



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA UNIDAD TICOMÁN**

“CIENCIAS DE LA TIERRA”

**“ESTUDIO DE MODELOS DE VELOCIDAD CRÍTICA PARA EL
ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN POZOS DE GAS CON
CARGA DE LÍQUIDO”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

JORGE LUIS OSORIO DE LA CRUZ

ASESOR:

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

México, CDMX

FEBRERO 2017



OFICIO N° E.P. y T.308/2016

Ciudad de México, a 23 de noviembre de 2016.

C. JORGE LUIS OSORIO DE LA CRUZ
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO
DE INGENIERÍA PETROLERA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha para elaborarla.

“ESTUDIO DE MODELOS DE VELOCIDAD CRÍTICA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN POZOS DE GAS CON CARGA DE LIQUIDOS”

CONTENIDO

- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCION
- I. FUNDAMENTOS DEL GAS NATURAL
- II. CARGAS DE LIQUIDOS EN POZOS DE GAS
- III. METODOS DE ELIMINACION
- IV. FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFASICO VERTICAL
- V. MODELOS DE VELOCIDAD CRITICA
- VI. ANALISIS NODAL
- VII. CASO DE ESTUDIO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

ATENTAMENTE

“La Técnica al Servicio de la Patria”


Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino

SMV*gach.



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA



Ciudad de México, a 24 de noviembre de 2016.

**ING. SAÚL MILÁN VALDÉS
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
P R E S E N T E**

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual "ESTUDIO DE MODELOS DE VELOCIDAD CRÍTICA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUIDO EN POZOS DE GAS CON CARGA DE LIQUIDOS"** presentado por la pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera, C. JORGE LUIS OSORIO DE LA CRUZ**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

ING. JOSÉ LUIS CHAVEZ ALCARAZ

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZALEZ

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

ING. GERARDO CANTERA MARTÍNEZ

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura
Unidad Ticomán



80 años
ANOS IPN

OFICIO N° E.P. y T.280/2016/

Ciudad de México, a 9 de noviembre de 2016.

**ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA
PRESENTE**

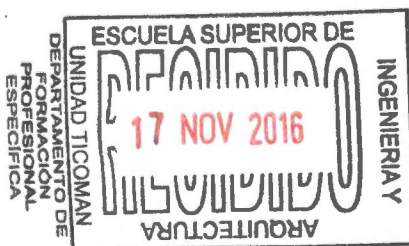
En atención a la Solicitud del C. **JORGE LUIS OSORIO DE LA CRUZ**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

“La Técnica al Servicio de la Patria”


Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino



UNIDAD TICOMAN
SUBDIRECCION ACADÉMICA

c.c.p. Ing. Azucena Chavira González.- Jefa del Departamento de Formación Profesional Específica
Interesado
Archivo

SMV*mdv.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, por ser mis dos pilares en la vida y en mi formación como profesional, sin ustedes no estaría aquí. Por inculcarme valores y ser un ejemplo de vida, gracias.

A mis hermanas, porque sé que siempre creyeron en mí y por obligarme a darles el ejemplo del camino correcto, las quiero.

A Karla, por ser mi compañera durante todo este proceso y caminar a mi lado, sabes que fuimos el dúo dinámico.

A mis amigos que siempre estuvieron conmigo en buenos y malos ratos, no los cambiaría por nada.

Al ingeniero Ángel Clavel, por su paciencia y apoyo en la elaboración de este trabajo.

A mis sinodales por sus valiosos consejos y aportaciones para la mejora de éste trabajo.

Al glorioso Instituto Politécnico Nacional, por ser mi alma máter y abrirme sus puertas para poder formarme como un gran ingeniero y una mejor persona comprometida con la sociedad. ¡Huelum!

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Concentraciones del Gas Natural asociado y no asociado.	22
Tabla 1.2. Concentración de los componentes para los distintos tipos de Gas Natural.....	23
Tabla 3.1. Potencia del compresor	47
Tabla 3.2. Máximas condiciones de flujo para un levantamiento intermitente.....	50
Tabla 3.3. Rango de aplicación del sistema Gas Lift.....	51
Tabla 3.4. Comparación entre el Gas Lift Continuo e Intermitente.....	52
Tabla 3.5. Ventajas y desventajas de los métodos de eliminación de líquido en pozos de gas.....	55
Tabla 4.1. Consideraciones para el cálculo de gradiente de presión.	67
Tabla 5.1. Valores típicos sugeridos por Turner	73
Tabla 5.2. Valores típicos sugeridos por los autores.....	83
Tabla 5.3. Modelos para determinar la velocidad crítica del gas.....	89
Tabla 7.1. Datos obtenidos del simulador.	111
Tabla 7.2. Resultados obtenidos para cada modelo.	112

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Carta generalizada para estimar el factor z [20].	17
Figura 1.2. Comportamiento típico de μ_g en función de presión a 60 °F y 100 °F.	19
Figura 1.3. Comportamiento típico de μ_g en función de presión a 200 °F y 300 °F	20
Figura 1.4. Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.	24
Figura 1.5. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo	25
Figura 1.6. Diagrama de fases para un yacimiento de gas condensado o retrógrado.	26
Figura 2.1. Efecto del régimen de flujo en la placa de orificios.	30
Figura 2.2. Variaciones en el registrador de flujo debido a la carga de líquidos.	31
Figura 2.3. Análisis de la curva de declinación.	32
Figura 2.4. Indicadores de presión en TP y TR	33
Figura 2.5. Estudio esquemático de la presión.	34
Figura 2.6. Oscilación de la presión en un pozo de gas con carga de líquidos	35
Figura 3.1. Efecto de introducir una sarta de velocidad en la TP.	38
Figura 3.2. Consecuencia de no atender la carga de líquidos	39
Figura 3.3. Componentes del sistema de émbolo viajero.	40
Figura 3.4. Eventos típicos del ciclo del émbolo viajero	41
Figura 3.5. Instalación de un lanzador automático de barras espumantes	43

Figura 3.6. Tratamiento por baches a través del espacio anular.....	44
Figura 3.7. Potencia requerida para mantener el pozo por encima del gasto crítico para diferentes diámetros de tubería.....	48
Figura 3.8. Aplicación aproximada profundidad vs gasto del Bombeo Mecánico..	53
Figura 3.9. Instalación típica del sistema de Bombeo Mecánico en un pozo de gas.....	54
Figura 4.1. Diagrama de Moody	58
Figura 4.2. Regímenes de flujo en Flujo Multifásico Vertical.....	68
Figura 4.3. Periodos de vida de un pozo de gas	69
Figura 5.1. Gota de líquido dentro de una corriente de gas	72
Figura 5.2. Deformación de una gota de líquido en una corriente turbulenta de gas	77
Figura 5.3. Carga de líquido cuando una gota de líquido alcanza un valor límite	78
Figura 5.4. Encuentro de dos gotas de líquido en una corriente turbulenta de gas.....	79
Figura 5.5. Nomograma para el gasto crítico de agua o condensado, para una Constante $z=0.8$, Temperatura de 60 °F, y las consideraciones originales de Turner.....	90
Figura 6.1. Sistema de Análisis Nodal.....	93
Figura 6.2. Componentes del Sistema Integral de Producción.....	93
Figura 6.3. Variación de la curva outflow al modificar diámