{-1} \left(\frac{144P + m}{\sqrt{n}} \right)}{-\tan^{-1} \left(\frac{144P_{hf} + m}{\sqrt{n}} \right)} \right] = a(1 + d^2e)L. \dots \dots (3.24)$$

Donde:

$$a = \frac{15.33S_s Q_s + 86.07S_w Q_w + 86.07S_o Q_o + 18.79S_g Q_G}{10^3 T_{av} Q_G} \cos(\theta). \dots \dots (3.25)$$

$$b = \frac{0.2456Q_s + 1.379Q_w + 1.379Q_o}{10^3 T_{av} Q_G}. \dots \dots (3.26)$$

$$c = \frac{6.785 \times 10^{-6} T_{av} Q_G}{A_i}. \dots \dots (3.27)$$

$$d = \frac{Q_s + 5.615(Q_w + Q_o)}{600A_i}. \dots \dots (3.28)$$

$$e = \frac{6f}{gD_h \cos(\theta)}. \dots \dots (3.29)$$

$$f = \left[\frac{1}{1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon'}{D_h} \right)} \right]^2. \dots \dots (3.30)$$

$$m = \frac{cde}{1 + d^2e}. \dots \dots (3.31)$$

$$n = \frac{c^2e}{(1 + d^2e)^2}. \dots \dots (3.32)$$

Gasto de gas mínimo requerido.

Un procedimiento lógico para predecir el gasto mínimo de gas requerido (Q_{gm}) implica el cálculo de la densidad del gas (ρ_g), la velocidad del gas (v_g) y la energía cinética del gas (E_k) a condiciones de fondo de pozo, utilizando un gasto de gas asumido (Q_g) y comparar la (E_k) con (E_{km}). Si el E_k es mayor que el E_{km} , el Q_g es mayor que el Q_{gm} . El valor de Q_g debería reducirse y el cálculo debería repetirse hasta que la E_k está muy cerca de la E_{km} . Dado que este procedimiento es tedioso, una simple ecuación se deriva para predecir el gasto de gas mínimo requerido en esta sección. Bajo la condición de descarga mínima (el último punto del régimen de flujo niebla), la ecuación 3.23 se convierte en:

$$E_{km} = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 P} \dots \dots \dots (3.33)$$

Lo que da:

$$P = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} \dots \dots \dots (3.34)$$

Sustituyendo la ecuación 3.34 en la ecuación 3.24 resulta:

$$144b\alpha_1 + \frac{1 - 2bm}{2} \ln \alpha_2 - \frac{m + \frac{b}{c}n - bm^2}{\sqrt{n}} [\tan^{-1}\beta_1 - \tan^{-1}\beta_2] = \gamma \dots \dots \dots (3.35)$$

Donde:

$$\alpha_1 = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} - P_{hf} \dots \dots \dots (3.36)$$

$$\alpha_2 = \frac{\left(1.34 \times 10^{-2} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} + m \right)^2 + n}{(144P_{hf} + m)^2 + n} \dots \dots \dots (3.37)$$

$$\beta_1 = \frac{1.34 \times 10^{-2} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} + m}{\sqrt{n}} \dots \dots \dots (3.38)$$

$$\beta_2 = \frac{144P_{hf} + m}{\sqrt{n}} \dots \dots \dots (3.39)$$

$$\gamma = a(1 + d^2 e)L \dots \dots \dots (3.40)$$

Todos los valores de los parámetros deberían ser evaluados en Q_{gm} . El gasto de gas mínimo requerido Q_{gm} se puede resolver con la ecuación 3.35 con prueba y error.

La ecuación 3.35 se puede utilizar para predecir el gasto crítico de gas requerido para eliminar el agua y/o condensado en varias condiciones del pozo. El análisis de sensibilidad indica que el resultado es sensible al tipo de líquido (agua o aceite), la presión en la cabeza del pozo y el tamaño de la tubería (TP o espacio anular).

Tabla 3.1 Métodos preventivos para la carga de líquido.

Autor	Nombre del modelo	Predicción Analítica del modelo	Factor de control
Turner et al. (1969)	Modelo de gotas arrastradas. Modelo de película	$v_{gc} = 1.92 \frac{\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}}$ $Q_{gc} = \frac{3.06PAv_{gc}}{(T + 460)z}$	Parámetros en la cabeza del pozo.
Coleman et al. (1991)	Modelo de gotas esféricas.	$v_{tagua} = 4.434 \frac{(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$ $q_{gas+agua} = \frac{0.0742\sigma Pd_t^2 (67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)z(0.0031P)^{1/2}}$	Parámetros en la cabeza del pozo.
Nosseir et al.	Régimen de flujo de transición. Régimen de flujo altamente turbulento	$V_c = \frac{14.6\sigma^{0.35}(\rho_l - \rho_g)^{0.21}}{\mu_g^{0.134}\rho_g^{0.426}}$ $V_c = \frac{21.3\sigma^{0.25}(\rho_l - \rho_g)^{0.25}}{\rho_g^{0.5}}$	Cabeza del pozo + regímenes de flujo.
Zhou y Yuan (2009)		$v_{crit-N} = v_{crit-T} = 1.92 \frac{[\sigma(\rho_l - \rho_g)]^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ para } H_l \leq \beta$ $v_{crit-N} = v_{crit-T} + \ln \frac{H_l}{\beta} + \alpha \text{ para } H_l > \beta$	Cabeza del pozo + colgamiento del líquido.
Li et al (2001)	Modelo de gota plana	$V_c = 2.5 \frac{\sigma^{1/4}(\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\sqrt{\rho_g}}$ $Q_g = 2.5 \times 10^5 \frac{PV_e A}{TZ}$	Forma plana de las gotas y no esféricas.
Gou et al. (2006)	Energía cinética mínima y modelo de flujo niebla para cuatro fases.	$E_k = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T Q_G^2}{A_i^2 P}$ $+ \frac{1 - 2bm}{2} \ln \left \frac{(144P + m)^2 + n}{(144P_{hf})^2 + n} \right $ $- \frac{m + \frac{b}{c}n - bm^2}{\sqrt{n}} \left[\frac{\tan^{-1} \left(\frac{144P + m}{\sqrt{n}} \right)}{-\tan^{-1} \left(\frac{144P_{hf} + m}{\sqrt{n}} \right)} \right]$ $= a(1 + d^2 e)L$	Condiciones de fondo de pozo.

3.3 Métodos de eliminación.

La carga de líquido se puede presentar, pero ¿qué soluciones son las mejores para aliviar el problema?

No existe una solución universal.

3.3.1. Sarta de velocidad.

La sarta de velocidad es un método común para eliminar la carga de líquidos en pozos de gas. La instalación de un diámetro menor en la TP reduce el área de flujo, lo cual incrementa la velocidad del gas y transporta el líquido a la superficie.

Este método es uno de los más atractivos, debido a que es de bajo costo, se puede realizar a baja presión y no requiere mantenimiento adicional después de la instalación.

La desventaja de la sarta de velocidad es el incremento de la caída de presión por fricción, restringiendo la producción. Por lo tanto una sarta de velocidad óptima tiene que ser seleccionada de tal manera que la carga de líquido sea retrasada durante un largo periodo con un impacto mínimo en la producción.

Diseño de la sarta de velocidad.

El objetivo del diseño de la sarta de velocidad es obtener el diámetro óptimo a utilizar y la profundidad a la que se restablecerá el flujo del pozo, de modo que las pérdidas de presión debido al flujo sean mínimas y la producción se maximice.

La selección del tamaño de la sarta de velocidad apropiada se basa en el análisis nodal, usando dos tipos de curvas:

- La relación del comportamiento de afluencia del yacimiento, IPR, describe la relación entre la presión en la cara de la formación y la cantidad de gas que entra en el pozo.
- La curva de comportamiento de la presión en la tubería, IPC, también conocida como curva J, describe la relación entre la cantidad de gas producido a la superficie y la presión en el fondo del pozo para producir este gas para una presión de cabeza dada. El mínimo de esta curva da el gasto más bajo al cual el pozo puede ser producido.

La relación de comportamiento de afluencia del yacimiento, IPR, muestra la relación que existe entre la presión de fondo fluyendo y el gasto de fluidos que proviene del pozo. En la **figura 3.9** se muestra la curva IPR de un pozo.

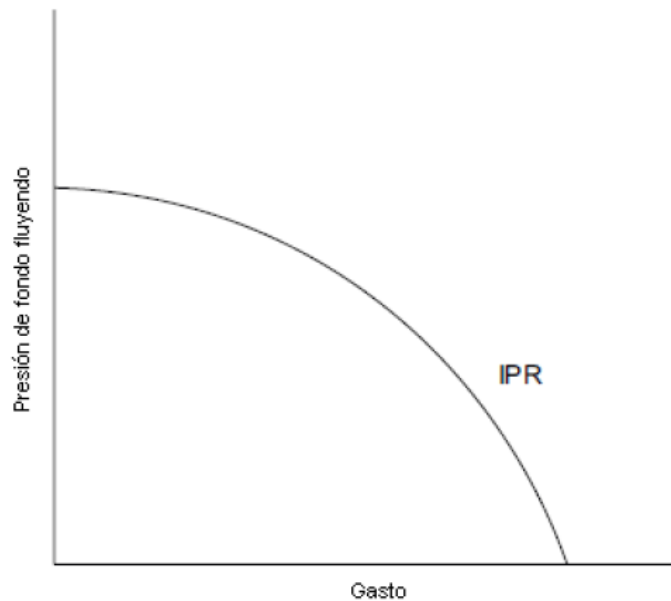


Figura 3.9. Relación de comportamiento de afluencia del yacimiento (IPR) (Modificado de Oudemán, 2007).

La IPR se determina por las propiedades del yacimiento, especialmente por la presión de yacimiento y es independiente de la curva de comportamiento en la tubería.

La curva de comportamiento en la tubería describe el desempeño de un tamaño específico de tubería, diámetro, profundidad y condiciones en la cabeza del pozo, por lo tanto, esta curva varía con respecto al diseño de la sarta de velocidad. La **figura 3.10** representa a la curva J, la cual muestra la relación entre la presión de fondo fluyendo y el gasto de fluido a través del pozo.

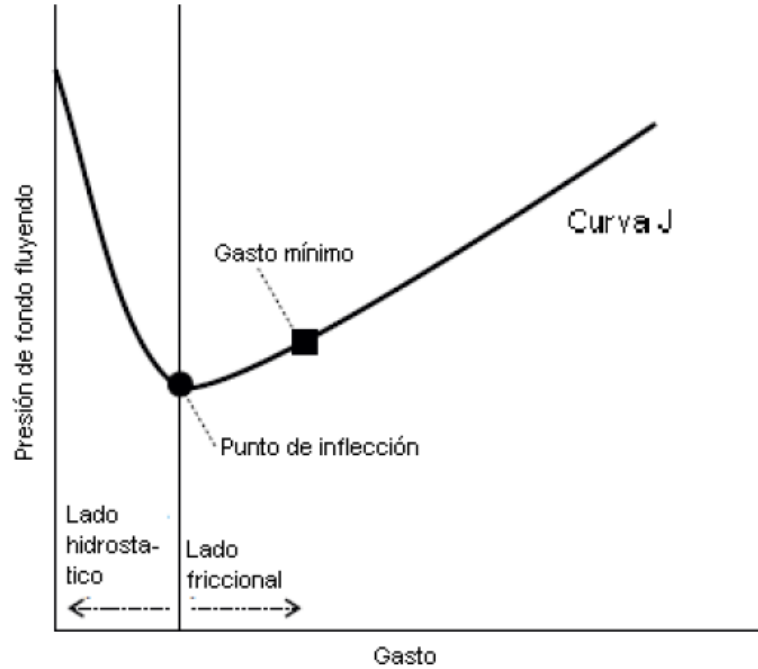


Figura 3.10. Curva de comportamiento en la tubería (Curva J) (Modificado de Oudeman, 2007).

La intersección de estas dos curvas da el gasto real producido. En la **figura 3.11** se ilustra el dilema para el diseño de la sarta de velocidad. La introducción de la sarta de velocidad mueve la intersección con la curva del IPR actual a la izquierda, el gasto de gas es reducido. Sin embargo, debido a la disminución de la curva IPR, la curva IPC no la interseca, el pozo no produciría, mientras que con la sarta de velocidad el pozo seguiría produciendo.

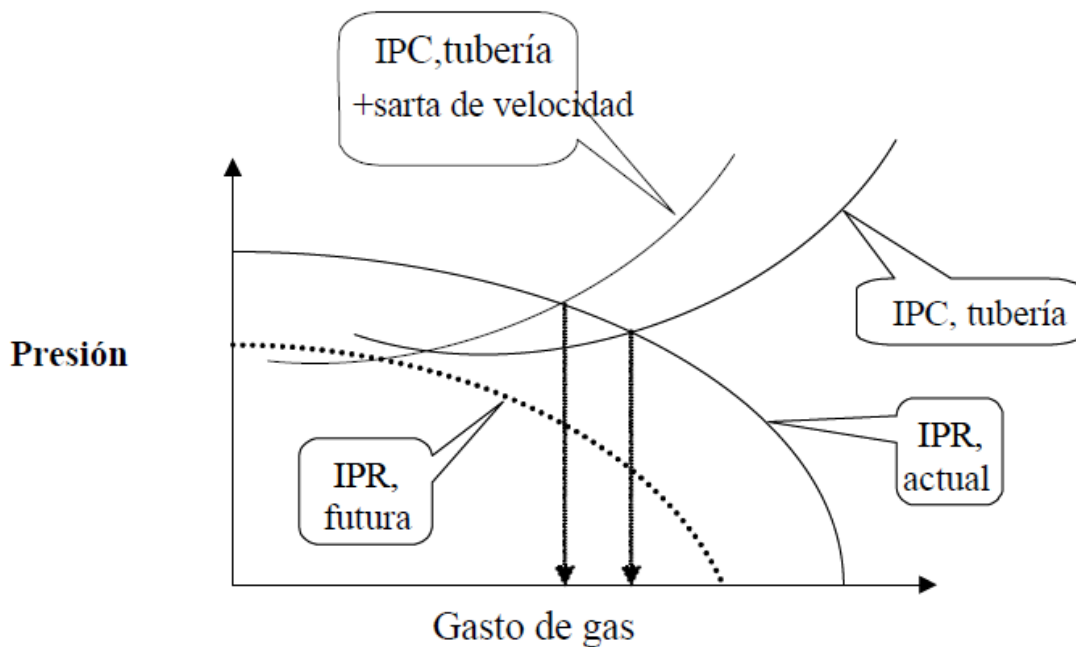


Figura 3.11. Efecto de una sarta de velocidad sobre la producción (Modificado de Oudeman, 2007).

La elección es entre un gasto de producción más alto en un periodo de tiempo más corto y un gasto de producción más bajo durante un periodo considerablemente más largo.

Evaluación del diseño de la sarta de velocidad.

La intersección de la curva J con la IPR da el gasto actual al que se encuentra fluyendo el pozo. Para la evaluación del diseño de la sarta de velocidad se compara éste punto de intersección con el gasto de gas mínimo en la curva J y observar cuál de los siguientes tres escenarios se presentan:

- El pozo fluirá sin presentar carga de líquido.
- El pozo fluirá con carga de líquido.
- El pozo no fluirá.

Si el punto de intersección de la IPR con la curva J se encuentra a la derecha del gasto de gas mínimo, el pozo fluirá con mayor rapidez y no ocurrirá carga de líquido. En la **figura 3.12** se presenta un pozo produciendo sin carga de líquido.

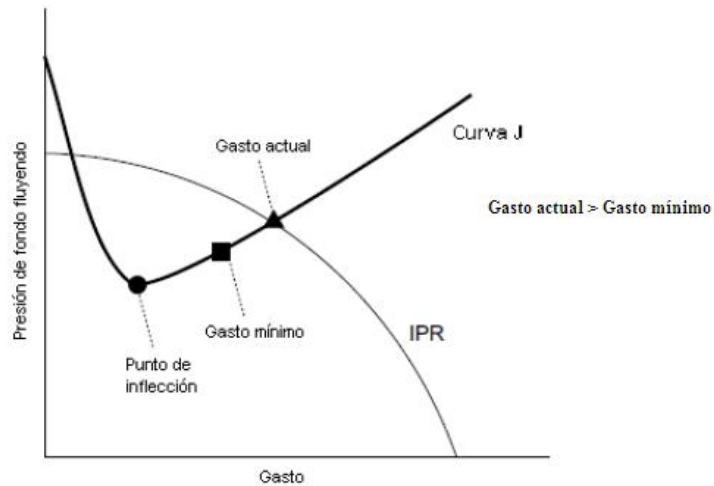


Figura 3.12. Pozo sin carga de líquido (Modificado de Oudeman, 2007).

Si el punto de intersección entre estas dos curvas se encuentra entre el punto de inflexión y el gasto de gas mínimo, el pozo fluiría con carga de líquido. En la **figura 3.13** se muestra un pozo cargado de líquido y de no tratarse se podría llegar a matar el pozo.

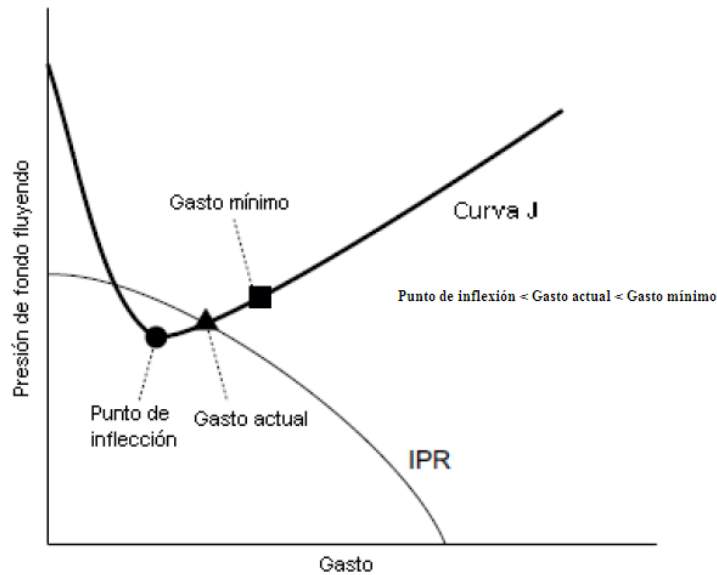


Figura 3.13. Pozo con carga de líquido (Modificado de Oudeman, 2007).

Si la curva J y la IPR no se interceptan o si se interceptan a la izquierda del punto de inflexión, la presión de fondo fluyendo es demasiado baja para que haya flujo a través de la tubería a esas condiciones, por lo tanto se debe considerar otro diseño de sarta de velocidad. La **figura 3.14** es un ejemplo de un pozo que no está fluyendo.

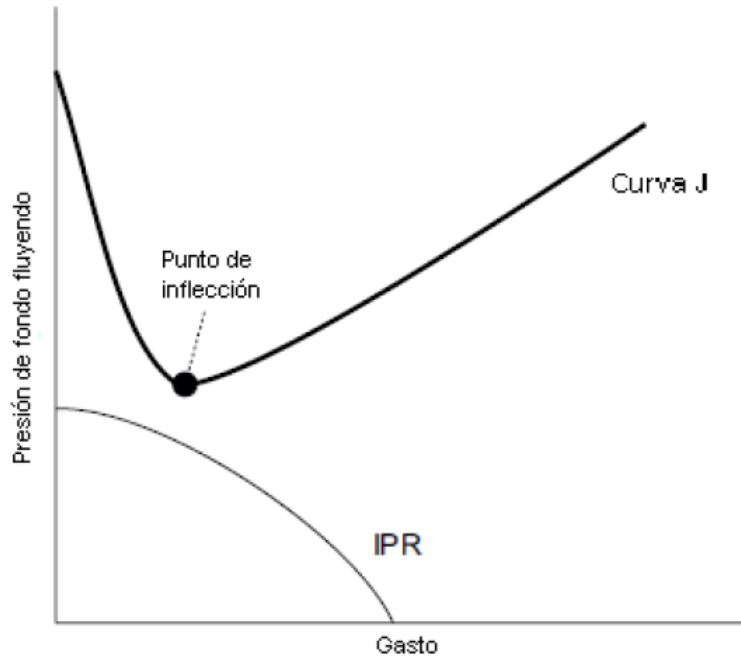


Figura 3.14. Pozo que no está produciendo (Modificado de Oudeman, 2007).

Es necesario realizar una evaluación del diseño de la sarta de tubería y así poder justificar la instalación de la misma.

La sarta de velocidad es una solución sencilla y rápida a los problemas de carga de líquido en pozos de gas.

Ventajas.

- No requiere fuente de energía externa.
- Actúa como estrangulador para aumentar la velocidad del fluido.

Desventajas.

- La operación de mantenimiento a pozo para la recuperación y la instalación podría ser muy costoso.
- Es una solución temporal.
- No es efectivo para yacimientos altamente agotados.
- No es adecuado para pozos con alto corte de la arena donde se requiere extensión de TP.

3.3.2. Separación del gas y el líquido en el fondo del pozo.

Este método consiste en establecer la TP muy por debajo de la zona perforada. Esto asegurará que el líquido se acumule en el fondo del pozo, así no obstaculizará la producción del gas y el gas se producirá desde el espacio anular, como se muestra en la **figura 3.15**. Puede ser muy útil especialmente para un pozo de baja relación gas-líquido. Este sistema incluye el asentamiento de deflectores y extractores niebla en el espacio anular del pozo. La disposición típica del equipo se muestra en la figura 3.15. Los deflectores actuarán como separador primario para el gas y el líquido mientras que los extractores de niebla eliminarán el gas de pequeñas gotas de líquido arrastradas en la corriente.

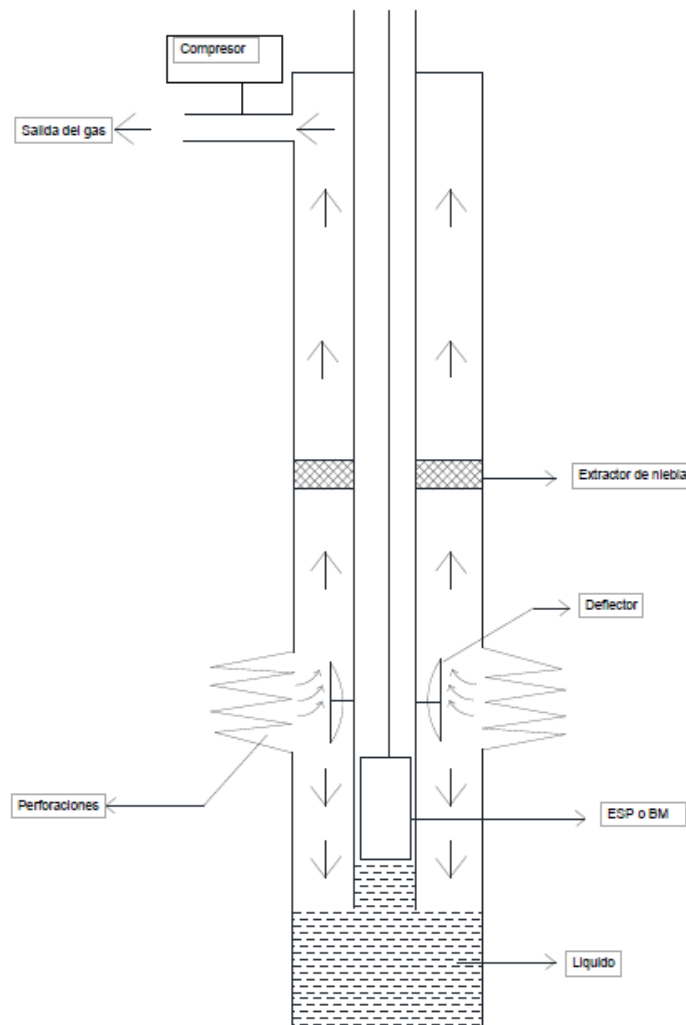


Figura 3.15. Esquema para separar el gas del líquido en el fondo del pozo: con un deflector tangencial y un extractor niebla instalado en el espacio anular (Modificado de Patel, 2013).

La función de los deflectores es causar un cambio rápido en la velocidad de los fluidos. El impacto reducirá el impulso de la corriente y separará el gas y el líquido. El diseño de los deflectores dependerá de la fuerza de impacto causada por la corriente del fluido del yacimiento.

En la **figura 3.16** se puede observar que un deflector se puede conectar a la tubería de producción o la tubería de revestimiento.

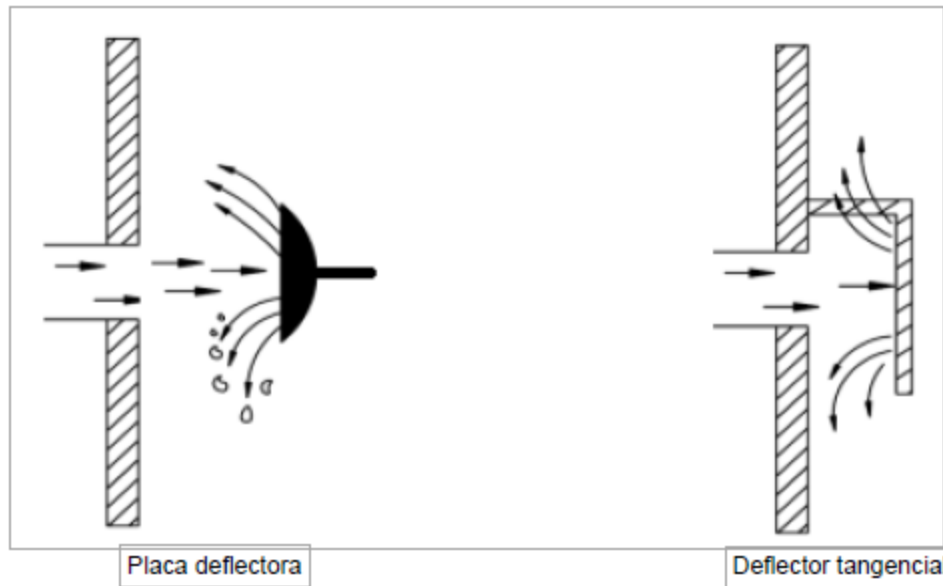


Figura 3.16. Deflectores (Modificado de Arnold, K. and Stewart, M. 2008)

El extractor de niebla se usa para recoger las pequeñas gotas de líquido, las cuales son muy pequeñas para ser asentadas por gravedad. Se colocan placas en forma inclinada con el fin de garantizar que las partículas de líquido caigan.

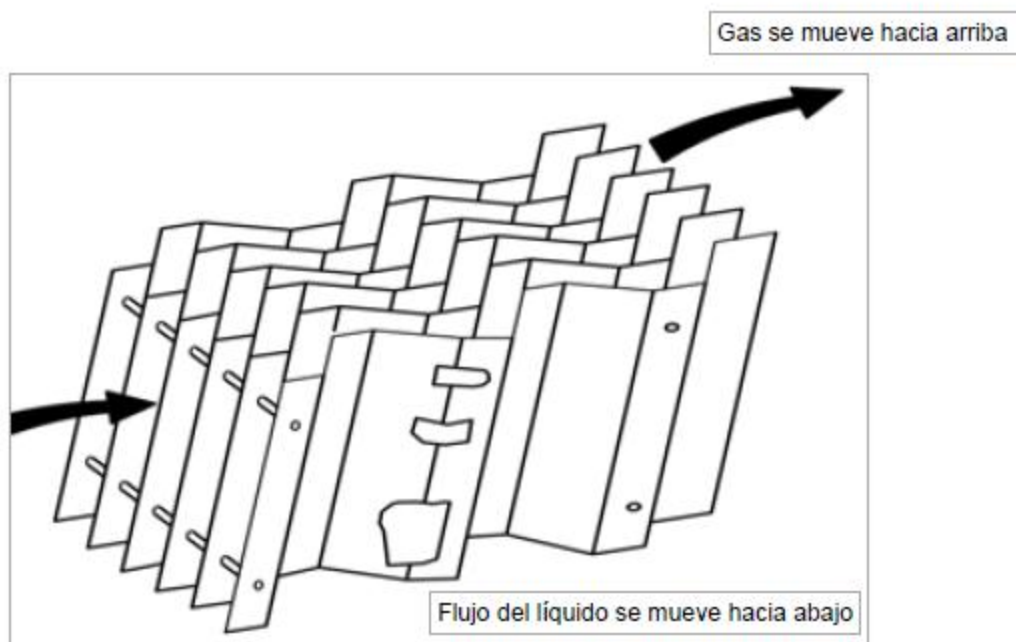


Figura 3.17. Extractor niebla (Modificado de Arnold, K. y Stewart, M. 2008)

Procedimiento de separación del gas y el líquido.

1. Cuando la corriente de fluido del yacimiento sale de la perforación se obtendrá desviación por la placa deflectora. Esto obstaculiza la corriente de gas y remueve grandes gotas de líquidos o baches.
2. Se configura la tubería de producción por debajo de las perforaciones, permitiendo la separación por gravedad y el líquido se acumula en el fondo.
3. El gas viaja hacia arriba a través del espacio anular debido a la diferencia de densidad.
4. El gas que se mueve hacia arriba pasa por el extractor de niebla. Si hay gotas de líquidos arrastrada por la fase del gas, el extractor de niebla lo eliminará. El gas se producirá por el espacio anular mediante la aplicación de un compresor en la superficie o por la energía natural del gas si es lo suficientemente alta.
5. El líquido acumulado puede ser eliminado por un bombeo mecánico con gas o mediante la colocación de una bomba electrosumergible.
6. Un detector de nivel de líquido se puede colocar de manera que se minimice el proceso de eliminación del líquido.

Consideraciones del diseño.

- Diseñar la tubería de producción y los deflectores de manera que puedan resistir la fuerza de impacto de la corriente del yacimiento.
- Diseñar un extractor de niebla que pueda trabajar bajo alta presión diferencial.
- El tamaño de los deflectores debe ser tal que cubra toda la zona de perforación.
- Para pozos inclinados los deflectores deben colocarse perpendicular a la dirección de la corriente del fluido de yacimiento.

Ventajas.

- No hay obstrucción del gas producido.
- Muy útil en pozos de gas de campos marginales donde la relación gas-líquido está por debajo de la exigencia mínima de trabajo para el émbolo viajero.
- Conjuntos de fondo de pozos simples.
- Las inversiones de capital, así como los costos de operación son menores comparados con otros métodos de eliminación de carga de líquido.
- El líquido puede ser eliminado por inyección de nitrógeno a través de una tubería flexible para pozos de alta relación gas-líquido. Para pozos con alto contenido de líquido se puede usar el bombeo mecánico o el bombeo eléctrico sumergible.
- Fácilmente utilizable en la etapa posterior de la vida de un pozo de gas.

Desventajas.

- No es adecuado para pozos horizontales.
- El sistema separa la fase líquida de la fase gas, pero no separará el condensado y agua de las emulsiones si se presentan.
- En pozos de gas con problemas de invasión de arena, los deflectores se erosionarán rápidamente, lo que requiere mantenimiento frecuente.

3.3.3. Émbolo Viajero.

El émbolo viajero es un método de primera clase operando en un pozo de gas con líquidos. Se utiliza un émbolo que viaja libremente para asistir al gas llevando el líquido hacia arriba sin excesiva reserva líquida.

Se requieren períodos de flujo y no-flujo para la acumulación de presión.

El émbolo viajero puede funcionar sin energía externa para el pozo. El émbolo y los líquidos son levantados por el uso de la presión de gas acumulada en el espacio anular TP/TR mientras que la válvula de producción está cerrada.

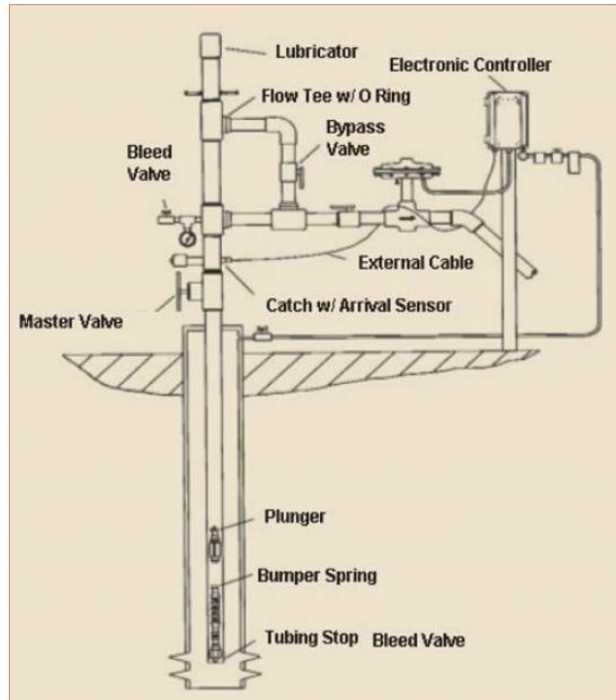


Figura 3.18. Instalación típica de un émbolo viajero (Lea et al, 2003).

Incluye los siguientes componentes:

- ❖ Una línea fija instalada en el fondo del pozo bumper spring para captar al émbolo cayendo.
- ❖ Un lubricador de superficie diseñada para captar el émbolo y permitir al flujo continuar con el émbolo a la superficie.
- ❖ Una válvula motorizada en la superficie para abrir y cerrar el pozo.
- ❖ Un sensor en superficie para monitorear la llegada del émbolo.
- ❖ Un controlador electrónico con la lógica para establecer los ciclos de producción y el cierre a tiempo para el mejor funcionamiento.

Ciclo del émbolo viajero:

La presión se acumula en la TR con el émbolo en el fondo del pozo. A continuación, el pozo se abre y el gas se expande por el espacio anular para levantar el émbolo y el líquido a la superficie. El gas fluye, mientras que el émbolo permanece en la superficie. Los líquidos se acumulan en el pozo debido a que el

flujo de gas disminuye. La válvula se cierra y el émbolo cae en el bumper spring. Los ciclos repetitivos pueden ser ajustados continuamente mediante el uso de un controlador del émbolo viajero.

La presión que se acumula en el espacio anular durante la parte del cierre en el ciclo es la principal fuente de energía para llevar el émbolo y el líquido a la superficie junto con algo de entrada de flujo en el pozo.

Las instalaciones operan mejor sin empacador en el pozo. Algunos pozos con émbolo operan con un empacador, pero es necesario aumentar la presión y la relación gas-líquido del pozo.

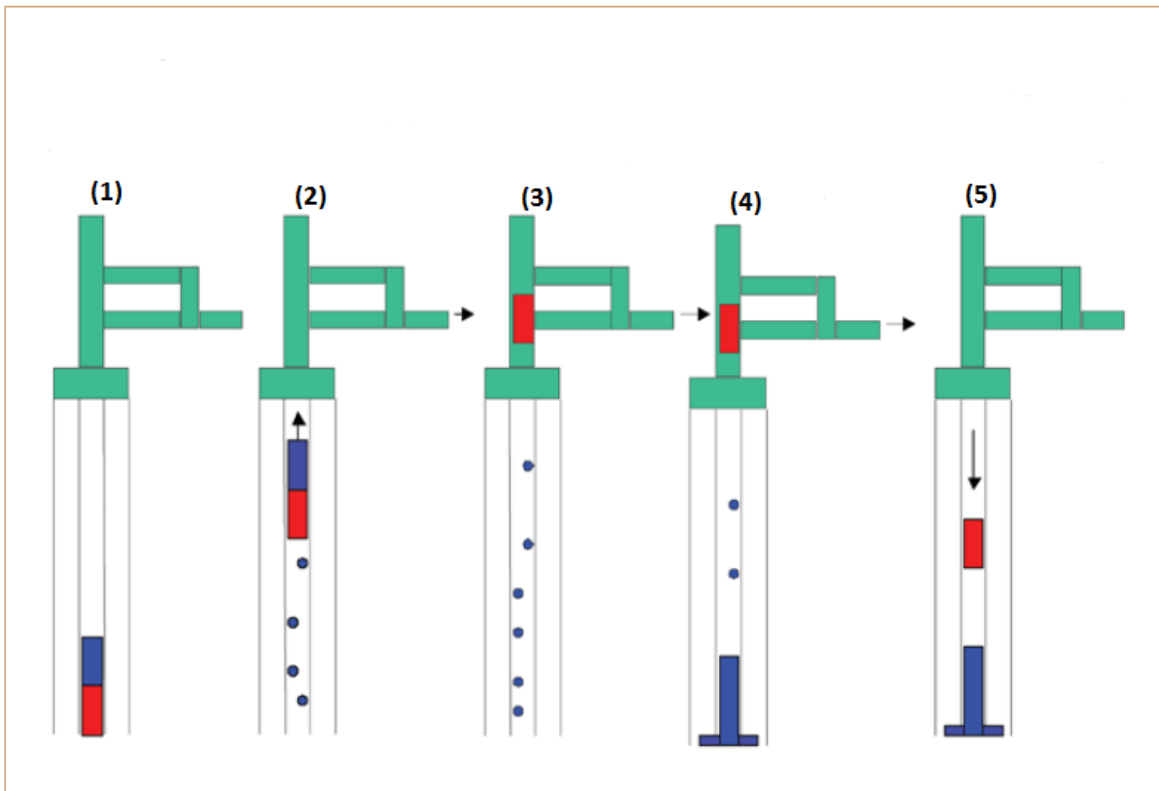


Figura 3.19. Ciclo del émbolo viajero (Modificado de Lea et al., 2003)

- ❖ (1). Pozo cerrado. La presión en la TR se está acumulando.
- ❖ (2). Válvula abierta. El émbolo y el líquido suben.
- ❖ (3). El émbolo es retenido en la superficie como flujos de gas.
- ❖ (4). La mayoría de los líquidos se acumulan cuando la velocidad del gas cae, antes del cierre de la válvula.
- ❖ (5). Válvula cerrada. El émbolo cae hacia el fondo.

La factibilidad del émbolo se evalúa de la siguiente manera.

- ❖ Comprobar los lineamientos de la industria para ver si el pozo es un candidato al émbolo.
- ❖ Evaluar otros métodos de deshidratación vs émbolo viajero.
- ❖ Evaluar la configuración del pozo.
- ❖ Seleccionar e instalar los controles del émbolo y el equipo necesario.

Ventajas.

- ❖ Relativamente pequeño costo de instalación y operación inicial.
- ❖ No requiere alimentación externa para funcionar.
- ❖ Considerado el método más económico para descargar un pozo de gas.
- ❖ Muy útil cuando, los yacimientos por ejemplo, de hidratos e incrustaciones están presentes.
- ❖ Conduce a la reducción del gradiente de flujo en la TP y la presión de fondo fluyendo.

Desventajas.

- ❖ Requiere del bombeo neumático para operar con eficacia.
- ❖ Se vuelve muy caro con el bombeo neumático.
- ❖ No es útil para los yacimientos altamente empobrecidos.
- ❖ El tiempo de inactividad de la producción conduce a la pérdida de ingresos.
- ❖ No es adecuado para pozos desviados.
- ❖ No es adecuado para pozos con TP de tamaño no uniforme.
- ❖ No es adecuado para pozos con SSSV.
- ❖ Requiere una mínima relación gas-líquido (RGL) de 4000 SCF de gas por barril de fluido por 1,000 pies de profundidad.

3.3.4. Espuma.

En aplicaciones de pozos de gas, la mezcla de líquido/gas/surfactante se produce con mayor frecuencia en el fondo del pozo. Este método funciona mejor con sólo agua, pero los condensados pueden estar presentes. La espuma es de bajo costo pero pueden no ser la solución más económica si se necesitan grandes cantidades de tenso-activos caros. La espuma produce una mezcla menos densa al aumentar el área superficial del líquido con burbujas. El resultado es menos deslizamiento de gas/líquido. El gas puede transportar más fácilmente los líquidos espumados a la superficie.

Un procedimiento para determinar cuál surfactante trabaja mejor en los fluidos del pozo, se muestra en la **figura 3.20**.

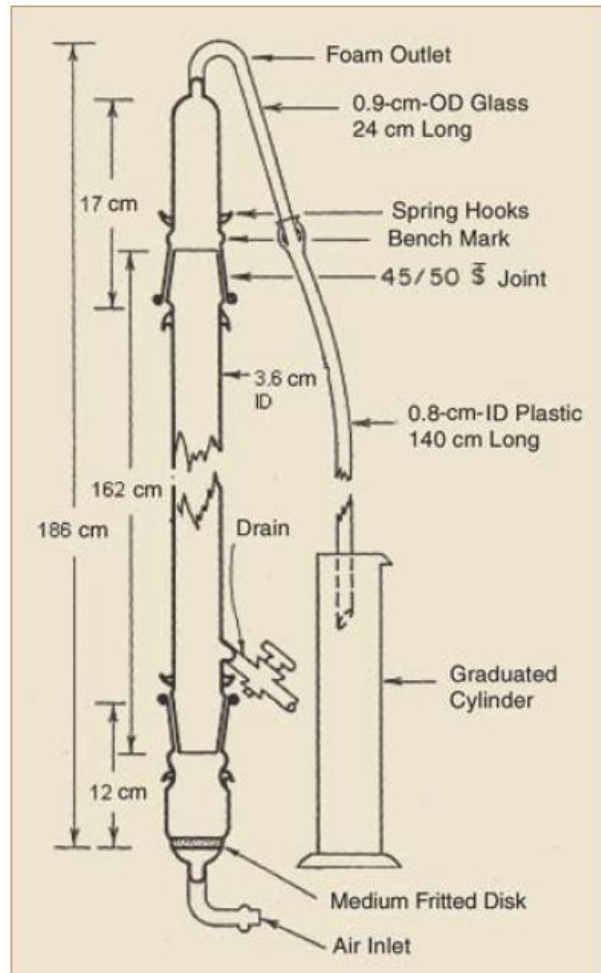


Figura 3.20. Configuración de minas para pruebas de agentes espumantes (Lea et al., 2003).

Los líquidos del pozo se colocan en un tubo y se añade una cantidad específica del agente espumante para ser probado. Un gasto de gas específico es inyectado en el fondo de la tubería a través de un disco poroso se mide el arrastre del líquido en el vaso de precipitados en función del tiempo. Esta prueba es simple, rápida y barata.

Existen varios métodos de introducción de agentes tenso-activos en el pozo. El método más simple es inyectar productos químicos por batch o de forma continua por el espacio anular de un pozo sin empacador.

Selección de espumas.

La aplicación de espuma para la descarga de los pozos de gas de bajo gasto se rige generalmente por dos limitaciones de operación: la economía y el éxito de los tenso-activos de la espuma para reducir la presión del fondo del pozo.

Los pozos de gas de bajo gasto con producción de RGL entre 1000 y 8000 scf/bbl se encuentran entre los mejores candidatos para la formación de espuma.

Los programas de flujo multifásico en general predicen el rendimiento en los pozos de gas, donde la espuma se trata como el líquido (a pesar de que es a la vez líquido y gas) en un sistema de dos fases.

Las pruebas de laboratorio tienden a apoyar la hipótesis de que el líquido en el pozo formará espuma estable en un rango entre 50% y 85% de calidad bajo condiciones dinámicas. La calidad de la espuma parece variar con la cantidad y el tipo de líquidos presentes. En la **figura 3.21** se muestra como varía la calidad de la espuma en función de la cantidad del líquido.

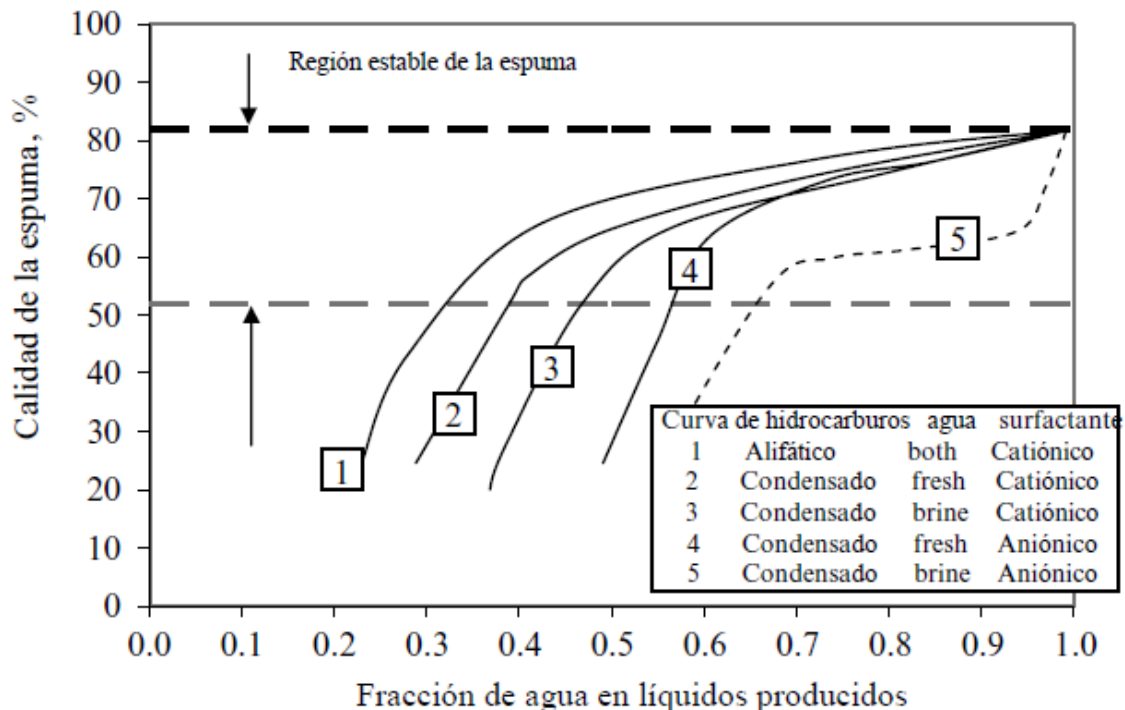


Figura 3.21. Calidad de la espuma en sistemas de pozo (Modificado de Lea et al., 2003).

La viscosidad de la espuma varía con la calidad, la cantidad y el tipo de tenso-activo usado. Cuando la calidad está por encima del 52% aproximadamente, la

espuma se comporta como un fluido plástico que tiene una viscosidad plástica y un límite elástico.

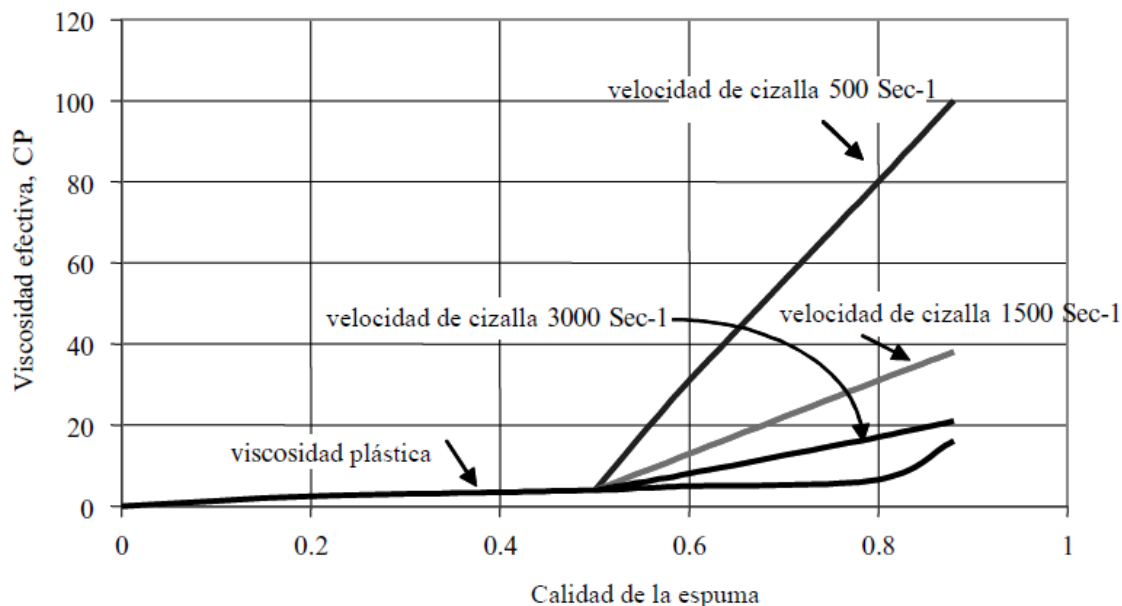


Figura 3.22. Viscosidad efectiva de la espuma (Modificado de Lea et al., 2003)

La viscosidad de la espuma es sensible a la velocidad de cizallamiento en la sarta de producción.

Otros productos químicos de agentes tenso-activos introducidos en el pozo pueden afectar la calidad y viscosidad de la espuma. Los inhibidores de corrosión se empaquetan con tenso-activos para que sean ya sea soluble en agua o dispersos en agua. Las pruebas de laboratorio han evaluado el efecto de los dos compuestos inhibidores de la corrosión. Estas pruebas muestran que el inhibidor disperso en agua con productos químicos disminuye la calidad de la espuma (hasta 10% inferior), mientras que el inhibidor soluble en agua tuvo poco efecto sobre la formación de la espuma. Este último tendía a causar algunos problemas de emulsión con el aceite y el agua.

Los límites económicos para la aplicación de espuma son una función tanto de los costos químicos y el costo del equipo. Los costos químicos son proporcionales al gasto de líquido (agua). En algún nivel de la producción de agua, los costos de los productos químicos se acercarán y superarán el costo de bombeo.

Los agentes espumantes no deberían usarse en lugares donde la experiencia indica que los problemas en el arrastre de espuma y/o en el tratamiento de la emulsión líquida son graves. Aunque el costo de los equipos de inyección de

tenso-activos puede ser pequeño, el costo de mano de obra, productos químicos, equipos de pozo adicional, o modificación de los equipos existentes para manejar el arrastre de espuma y emulsiones puede ser significativo. La espuma también se ha utilizado con las operaciones de émbolo viajero para mejorar el rendimiento y la fiabilidad de los ciclos del émbolo. El uso de surfactante en las instalaciones del émbolo parece ser útil cuando el gasto del gas es muy bajo y/o cuando el gasto de gas y el volumen después de la llegada del émbolo es insuficiente para limpiar el pozo de líquidos residuales.

Ventajas.

- ❖ No Requiere equipo de fondo de pozo.
- ❖ Método muy simple y de bajo costo para los pozos de bajo gasto.
- ❖ Solución barata de costo inicial
- ❖ Muy adecuado para alto corte de agua.
- ❖ Uso de la energía del pozo.
- ❖ Aplicable a los pozos con bajo gasto de gas, donde las velocidades del gas pueden estar en el orden de 100 a 1000 [fpm] en la sarta de producción.

Desventajas.

- ❖ Los surfactantes pueden ser en grandes volúmenes muy caros.
- ❖ Ineficiente en presencia de condensados.
- ❖ El proceso de selección del surfactante puede ser muy riguroso.
- ❖ Ineficiente cuando el corte de agua es menor del 50%.
- ❖ No es muy eficiente en los **yacimientos** altamente empobrecidos.
- ❖ El tenso-activo puede dar lugar al arrastre de espuma o problemas de emulsión líquida.
- ❖ Concentraciones demasiado bajas pueden no tener ningún efecto significativo.

3.3.5. Bombeo mecánico.

Las bombas mecánicas son el método más utilizado para bombear líquidos de pozos de gas, se usan para bombear los líquidos por la TP y permitir que la producción de gas fluya por la TR.

Las instalaciones de bombeo mecánico conllevan a costos altos en relación a otros métodos de remoción de líquidos, tales como émbolo viajero o la espuma. Su costo inicial puede ser alto cuando no se cuenta con una unidad adicional disponible, además los costos por electricidad también pueden ser altos si se ocupan motores eléctricos para accionar los motores principales y se asocian altos costos de mantenimiento con la operación del bombeo mecánico. Por su costo se

deben de considerar otras alternativas para eliminar los líquidos del pozo de gas, antes de instalar bombas mecánicas.

El sistema de bombeo mecánico produce volúmenes de líquido menores mientras aumenta la profundidad. Debido a los volúmenes requeridos para la eliminación de la carga de líquido en pozos de gas y de que las bombas mecánicas no presentan restricciones mínimas de producción se utilizan frecuentemente para la producción de líquidos. En la **figura 3.23** se muestra un rango aproximado de la profundidad contra el volumen para sistemas de bombeo mecánico.

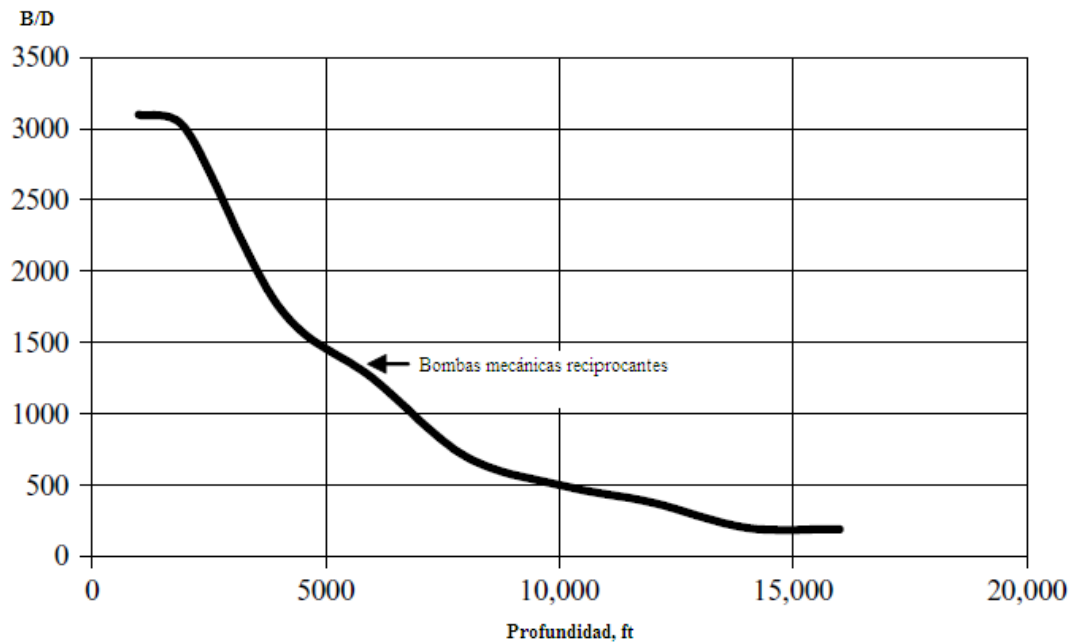


Figura 3.23. Una aproximación de profundidad vs gasto para el BM (Modificado de Lea et al., 2003).

La presencia de grandes volúmenes de gas durante la remoción de líquidos significa que con frecuencia se requieren medidas para mantener el gas alejado de entrar a la bomba de fondo y/o permitir a la bomba llenarse y funcionar con algo de gas presente.

Operación del bombeo mecánico.

La función del bombeo mecánico es extraer fluidos mediante un movimiento ascendente-descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la TP en el fondo, cerca del yacimiento.

Los fluidos que se acumulan en la TR llegan a la superficie a través de la TP.

En la **figura 3.24** se presenta un sistema convencional de bombeo mecánico.

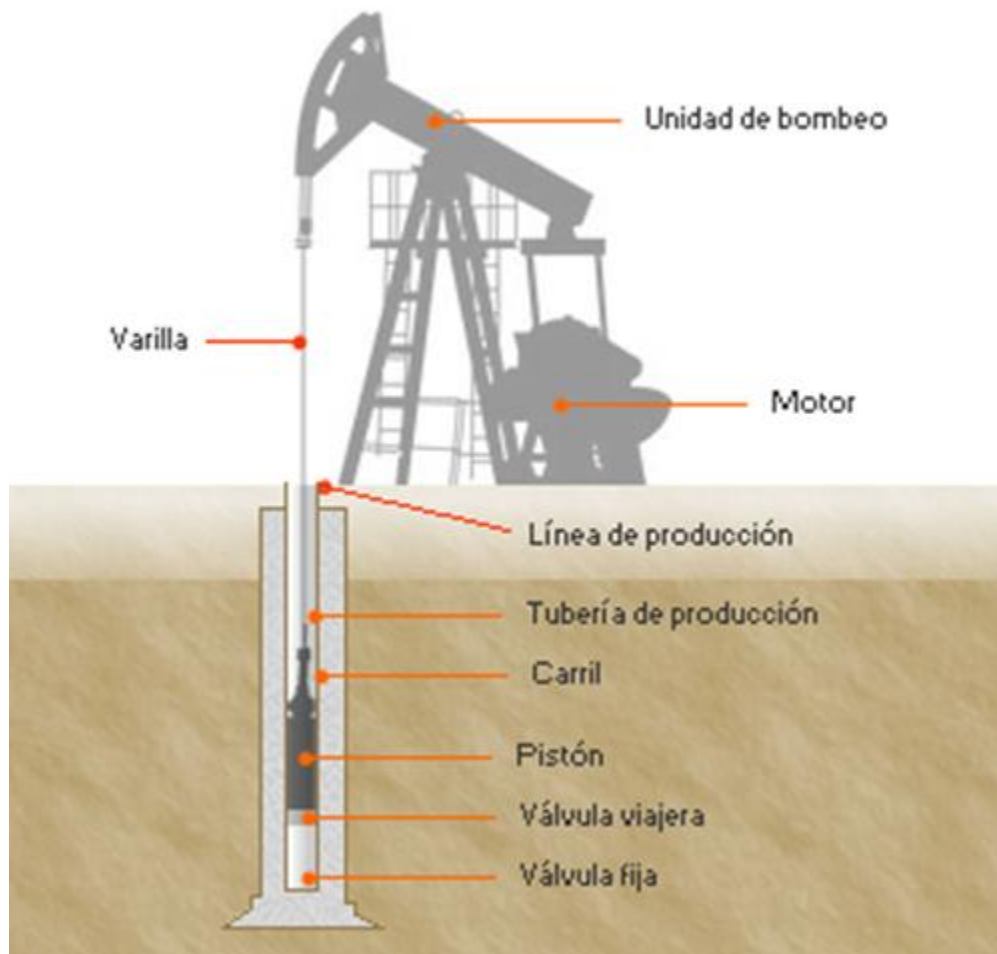


Figura 3.24. Esquema de un bombeo mecánico (Apuntes de SAP, 2013).

Control de la sumergencia de la bomba.

Se dice que una bomba está “desfasada” o con problemas de sumergencia cuando el bombeo mecánico opera a un gasto más allá de la capacidad del yacimiento para producir líquidos, el nivel de líquido en el pozo se bombea bajo la toma de la bomba.

El controlador de sumergencia de la bomba permite operar al bombeo mecánico con suficientes niveles de líquido para evitar daño mientras opera la bomba con eficiencia alta. El controlador permite operar a algunos sistemas de bombeo con la condición de falta de sumergencia de la bomba, con interferencia continua de gas en la bomba. Esto trae como resultado eficiencia pobre y puede originar golpeteo brusco contra el fluido conforme el émbolo entra en contacto con el fluido. El golpeteo del fluido puede originar daño mecánico al sistema.

El sistema de bombeo mecánico se debe diseñar para permitir bombear el nivel de fluido en el espacio anular hasta el valor mínimo consistente con la operación eficiente de la bomba y la prevención del golpeo del fluido.

La ecuación 3.41 se utiliza para diseñar la bomba para operar a un gasto dado:

$$\text{gasto de diseño} = \frac{\text{Capacidad máxima de aporte del yacimiento} \times 24 \text{ h/d}}{\text{Eficiencia volumétrica de la bomba} \times \text{hrs de bombeo/d}}. \quad (3.41)$$

La eficiencia volumétrica de la bomba es esencialmente el porcentaje de llenado de líquidos del barril de la misma. Para un control efectivo de la sumergencia, una buena regla de campo es un tiempo de bombeo de 20 h/d.

Separación de gas para mantenerlo fuera de la bomba.

Cuando se utilizan bombas mecánicas para quitar el líquido de los pozos de gas, es posible que la bomba quede sujeta a la interfase del gas, por lo que son necesarias ciertas medidas para separar el gas de la corriente de líquido antes de que entre a la bomba.

Los siguientes métodos se utilizan para separar el gas de la toma de la bomba de fondo:

- **Colocación de la bomba debajo de los disparos.**

La colocación de la bomba debajo de los disparos es una de los métodos más simples y de los mejores. La velocidad baja de descenso del líquido en el espacio anular hacia la toma de la bomba, permite que se separe el gas de los líquidos y que migre libremente por el espacio anular. Al mismo tiempo, los líquidos se mueven hacia abajo, hacia la toma de la bomba llevando una cantidad mínima de gas a través de la bomba. Si esta velocidad descendente es menor que la aproximada de $\frac{1}{2}$ ft/s, entonces, la cantidad de gas que se transporta hacia abajo es mínima, especialmente si se bombea agua.

- **Separador de fondo o entrada restringida de gas al separador.**

El separador de fondo o restricción de entrada se diseña para que el flujo descendente en el área anular dentro del separador sea menor que $\frac{1}{2}$ ft/s y así cualquier burbuja en el flujo no es transportada dentro de la toma de la bomba a través de la tubería sumergida. Sin embargo en pozos de gas, el gas libre hace difícil determinar cuándo la velocidad real está debajo de $\frac{1}{2}$ ft/s, en relación a la producción de superficie.

Una regla de campo es que si el pozo de gas está produciendo más de 200 bpd o más, bloqueará con gas un separador de fondo.

Una modificación simple que se le ha hecho a un separador de fondo es usar un tubo guía para colocarlo por debajo de los disparos pero no el cuerpo completo de la bomba. Esta modificación permite una velocidad descendente muy baja hacia la toma, permitiendo que el gas viaje por el espacio anular. La entrada del tubo guía se coloca bajo los disparos, permitiendo la separación del gas a partir de la baja velocidad del fluido en la región anular.

- **Separador con anillo dimensionado.**

El separador de anillo dimensionado es muy barato y deberá ser del mismo diámetro de la TP, excepto, que la capacidad de la bomba exceda la capacidad del separador, en este caso, se deberá seleccionar un separador más grande que tenga una capacidad de líquido igual o mayor que la capacidad de la bomba.

Un sistema de bombeo mecánico operando en un pozo de gas deberá tener algún tipo de separación efectivo de gas en el fondo del pozo.

3.3.6. Bombeo neumático.

El principio básico que se utiliza con este sistema artificial de producción es reducir el peso de la columna de líquido por la inyección de gas y de esta manera descargar el pozo y continuar con la producción.

El bombeo neumático introduce gas adicional en la TP para aligerar el gradiente fluyendo y poder incrementar la velocidad del fluido por encima de la velocidad crítica. Un compresor o una presión alta en el pozo de gas deberían suministrar el bombeo neumático.

El proceso habitual es inyectar gas abajo de la TR y a través de una válvula de elevación de gas en la TP. El gas en la TP aligera el gradiente y el pozo produce a un gasto más alto. El gas puede ser inyectado por debajo de la TP o inyectado a través de una válvula si la presión del gas está disponible para descargar.

El bombeo neumático se asemeja al de flujo natural y ha sido reconocido por mucho tiempo como uno de los métodos artificiales de producción más versátiles. El bombeo neumático es un buen candidato para la remoción de líquidos de pozos de gas bajo ciertas condiciones. La **figura 3.25** muestra los rangos aproximados de aplicación de profundidad contra el gasto para el bombeo neumático.

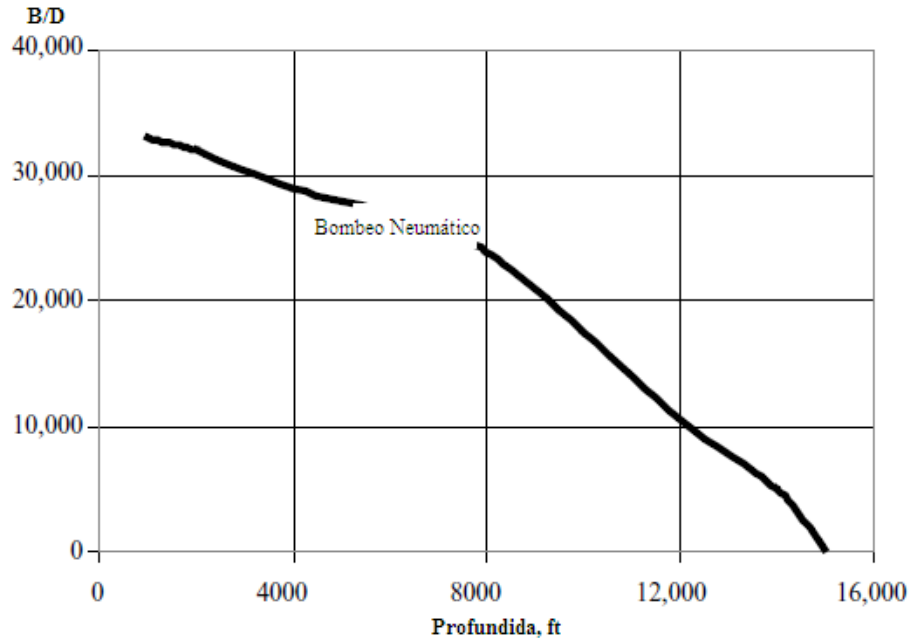


Figura 3.25. Aproximación de profundidad vs gasto para el BNC (Modificado de Lea et al., 2003)

El bombeo neumático no es tan eficiente como el bombeo mecánico. Este método de levantamiento artificial es flexible, sin embargo, se puede utilizar en conjunción con el émbolo viajero y los líquidos del subsuelo desviadores para mejorar su eficiencia general.

En la actualidad hay dos tipos fundamentales de bombeo neumático en la industria, los cuales son, “flujo continuo” y “flujo intermitente”.

Bombeo neumático continuo.

En el bombeo neumático continuo se inyecta de manera continua una corriente de gas con una presión relativamente alta en la columna de fluido producido a través de una válvula de fondo o un orificio. El gas inyectado se mezcla con cualquier gas de formación para levantar el fluido a la superficie por uno o más de los siguientes procesos:

- ❖ La reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna, de esta manera la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo será incrementada.
- ❖ La expansión del gas inyectado de manera que empuja el líquido por delante de él, lo que reduce aún más el peso de la columna y aumenta el diferencial entre el yacimiento y el pozo.

- ❖ Desplazamiento de baches de líquido por grandes burbujas de gas que actúan como pistón.

Bombeo neumático intermitente.

A medida que la presión de fondo disminuye en los pozos de gas, se alcanza un punto cuando el pozo no es tan económico con el bombeo neumático continuo, y el pozo se convierte a bombeo neumático intermitente. Este punto puede ser alrededor de 200 [BPD].

El bombeo neumático intermitente puede utilizar el mismo equipo de fondo que el bombeo continuo, pero adaptando el pozo para flujo intermitente.

El momento óptimo para convertir un pozo con bombeo neumático continuo a intermitente está en función de la presión del yacimiento, el tamaño de la TP, la relación gas líquido y el gasto del pozo. La siguiente tabla muestra algunas reglas generales a utilizar para estimar el mejor tiempo para pasar a bombeo intermitente.

Tabla 3.2. Condiciones de flujo máximo para bombeo neumático intermitente.

Tamaño de la TP [in]	Gasto máximo para bombeo intermitente [BPD]
2 3/8	150
2 7/8	250
3 1/2	300
4 1/2	No se recomienda

En particular, para los pozos de baja productividad, el gas puede ser inyectado de forma intermitente para eliminar pequeños baches de líquido a intervalos regulares.

El bombeo neumático intermitente resulta ser más económico que el continuo para los efectos de la descarga de los pozos de gas de baja productividad que producen menos de 50 barriles de líquido por día.

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente determinado volumen de líquido impulsado por el gas que se inyecta a alta presión de forma intermitente.

Principio básico de operación del bombeo neumático intermitente.

- El gas se inyecta en la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos.
- Este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la TP.
- Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de líquido a causa de la energía del gas.
- Debido al fenómeno de resbalamiento del líquido, solo una parte del volumen del líquido inicial se recupera en superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache de líquido en formación.
- Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de líquido con el que se inicia otro ciclo.

En la **figura 3.26** se muestra cómo funcionan las válvulas en el bombeo neumático intermitente.

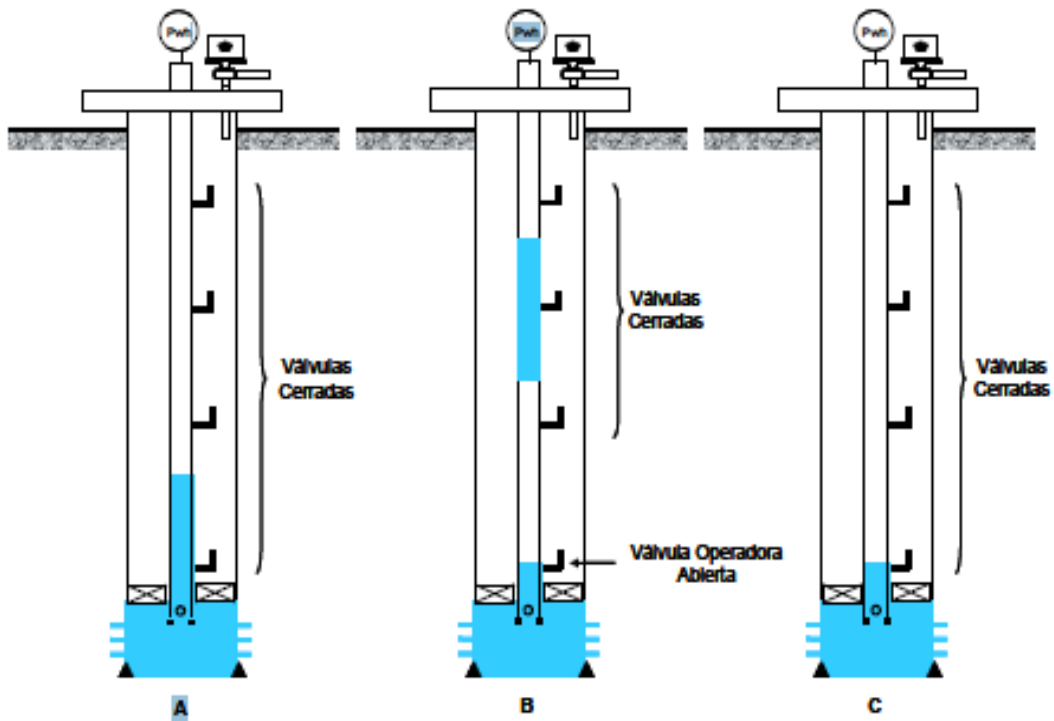


Figura 3.26. Funcionamiento de las válvulas en el BNI (Apuntes de SAP, 2013).

En el bombeo neumático intermitente el gas es inyectado a intervalos regulares, para que coincida con la relación de fluidos que está produciendo la formación la formación hacia el pozo.

Descarga del pozo.

El método de descarga continúa debe ser de operación ininterrumpida. Las válvulas se espacian de modo que el pozo se descarga por sí mismo, controlándose el gas en la superficie.

En la **figura 3.27** podemos observar que el aparejo de producción tiene cuatro válvulas de bombeo neumático y sus correspondientes presiones de operación son de 625, 600, 575 y 550 [psi].

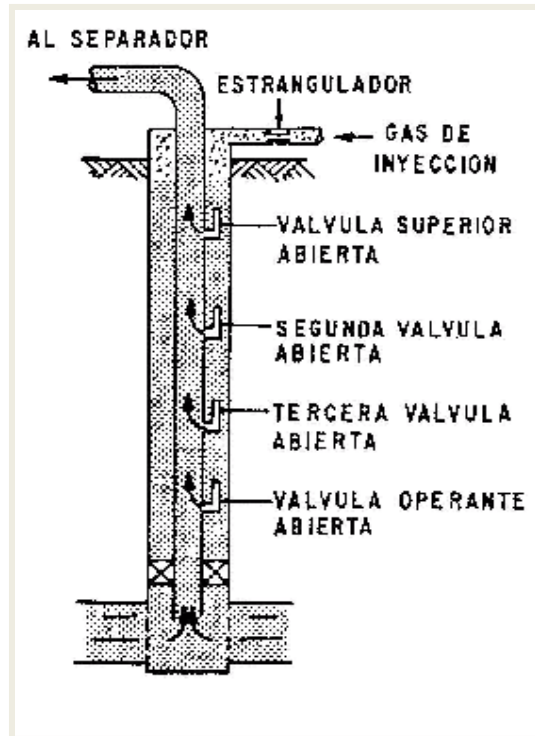


Figura 3.27. Aparejo de producción (Apuntes de SAP, 2013).

Paso 1. El gas se inyecta lentamente en el espacio anular. Inmediatamente el fluido de control empieza a salir por la TP.

A medida que al espacio anular se le aplica gas continuamente, la presión en la TR debe subir gradualmente para que el fluido siga ascendiendo por la TP.

Paso 2. La válvula número 1 (625 psi) no tarda en quedar al descubierto, ya que el gas pasa a la TP. Esto se observa en la superficie por el aumento instantáneo de la velocidad del flujo que sale por el extremo de la TP.

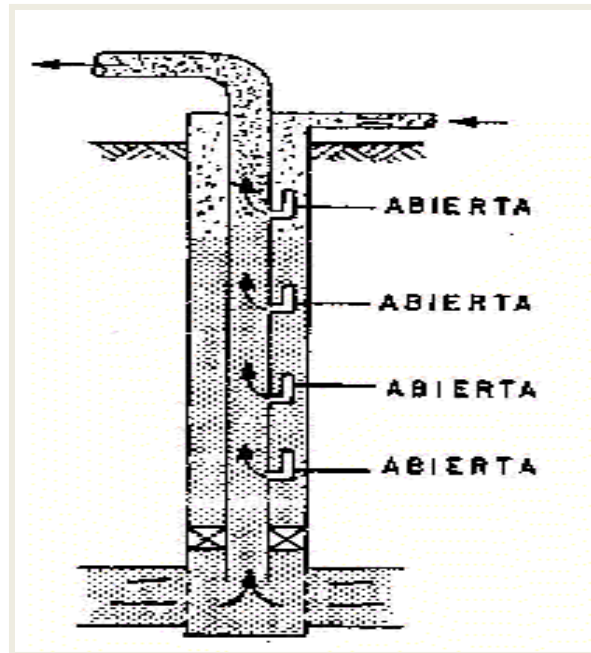


Figura 3.28. Válvula 1 descubierta (Apuntes de SAP, 2013).

La descarga del pozo es una mezcla de gas y líquidos, la presión en la TR se estabiliza a 625 [psi], que es la presión de operación de la válvula 1.

Paso 3. La inyección de gas en el espacio anular hace que el nivel de líquido siga bajando hasta la válvula 2 (600 psi) queda al descubierto debido a que el gradiente es aligerado considerablemente por el gas.

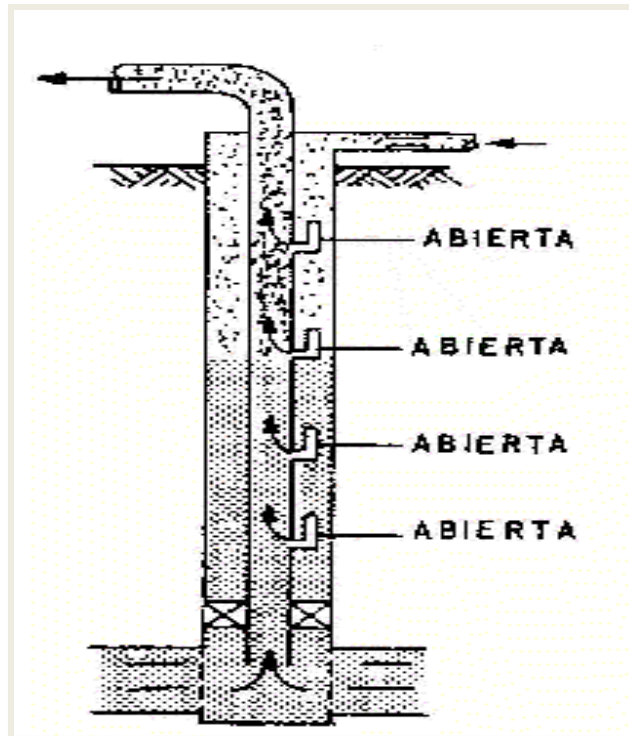


Figura 3.29. Válvula 2 descubierta (Apuntes de SAP, 2013).

Tan pronto la válvula 2 queda descubierta, el gas entra en ella a la profundidad de 2150 [ft]. Además, la presión en la TR baja a 600 [psi], ya que la válvula 2 funciona con 25 [psi] menos que la válvula 1.

Paso 4. El gas se inyecta continuamente hasta llegar a la tercera válvula y la operación se repite hasta llegar a la cuarta.

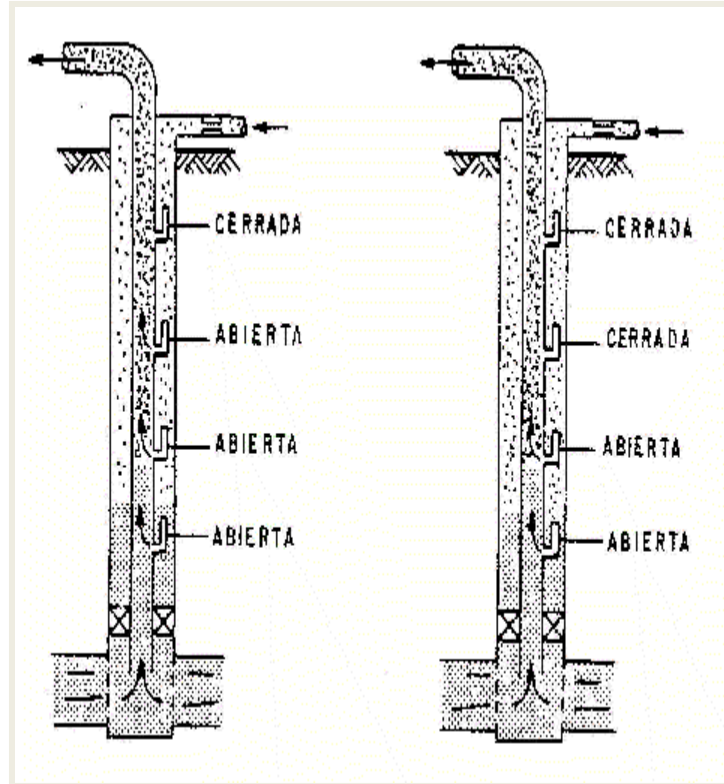


Figura 3.30. Válvula 3 descubierta (Apuntes de SAP, 2013).

La composición de los fluidos en la TP empieza a cambiar. Cuando esto ocurre, la producción de descarga del pozo tiende a bajar, hasta que se llega a la válvula de operación (cuarta válvula).

Paso 5. Tan pronto se llega a la válvula 4 a 3306 [ft], la TR se estabiliza a 550 [psi] de presión de operación en la superficie y el pozo entra en producción.

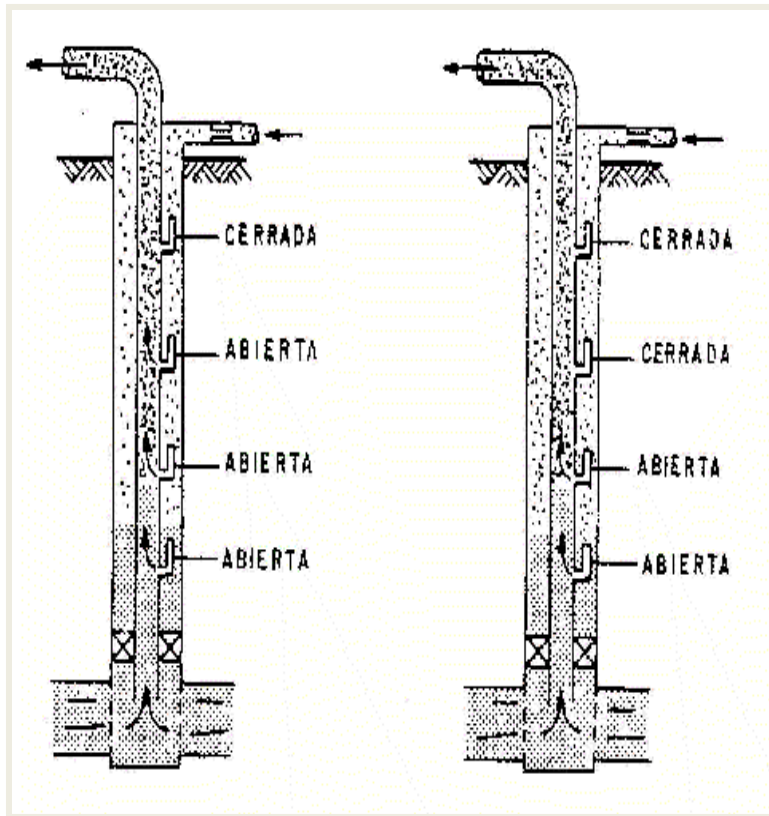


Figura 3.31. Válvula 4 descubierta (Apuntes de SAP, 2013).

Ventajas.

- ❖ Es un método flexible.
- ❖ Aumenta la velocidad del gas.
- ❖ Se pueden aplicar directamente a pozos con alta relación gas-líquido.
- ❖ No es susceptible a la erosión causada por la producción de arena y puede manejar una producción mayor de sólidos que los sistemas de bombeo convencionales.
- ❖ Puede ser usado en pozos desviados sin problemas mecánicos.

Desventajas.

- ❖ Altos costos de implementación y operación
- ❖ No produce una alta recuperación a menos que se aplique conjuntamente con el émbolo viajero.
- ❖ Menos eficiente en comparación con el bombeo mecánico.
- ❖ Requiere de fuente de energía externa.
- ❖ No es económicamente viable para pozos aislados.

3.3.8 Bombeo electrocentrífugo.

El bombeo electrocentrífugo sumergido ha probado ser un sistema de producción artificial de producción eficiente y económico.

Un pozo candidato a producir artificialmente con bombeo electrocentrífugo sumergido, debe reunir características tales que no afecten su funcionamiento, como las altas relaciones gas-aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y medio ambiente de operación agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del aparejo.

Entre las características únicas del sistema está su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo.

Su mecanismo de operación consiste en Utilizar una bomba centrífuga multietapa impulsado por un motor eléctrico. Los impulsores incrustados imparten energía cinética al fluido mientras que los difusores convierten esta energía cinética en energía potencial.

Descripción del equipo de bombeo electrocentrífugo sumergido.

Una unidad típica de bombeo electrocentrífugo sumergido está constituido en el fondo del pozo por los componentes: motor eléctrico, protector, separador de gas, bomba electrocentrífuga y cable conductor como se puede observar en la **figura 3.32**.

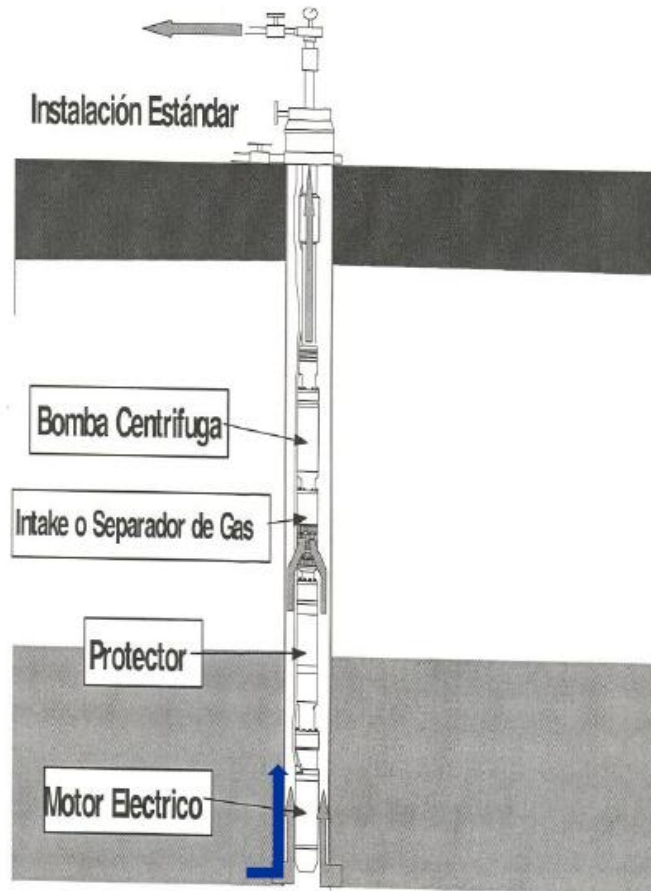


Figura 3.32. Componentes de fondo del BEC (Apuntes de SAP, 2013).

La integración de los componentes es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido.

Motor eléctrico.

El motor eléctrico se encuentra en el fondo del aparejo y recibe la energía desde una fuente superficial a través de un cable.

Protector.

También se le conoce como sección sellante, se encuentra entre el motor y la bomba; principalmente está diseñado para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de colocación del aparejo, también evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.

Separador de gas.

Se utiliza como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. Se coloca entre la bomba y el protector.

Algunos efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba es que el comportamiento de la bomba se aparta del señalado en sus curvas características, reducción de eficiencia, cavitación, etc.

Bomba centrífuga sumergible.

Tiene la función de imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de la presión necesaria para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas sumergibles son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario. El tamaño de la etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este depende la potencia de la bomba requerida.

Cable conductor eléctrico.

Este cable lleva la energía eléctrica necesaria desde la superficie hasta el motor, el cable se debe de elegir de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos.

El tamaño del cable queda determinado por el amperaje y voltaje del motor, así como por el espacio disponible entre las tuberías de producción y revestimiento.

Factores que afectan el diseño del aparejo de bombeo electrocentrífugo sumergido.

El diseño de las instalaciones del BEC se ve afectado por diversos factores que deben considerarse de manera metódica, debido a su influencia sobre la selección final de las dimensiones de la bomba y del motor que se requieren para cumplir con el objetivo de producción. A continuación se comentan dichos factores.

- **Capacidad de flujo en el pozo.**

Este parámetro permite diseñar la bomba asegurando que el rango de gasto en el que opere, esté cerca de su máxima eficiencia. Si la capacidad de la bomba excede a la aportación del pozo, se puede alcanzar la condición de bombeo en

vacio, en consecuencia, el motor se sobrecalienta hasta que su aislamiento falla y se quema.

- **Gas libre en la bomba.**

La presencia de gas libre a la profundidad de colocación del aparejo, representa el mayor problema para dimensionar el equipo adecuado y producir efectivamente un pozo. La bomba se comporta a su más alta eficiencia cuando se bombea únicamente líquidos y aunque puede bombear gas libre, su presencia en exceso es causa de una operación ineficiente.

- **Separación de gas.**

El separador desvía parte del gas libre de la succión de la bomba hacia el espacio anular. No existe un método analítico o empírico para calcular la eficiencia con la que trabaja el separador, sólo se tienen cifras que varían de un fabricante a otro y se considera que no pueden ser utilizados como fijas, ya que posiblemente dependen de las condiciones de bombeo específicas de cada pozo.

- **Pozos desviados.**

Las bombas sumergibles están diseñadas para operar generalmente en una posición vertical, pero pueden trabajar en pozos desviados y aún en posición aproximada a la horizontal con el requisito de que la flecha no esté forzada o flexionada. El límite de desviación de la vertical lo establece la capacidad de la unidad para mantener la separación entre el aceite lubricante del motor y el fluido del pozo.

- **Efectos viscosos.**

La viscosidad afecta el comportamiento de las bombas, disminuyendo su capacidad de carga, reduciendo la eficiencia y haciendo que la más alta eficiencia ocurra a un gasto menor.

- **Temperatura.**

La temperatura de fondo es uno de los factores de control en la selección del cable conductor. Los cables disponibles en el mercado trabajan exitosamente a 350 °F o más y son más costosos conforme su temperatura de operación sea mayor. La temperatura también afecta al motor, una temperatura más alta en el motor acorta su vida esperada.

Ventajas.

- Capaz de manejar gastos desde 200 hasta 60000 bl/día de fluidos, en profundidades aún superiores a los 15000 ft.
- Las reservas podrían ser producidas hasta el límite económico.
- Podría funcionar como sumidero de fondo de pozo.
- Produce fluidos con altas viscosidades y en el manejo simultáneo de aceite, gas y agua.

Desventajas.

- No puede manejar una cantidad excesiva de gas.
- Requiere de fluido para ser enfriado.
- Requiere energía externa.
- Muy caro.
- Fallas frecuentes en el cable y el motor debido a altas temperaturas y por corrosión.

3.4. Factores que afectan la selección de un sistema artificial de producción.

3.4.1 Costos del equipo.

Normalmente, el primer parámetro considerado cuando se selecciona un método de levantamiento artificial son los costos de implementación o equipo. Un método puede resultar más eficiente que otro, pero la disponibilidad de fondos puede limitar la selección.

Los métodos de bombeo mecánico, bombeo neumático y la instalación de una sarta de TP de menor diámetro requerirían la mayor inversión de capital inicial, suponiendo que los equipos se adquieran y no se alquilan. Estos métodos serían seguidos por émbolo viajero e intermitente de un pozo, respectivamente. Sin embargo, todos los métodos mencionados requieren equipos que tiene un valor de salvamento y esto debería ser considerado en la evaluación de unas necesidades de los pozos particulares.

3.4.2 Costos de operación.

Los costos de operación se componen de cuatro categorías los costos de personal, los costos de materiales, los costos asociados con fallas mecánicas, y

los costos de energía. Todos los métodos se comparan favorablemente con base en los costos de personal de operación. El personal de campo es normalmente responsable de un número de pozos. Proporcionando que todo el equipo esté en buenas condiciones mecánicas, sólo se requiere una pequeña cantidad de la supervisión adicional. Los costos de material sólo se encuentran cuando se utilizan agentes espumantes. Como regla general, este costo tendrá un promedio de \$0,50 por barril de fluido levantado, dependiendo del tipo y la cantidad de los agentes tensoactivos utilizados.

Los fallos mecánicos pueden representar una parte significativa de los costos de funcionamiento del bombeo mecánico y bombeo mecánico. La interferencia de gas puede provocar golpes de líquido y causar fallos en la varilla o la bomba. La presencia de materiales extraños tales como arena, parafina o incrustaciones puede afectar a ambos métodos. Los otros métodos tienen costos relativamente bajos asociados con fallas mecánicas.

El bombeo mecánico y el bombeo neumático requieren una fuente externa de energía. Estos costos representan la mayoría de los costos de operación y pueden prohibir el uso de estos métodos en los pozos de gas de baja productividad. Los otros métodos se basan únicamente en la energía del yacimiento que se agotará transcurrido un tiempo.

3.4.3 Disponibilidad de equipo.

La disponibilidad de los equipos es un factor importante a considerar en el proceso de toma de decisiones. Un método puede ser menos económico que otro en términos de costos de equipo, pero puede ser más factible si el equipo está almacenado y fácilmente disponible. La TP puede ser retirada de un pozo que ha sido cerrado en forma permanente y usada en un pozo para aumentar la velocidad del gas. En este caso, el operador ha eliminado los costos por la tubería y sólo se enfrentará a los costos por mantenimiento a pozo.

Como regla general, los métodos que utilizan una fuente externa de energía proporcionarán una mayor producción de gas a largo plazo. Estos métodos pueden producir un pozo a una presión de abandono del yacimiento inferior y deberían ser utilizados, en su caso, si el equipo es de fácil acceso y los costos de operación resultan factibles.

3.4.4 Equipo existente.

El equipo existente, tanto del subsuelo y la superficie, puede limitar las opciones de un operador. La presencia de un empacador, el tamaño de la TP, el tamaño de la TR, el separador, el tamaño y configuración de las líneas de producción de superficie, así como las instalaciones de medición de gas, juegan un papel clave en la operación de producción de un pozo.

Si se implementa el émbolo viajero en un pozo con un empacador de fondo de pozo, el operador se enfrenta a mayores gastos resultantes de un mantenimiento a pozo para tirar del empacador, o los costos de perforación de la TP justo encima del empacador. Este mismo principio se aplica a un pozo intermitente y el uso de agentes espumantes. La buena comunicación entre la sarta de producción y el espacio anular entre la TP y la TR es una necesidad en todos estos métodos.

El tamaño y la configuración de las líneas de producción de superficie pueden prohibir el uso de métodos como el émbolo viajero debido a la contrapresión ejercida sobre la sarta de producción. Aunque esto no es normalmente un problema, algunas líneas de producción de superficie pueden requerir alternancia y debería ser lo más corto, lineal y horizontal posible.

En un pozo intermitente, las instalaciones de medición del gas pueden ser alterado para acomodar grandes volúmenes iniciales de gas cuando el pozo se abre para fluir.

3.4.5 Localización.

La ubicación de un pozo es un factor importante a considerar cuando se evalúan los métodos que requieren y la fuente de energía externa. Los pozos de gas son normalmente perforados en todo el espacio y los costos asociados con el suministro de electricidad a cada contrato pueden prohibir su uso. También, el equipo del bombeo mecánico y bombeo neumático son normalmente ruidosos y voluminosos. En las áreas rurales, las reglas y normativas pueden prohibir el uso de tales métodos.

3.4.6 Relación gas líquido (RGL).

La presente y futura relación gas líquido es de suma importancia en el diseño y aplicación de métodos de levantamiento artificial. Excluyendo el bombeo

mecánico, los demás son más eficaces en la eliminación de líquidos desde el pozo a altas relaciones de gas líquido.

Las altas relaciones gas-líquido permiten menos tiempo de cierre cuando un pozo es intermitente. Por esta razón, el émbolo viajero es un medio viable para la producción de los pozos de gas de baja productividad en las primeras etapas de la carga de líquido.

Sabiendo cuándo se producirá el inicio de la carga de líquido permitiría al operador tomar medidas preventivas para extender la vida útil de un pozo de gas.

3.4.7 Producción de Líquidos.

El volumen total de los líquidos a ser producidos a partir de un pozo es un factor importante que determina la elección del método de elevación. En términos generales, los pozos de producción superior a 30 barriles de líquido por día deberían ser evaluados para bombeo mecánico o bombeo neumático en función de la relación gas-líquido. Los intervalos de tiempo de cierre asociados con la intermitencia de un pozo son proporcionales al volumen de líquido producido.

3.4.8 Arenas, Parafinas e incrustaciones.

La presencia de materiales extraños como arena, parafina o incrustaciones puede prohibir el uso de algunos métodos. El bombeo neumático tiende a agitar los problemas de incrustaciones, pero es más aplicable que el bombeo mecánico o el émbolo viajero donde la arena está presente. El émbolo viajero es un medio eficaz para el control de la acumulación de parafina. La arena puede hacer que la bomba falle.

3.4.9 Desviación del agujero.

Un pozo altamente desviado presenta problemas operativos cuando se utiliza el bombeo mecánico. Cuanto mayor es la desviación mayor es la fricción entre la sarta de varillas y la TP. La fricción excesiva resulta en la falla de la varilla y las varillas deben ser tiradas y reemplazadas. El bombeo neumático es un medio más viable de producción de pozos altamente desviados que experimentan problemas de carga de líquido.

IV. Caso de aplicación en México.

4.1 Introducción.

El área occidental del Activo Integral Burgos, se encuentra ubicada al poniente de la ciudad de Reynosa, en los municipios de Mier y Nueva Ciudad Guerrero, aproximadamente a la altura de los km. 125.0 y 131.0 de la carretera ribereña Reynosa - Nuevo Laredo. En esta área se encuentran algunos campos y el pozo A, los cuales conforman el área de explotación del sector Miguel Alemán, de acuerdo a la división operativa, asignada por la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones.

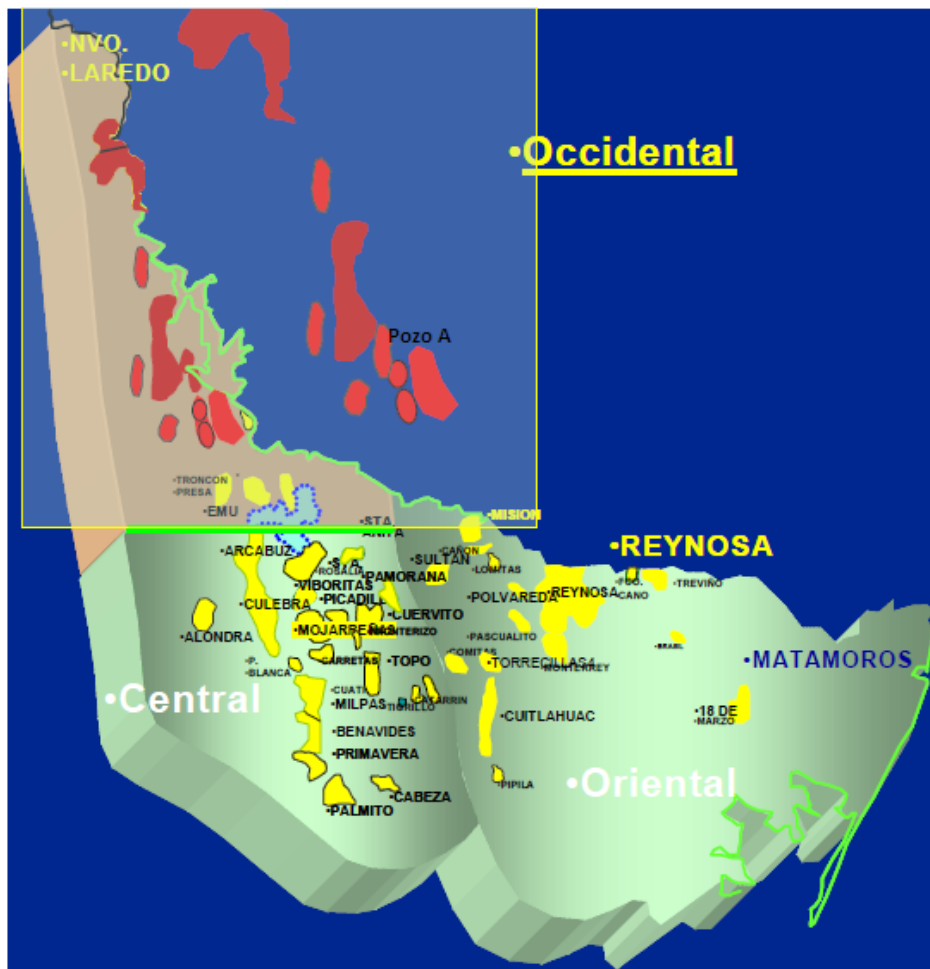


Figura 4.1 Ubicación del pozo A.

4.4 Información Requerida.

Información utilizada para la construcción del modelo de comportamiento del pozo.

- a) Se construye el modelo en el simulador PIPESIM, de acuerdo a la información proporcionada por el Activo donde se encuentra el pozo.
- b) Condiciones operativas reportadas en la disponibilidad de gas del día 01 de Febrero de 2009.
- c) Información del levantamiento en campo de los días 26 y 27 de Febrero de 2009.
- d) Filosofía operacional actual del sistema de recolección.
- e) Información del estado mecánico del pozo.
- f) Diámetros y longitud de la línea de descarga.
- g) Condiciones operativas reportadas en la medición trifásica del 02 noviembre del 2008 del pozo A.

La información obtenida en campo y gabinete se indica en las tablas siguientes.

Tabla 4.1. Condiciones de operación en superficie del pozo A.

Información del Activo		
Estación de Recolección, Presión del Colector=170 [Psi]		
Pozo	A	
Tipo de gas	Seco	
Flujo	Continuo	
ESTRG	18	$\phi_{\text{máx}}(1/64")$
Ptp	560	Psi
Bajante	170	Psi
$\phi_{\text{línea}}$	3	Pg
Longitud	1.308	Km

Tabla 4.2 Condiciones reportadas en pruebas de medición del pozo A.

Pozo	A	
Pcabeza	590	Psi
PL.D.D	177	Psi
Destrangulador	18	64 avos

4.5 Construcción del modelo de simulación del pozo A, en estado estacionario.

Con ayuda del simulador Pipesim se simula el pozo A a las condiciones actuales de producción, se construye la curva de IPR para conocer el potencial del pozo y con la finalidad de observar si se presenta o no carga de líquido.

En la **figura 4.3** se simula la construcción del sistema integral de producción del pozo A.

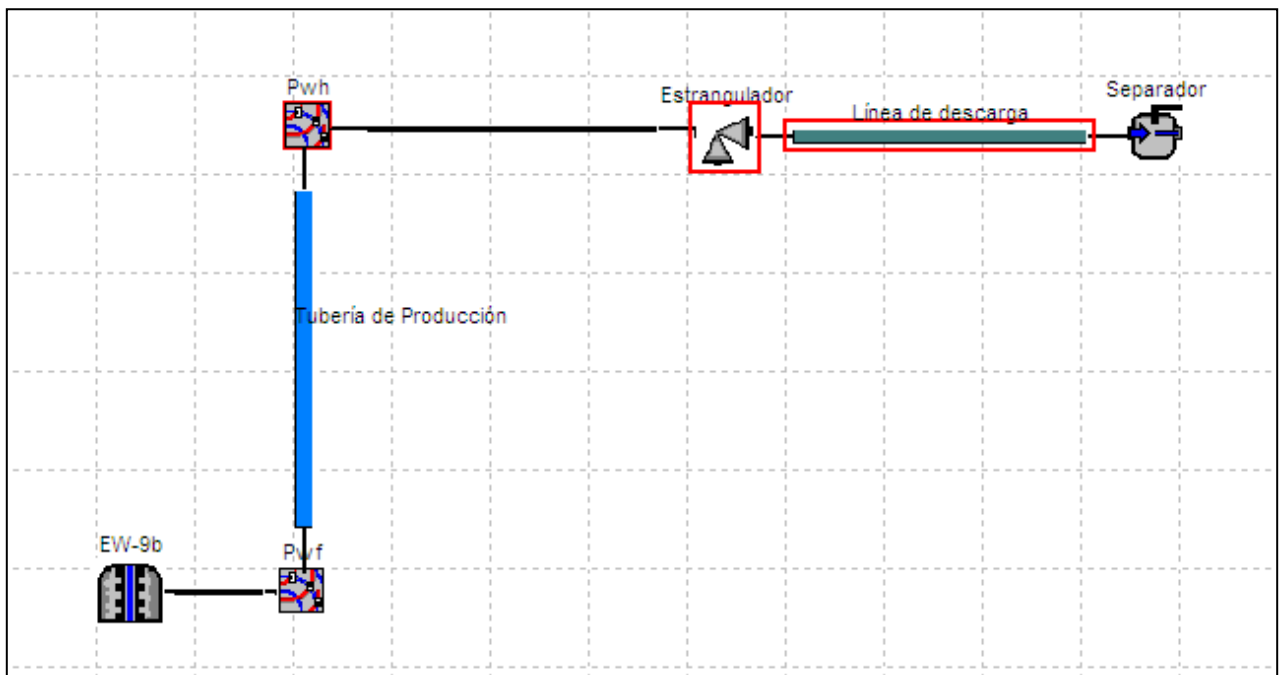


Figura 4.3. Sistema Integral de Producción del Pozo A (Autor).

Actualmente la producción proviene de la arena productora EW-9b, la presión estimada de yacimiento para el modelado del pozo A es de 1564.7 psia y la temperatura de yacimiento es de 193.66 °F como se muestra en la **figura 4.4**.

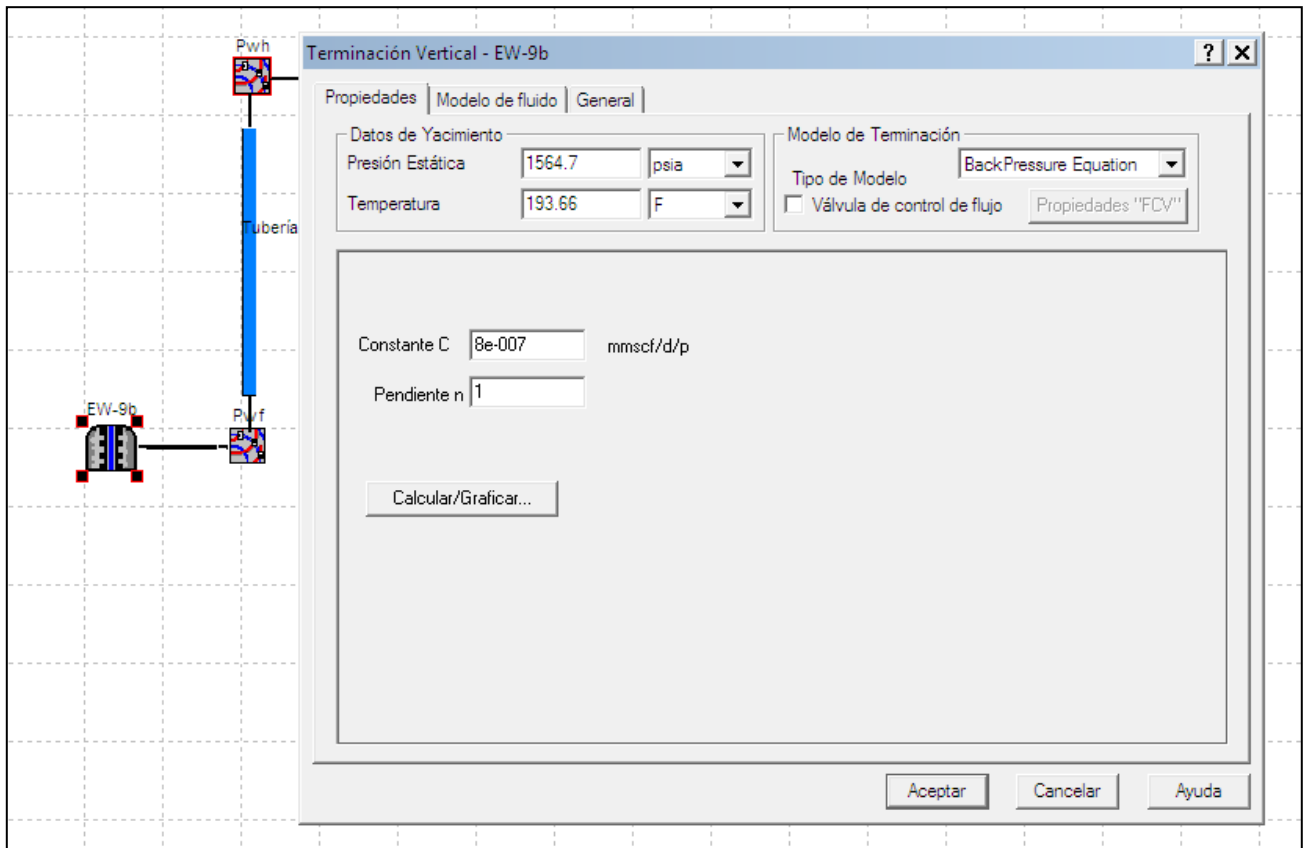


Figura 4.4. Modelo del pozo A (Autor).

En cuanto al perfil de desviación, la terminación del pozo es de tipo vertical.

Tubería de Producción - Tubería de Producción

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

	MD	TVD	Angulo
-	ft	ft	(Deg)
1	9.84	9.84	0
2	5927	5927	
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes

TVD

MD

Angulo

[Calcular]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 4.5. Perfil de desviación (Autor).

El perfil geotérmico en la tubería de producción se muestra en la **figura 4.6**.

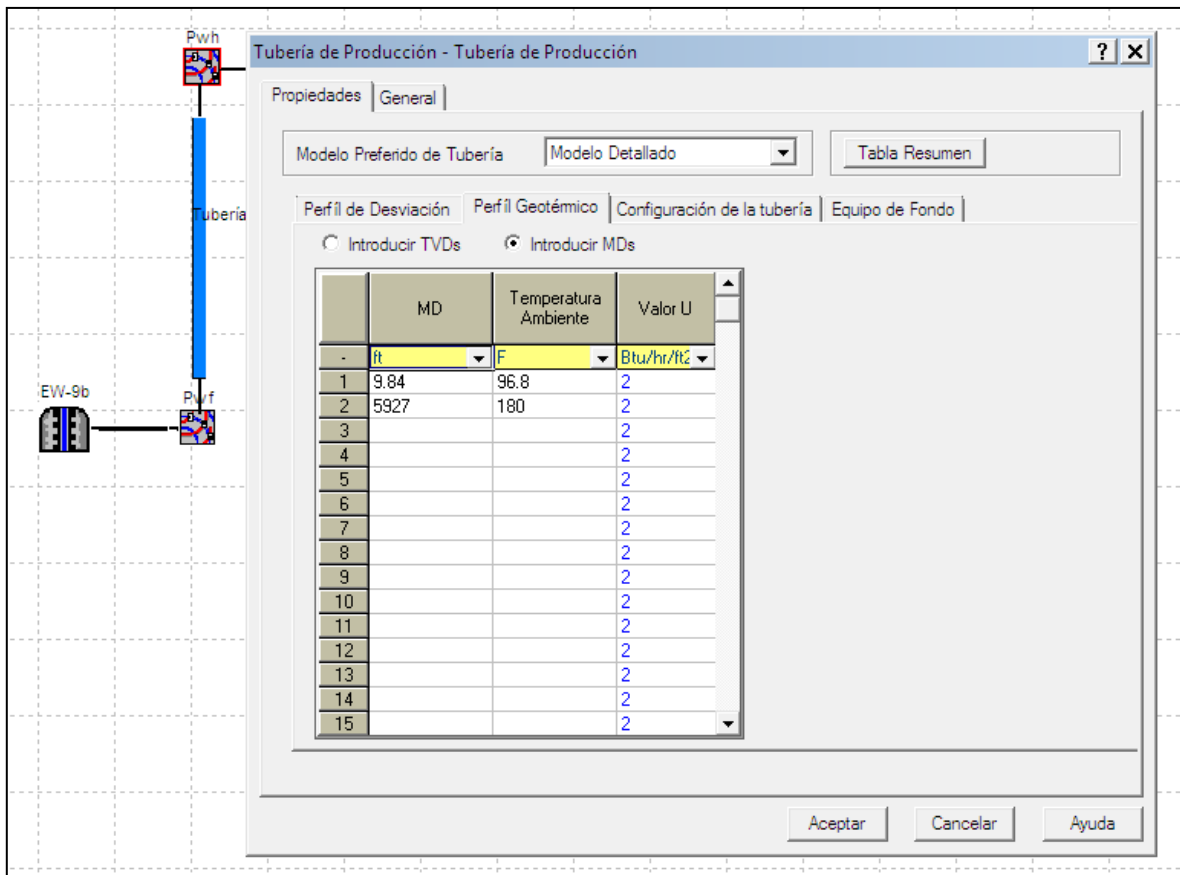


Figura 4.6. Perfil geotérmico (Autor).

Se tiene instalado una tubería de producción de 3 ½” y una tubería de revestimiento de 4 ½”, tal como se ilustra en la **figura 4.7**.

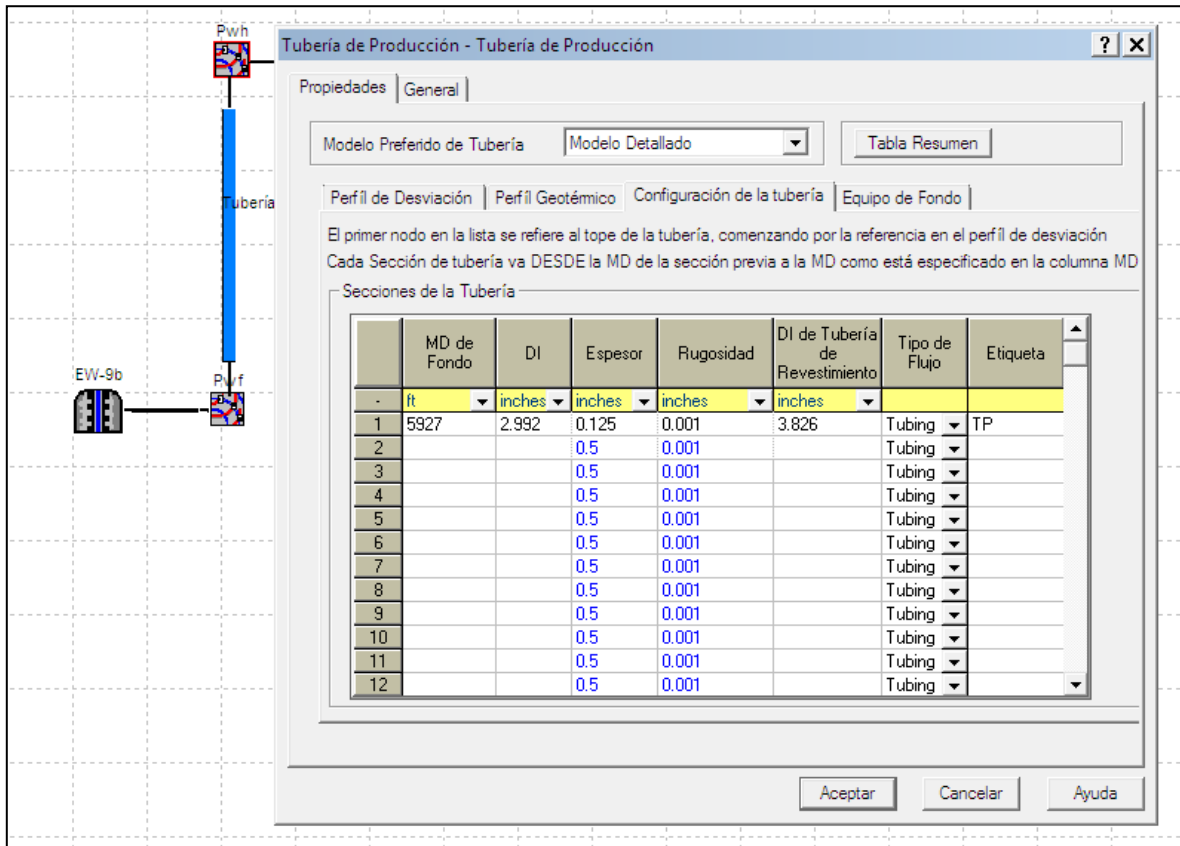


Figura 4.7. Configuración de la tubería de producción (Autor).

Para el modelado de este pozo, se tomaron como base las condiciones operativas reportadas en la medición trifásica del día 02 de noviembre 2008 y el estado mecánico del pozo. El modelado se realiza en estado estacionario con apoyo del simulador PIPESIM.

Bajo estas condiciones se realizó el análisis nodal para obtener la curva de afluencia del yacimiento, la curva de capacidad de transporte y el punto de operación actual. En la tabla 4.3, se resumen las condiciones para el ajuste:

Tabla 4.3. Condiciones de ajuste.

Arena	EW-9b	
Pws	1564.7	Psi
T	193.66	°F
C	8e-007	Mmscf/d/psi ²ⁿ
Ptp	604.7	Psi
Plínea	191.7	Psi
Pwf	1092.821	Psi
φ estrangulador	18	1/64 in

En la **figura 4.8** se muestran las curvas de afluencia del yacimiento y de capacidad de transporte a las condiciones de producción del pozo A:

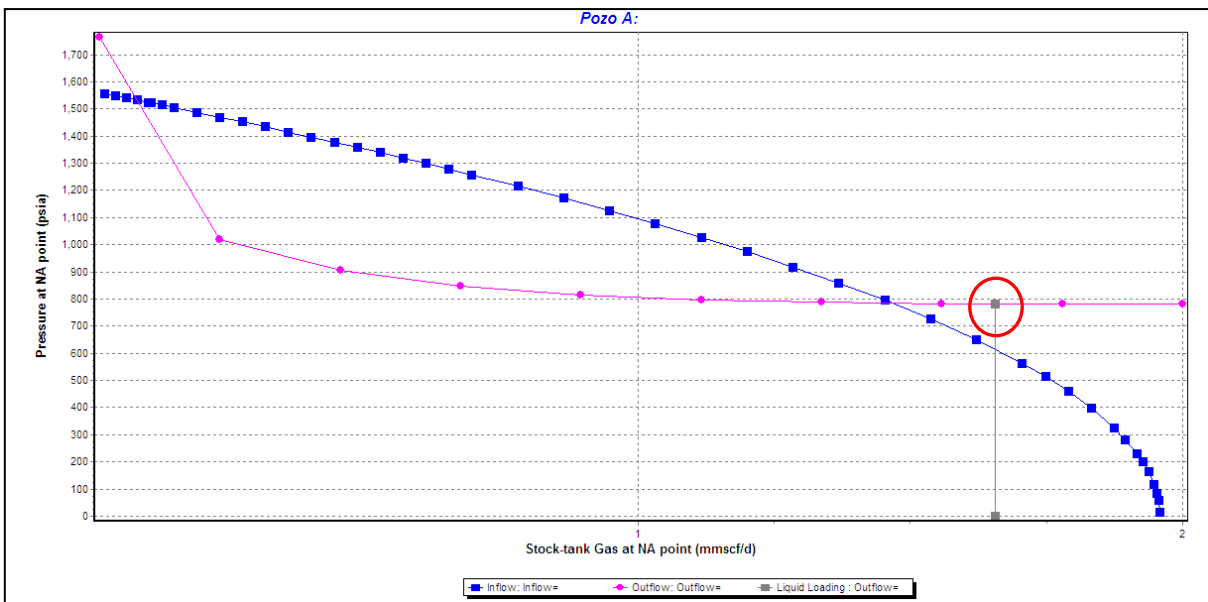


Figura 4.8. Curva de afluencia del yacimiento y de transporte en el fondo

Como podemos observar en la figura anterior el pozo A presenta carga de líquido, debido a que el gasto de gas mínimo requerido es de 1.66 (mmscf/d) y el pozo está produciendo 1.47 (mmscf/d).

$$Q_{gas} < Q_{gas \text{ mínimo requerido}}$$

Por lo tanto, se determina que el pozo se encuentra cargado de líquido.

Por otro lado, se determino el IPR futuro con la finalidad de identificar el comportamiento del sistema, donde se establecen presiones estáticas futuras (se considera una declinación de 200 psi por año) y presiones en cabeza menores a la reportada actualmente.

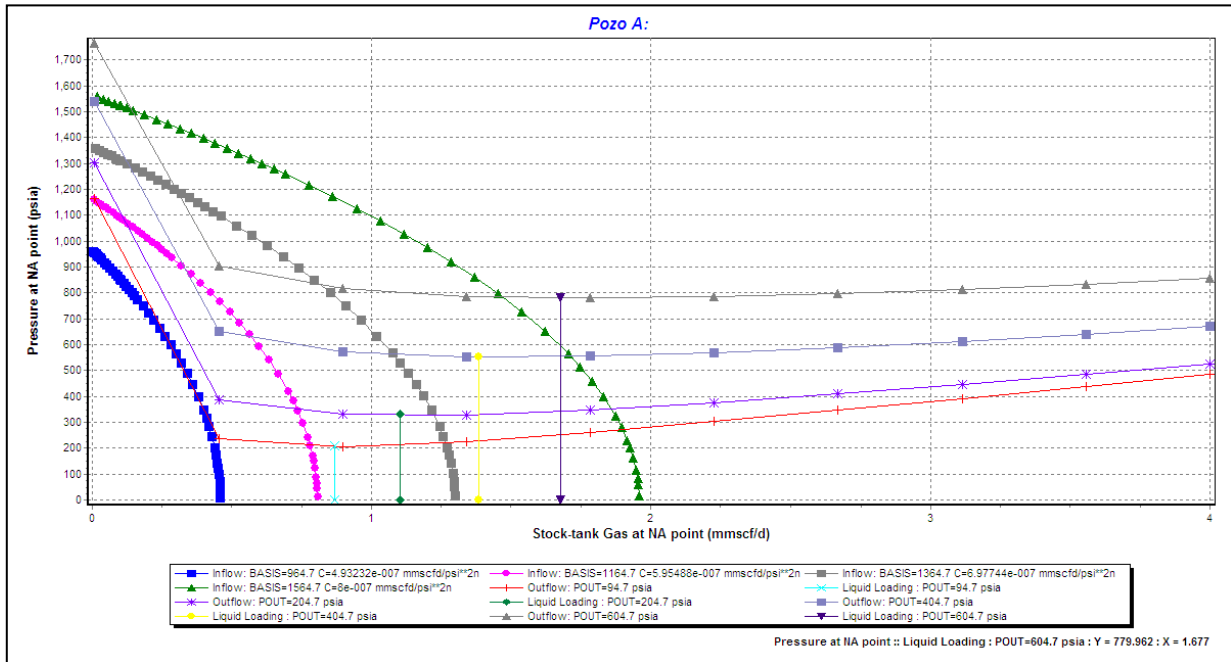


Figura 4.9. IPR's futuras en el fondo del pozo (Autor).

4.6 Solución.

Una vez que se ha confirmado que existe carga de líquido en el pozo, se procede a resolver el problema, pero antes se realizó un análisis de sensibilidad variando en diámetro del estrangulador, con la finalidad de observar si con un cambio en el estrangulador el problema desaparece.

Se varió el diámetro del estrangulador a 14, 16, 20 y 22/64 [pg]. El resultado se puede observar en la **figura 4.10**. En la tabla se observan los gastos críticos para cada tamaño de estrangulador y podemos notar que en lugar de disminuir el gasto crítico, este se eleva.

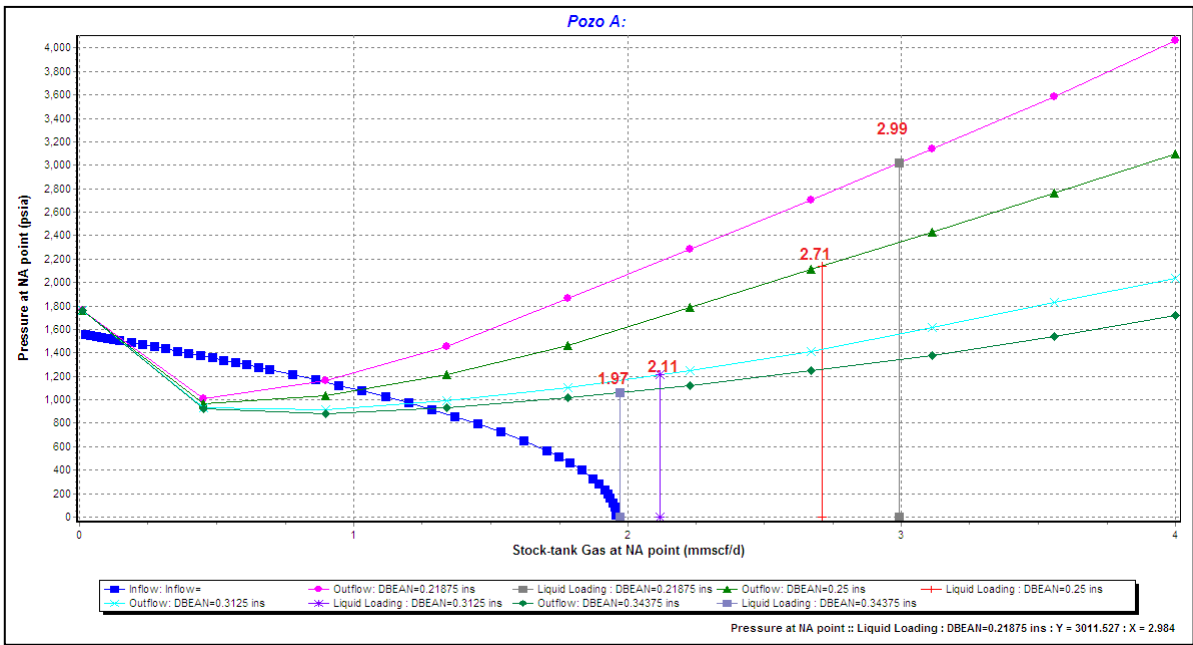


Figura 4.10. Cambio en el tamaño de estranguladores

Tabla 4.4. Gasto crítico a diferentes tamaños de estrangulador.

Estrangulador [1/64 pg]	Gasto crítico [MMSCF/D]
14	2.9900
16	2.7091
20	2.1199
22	1.9709

Como se puede observar un cambio en el estrangulador no es viable para solucionar el problema de carga de líquido, debido a que no logran producir un gasto de gas por encima del gasto crítico.

Se propone como método de solución la instalación de sarta de velocidad, se simulará el pozo con sarta de diámetro de 2", 1 ¾" y 1 ½" y se elegirá aquella donde el pozo tenga un comportamiento más estable.

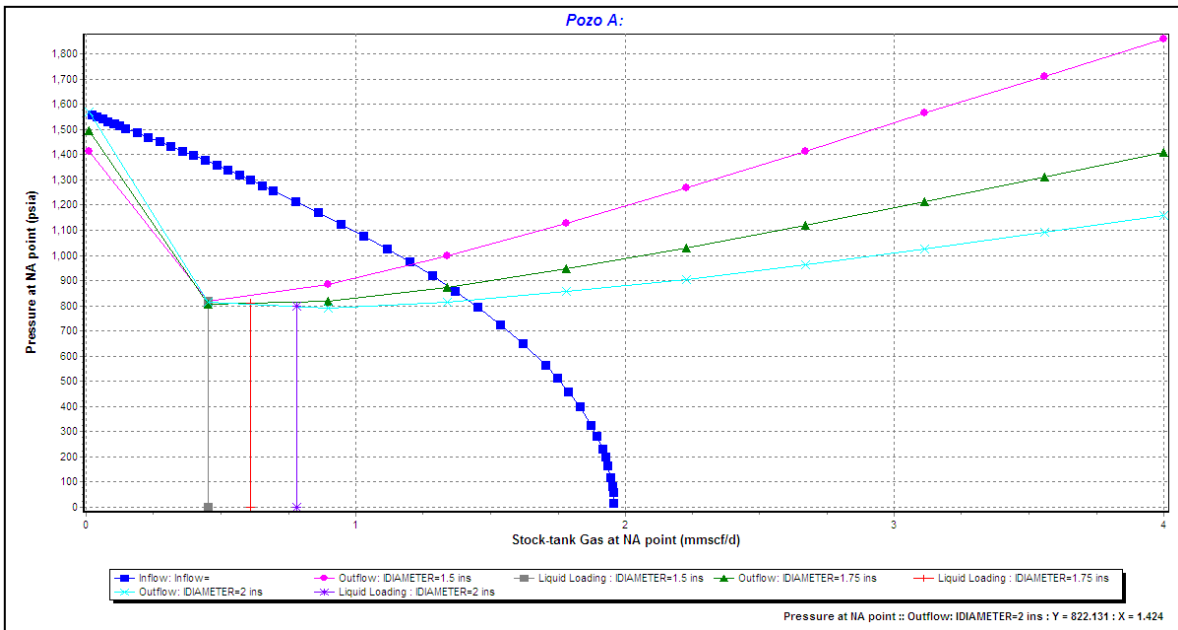


Figura 4.11. Implementación de sarta de velocidad de 2", 1 ¾" y 1 ½".

En la **figura 4.11** se observa que la implementación de cualquiera de las tres sarta resuelve el problema de la carga de líquido en el pozo A.

Se optó por elegir la sarta de 1 ¾", con esta modificación se espera un gasto de gas de 1.34 [MMSCF/D] contra un gasto crítico de 0.6087 [MMSCF/D], por lo tanto el pozo producirá sin problemas, porque el gasto de gas es superior al gasto crítico.

Conclusiones.

- La carga de líquido es un problema común en los pozos de gas que si no se detecta a tiempo puede llegar a matar el pozo.
- Conocer los síntomas de la carga de líquido ayudará a las personas de campo a diagnosticar en una etapa temprana este problema.
- Una vez detectado la carga de líquido en el fondo del pozo, se tiene que realizar un análisis de sensibilidad al Sistema Integral de Producción, con la finalidad de observar si con algún cambio en el estrangulador o en la presión de la línea de descarga se puede resolver el problema.
- Se tiene que realizar un análisis técnico-económico para ver cuál es el método de descarga óptimo a implementar.
- El método de descarga va a depender de las condiciones de producción, la ubicación del pozo, la geometría del pozo, las características del yacimiento, el costo de instalación, entre otros parámetros.
- El uso de programas computacionales para la descarga de líquido resultan ser efectivos y eficaces, la desventaja es que se debe de contar con toda la información requerida por el programa.
- Los modelos propuestos por diferentes autores se pueden utilizar para prevenir la carga de líquido en el pozo, mediante el cálculo de la velocidad crítica del gas o el gasto mínimo necesario para transportar las gotas de líquido.

Recomendaciones.

- Realizar un monitoreo constante del pozo, con la finalidad de diagnosticar problemas de líquido lo más pronto posible.
- Hacer un análisis económico para elegir el método de descarga de líquido más rentable.
- Antes de instalar algún método de descarga de líquido se debe de verificar que alguna modificación en el Sistema de Producción Actual no resuelve el problema de carga de líquido.
- Si se realiza la instalación de algún método de descarga se debe de monitorear constantemente para realizar los cambios pertinentes en caso de que se presenta algún problema con el tiempo.

Nomenclatura.

M_a = Peso molecular aparente de la mezcla de gases en [lbm/lbm-mol].

M_j = Peso molecular del componente j-ésimo de la mezcla de gas en [lbm/lbm-mol].

y_j = Fracción mol de la fase de gas del componente j-ésimo en fracción o en porcentaje.

M_w = Peso Molecular.

P = Presión absoluta [psi].

V = Volumen [ft³].

R = Constante universal de los gases

t = Temperatura absoluta [°R].

n = Número de moles.

Y_g = Densidad relativa del gas [adim].

M_{aire} = Peso Molecular del aire.

N = Número de moles.

Z = Factor de compresibilidad del gas.

ρ_g = Densidad de la mezcla de gases en [lbm/ft³].

ρ_{aire} = Densidad del aire en [lbm/ft³].

B_g = Factor de volumen del gas [m³/m³].

$V_{g@c.y}$ = Volumen del gas a condiciones de yacimiento [m³].

$V_{g@c.s}$ = Volumen del gas a condiciones estándar [m³].

v_{gc} = Velocidad crítica del gas [ft/sec].

ρ_l = Densidad del líquido [lbm/ft³].

σ = Tensión superficial del líquido [dinas/cm].

C = Coeficiente para reducir la velocidad crítica [(ft/sec)(lbm/ft³)^{0.25}].

P_{tf} = Presión de la TP fluyendo [psia].

Q_{gc} = Gasto crítico del gas [MMscf/D].

A = Sección del área transversal de flujo [ft²].

T = Temperatura [°F].

Z = Factor de compresibilidad del gas [adim].

d_t = Diámetro de la tubería [pg].

$v_{t,agua}$ = Velocidad crítica del agua [ft/s].

$v_{t, condensado}$ = Velocidad crítica de condensado [ft/s].

P_c = Presión de cabezal [Psi].

$Q_{gas+agua}$ = Gasto crítico del gas más el agua [MMscf/D].

$Q_{gas+condensado}$ = Gasto crítico del gas más el condensado [MMscf/D].

μ_g = Viscosidad del gas [cP].

H_l = Colgamiento del líquido [adim].

V_{sl} = Velocidad superficial del líquido [ft/s].

V_{sg} = Velocidad superficial del gas [ft/s].

v_{crit-N} = Velocidad crítica de Zhou y Yuan [ft/s].

v_{crit-T} = Velocidad crítica de Turner [ft/s].

H_l = Colgamiento del líquido que refleja la concentración de líquido [adim].

β = Valor límite de la concentración de líquido [adim].

α = Parámetro de la concentración [adim].

q_{crit-N} = Gasto crítico de Zhou y Yuan [MMscf/D].

E_k = Energía cinética específica del gas [lbf-ft/ft³].

v_g = Velocidad del gas [ft/s].

g_c = Factor de conversión [lbf-ft/lbf-s²].

v_{gm} = Velocidad mínima del gas requerida para transportar el líquido [ft/s].

v_{sl} = Velocidad terminal de asentamiento [ft/s].

v_{tr} = Velocidad de transporte [ft/s].

E_{km} = Energía cinética mínima requerida para transportar las gotas de líquido [lbf-ft/ft³].

S_g = Gravedad específica del gas, aire=1.

Q_G = Gasto de gas [Mscf/D].

A_i = Área transversal del conducto [in²].

P_{hf} = Presión en la cabeza fluyendo [psia].

L = Longitud del conducto [ft].

S_s = Gravedad específica del sólido.

Q_s = Producción de sólido [ft³/D].

S_w = Gravedad específica del agua.

Q_w = Producción del agua [B/D].

S_o = Gravedad específica del aceite.

Q_o = Producción de aceite [STB/D].

S_g = Gravedad específica del gas.

Q_g = Producción de gas [scf/D].

Q_G = Producción de gas [Mscf/D].

Θ = Ángulo de inclinación [°].

D_h = Diámetro hidráulico del conducto [in].

g = Aceleración de la gravedad, 32.17 ft/s².

f = Fracción de fricción de Moody.

ϵ' =Rugosidad de la tubería [in].

Figuras.

Figura 1.1 Comportamiento de la viscosidad del gas en función de la presión a tres temperaturas diferentes.....	8
Figura 1.2 Variación del factor de volumen del gas	11
Figura 1.3 Componentes energéticos del gas natural antes de ser procesado.....	12
Figura 1.4 Diagrama de fases P-T.....	17
Figura 1.5 Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco.....	18
Figura 1.6 Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo.....	19
Figura 1.7 Diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado.....	20
Figura 1.8 Resumen de los diagramas de fases de los yacimientos.....	21
Figura 1.9 Consumo de las fuentes de energía.....	22
Figura 2.1 Flujo burbuja.....	23
Figura 2.2 Flujo bache.....	24
Figura 2.3 Flujo transición.....	24
Figura 2.4 Flujo anular-niebla.....	25
Figura 2.5 Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical.....	26
Figura 2.6 Mecanismo de carga de líquido.....	28
Figura 2.7 Registrador de dos plumas.....	31
Figura 2.8 Análisis de la curva de declinación.....	32
Figura 2.9 Indicadores de presión en la TP y TR.....	33
Figura 2.10 Estudio de la presión.....	34
Figura 2.11 Proceso de carga de líquido.....	36
Figura 2.12 Gasto de gas mínimo requerido.....	41

Figura 3.1 Tres tipos de condiciones de flujo de dos fases en pozos de gas.....	43
Figura 3.2 Gota de líquido transportada en una corriente de gas vertical.....	45
Figura 3.3 Modelo de Turner.....	47
Figura 3.4 Modelo de Coleman.....	48
Figura 3.5 Modelo de Nossier.....	49
Figura 3.6 Deformación de la gota.....	50
Figura 3.7 Modelo de Li.....	51
Figura 3.8 Encuentro de dos gotas de líquido en una corriente de gas turbulento.....	52
Figura 3.9 Relación de comportamiento de afluencia del yacimiento (IPR).....	61
Figura 3.10 Curva de comportamiento en la tubería (Curva J).....	62
Figura 3.11 Efecto de una sarta de velocidad sobre la producción.....	63
Figura 3.12 Pozo sin carga de líquido.....	64
Figura 3.13 Pozo con carga de líquido.....	64
Figura 3.14 Pozo que no está produciendo.....	65
Figura 3.15 Esquema para separar el gas del líquido en el fondo del pozo.....	66
Figura 3.16 Deflectores.....	67
Figura 3.17 Extractor niebla.....	68

Figura 3.18 Instalación típica de un émbolo viajero.....	70
Figura 3.19 Ciclo del émbolo viajero.....	71
Figura 3.20 Configuración de minas para pruebas de agentes espumantes.....	73
Figura 3.21 Calidad de la espuma en sistemas de pozo.....	74
Figura 3.22 Viscosidad efectiva de la espuma.....	75
Figura 3.23 Una aproximación de profundidad vs gasto para el BM.....	77
Figura 3.24 Esquema de un bombeo mecánico.....	78
Figura 3.25 Aproximación de profundidad vs gasto para el BNC.....	81
Figura 3.26 Funcionamiento de las válvulas en el BNI.....	84
Figura 3.27 Aparejo de producción.....	85
Figura 3.28 Válvula 1 descubierta.....	86
Figura 3.29 Válvula 2 descubierta.....	87
Figura 3.30 Válvula 3 descubierta.....	88
Figura 3.31 Válvula 4 descubierta.....	89
Figura 3.32 Componentes de fondo del BEC.....	91
Figura 4.1 Ubicación del pozo A.....	98
Figura 4.2 Estado mecánico del pozo A.....	99

Figura 4.3 Sistema Integral de Producción del Pozo A.....	101
Figura 4.4 Modelo del pozo A.....	102
Figura 4.5 Perfil de desviación.....	103
Figura 4.6 Perfil geotérmico.....	104
Figura 4.7 Configuración de la tubería de producción.....	105
Figura 4.8 Curva de afluencia del yacimiento y de transporte en el fondo.....	106
Figura 4.9 IPR´s futuras en el fondo del pozo.....	107
Figura 4.10 Cambio en el tamaño de estranguladores	108
Figura 4.11 Implementación de sartas de velocidad de 2", 1 ¾" y 1 ½".....	109

Tablas.

Tabla 1.1 Constante universal de los gases.....	9
Tabla 1.2 Composición de una muestra de gas natural.....	12
Tabla 1.3 Composición del gas asociado y no asociado.....	14
Tabla 1.4 Concentración de los componentes de los diferentes tipos de gas.....	15
Tabla 2.1 Clasificación de los problemas de carga de líquidos.....	38
Tabla 3.1 Métodos preventivos para la carga de líquido.....	59
Tabla 3.2 Condiciones de flujo máximo para bombeo neumático intermitente.....	82
Tabla 4.1 Condiciones de operación en superficie del pozo A.....	100
Tabla 4.2 Condiciones reportadas en pruebas de medición del pozo A.....	101
Tabla 4.3 Condiciones de ajuste.....	106
Tabla 4.4 Gasto crítico a diferentes tamaños de estrangulador.....	108

Bibliografía.

Capítulo 1.

1. Rojas G., Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado, Puerto La Cruz, 2003.
2. Anónimo, “Estudios de Yacimientos de Gas”, n.d.
3. Rodríguez R., “Apuntes de Yacimientos de Gas”, UNAM, 2013.
4. Schlumberger, “Revisión de los Yacimientos de Gas y Condensado”, 2006.
5. “Apuntes de Administración Integral de Yacimientos”, UNAM, 2003.
6. Garaicochea F. et al, Transporte de Hidrocarburos por Ductos, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.
7. Rodríguez R., “Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”, UNAM, n.d.

Capítulo 2.

8. MacDonald R.M., “Fluid Loading in Low Permeability Gas Wells in the Cotton Valley Sands of East Texas”, SPE 9855, 1981.
9. Neves T.R., Brimhall R.M., “Elimination of Liquid Loading in Low Productivity Gas Well”, SPE 18833, 1989.
10. Weihong M, Xuanzheng T., et al., “Experimental Study of Low Liquid Loading Gas-Liquid Flow in Horizontal Pipes”, SPE, 56466, 1999.
11. Gou B., Ghalambor A., “A systematic Approach Predicting Liquid Loading in Gas Wells”, SPE 94081, 2005.
12. F.A. Salomon, G. Falcone, C. Teodoriu, “Critical Review of Existing Solutions to Predict and Model Liquid Loading in Gas Wells”, SPE 115933, 2008.
13. Nallaparaju D. Y., “Prediction of Liquid Loading in Gas Wells”, SPE 15356, 2012.
14. Lou S., “New Comprehensive Equation to Predict Liquid Loading”, SPE 167636, 2013.

Capítulo 3.

15. Schiferli W., Savenko S., "Simulating Liquid Loading in Gas Wells", SPE BHR, 2010.
16. Anónimo, "Opciones para Retirar Fluido Acumulado y Mejorar el Flujo en los Pozos Productores de Gas", Natural Gas, n.d.
17. Lea F., Nickens H., "Solving Gas Well Liquid Loading Problems", SPE 72090, n.d.
18. Gou B., Ghalambor A., Xu C., "A systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells", SPE 94081 2006.
19. Rowlan O., McCoy J., Podio A., "Acoustic Liquid Level Determination of Liquid Loading in Gas Wells", SPE 100663, n.d.
20. Lucero F., "Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción", UNAM, 2013.
21. Oudman P., "On the Flow Performance of Velocity to Unload Wet Gas Wells", SPE 104605, 2007.
22. Zhou D., Yuan H., "A New Model for Predicting Gas Well Liquid Loading", SPE 120580, 2010.
23. Hearn W., "Gas Well Deliquification", SPE 138672, 2010.
24. Lea J., Nickens H., "Gas Well Deliquification Solution to Gas Well Liquid Loading Problems", Gulf Professional, 2003.
25. Yuan G., Pereyra E., Sarica C., "An Experimental Study on Liquid Loading of Vertical and Deviated Gas Wells", SPE 164516, 2013.
26. Patel H., "Effective Down Hole Gas Liquid Separation to Eliminate Liquid Loading Problem in Gas Wells", SPE 167334, 2013.
27. Brown K., "The Technology of Artificial Lift Methods", Penn Well, Vol. 4, Oklahoma, 1984.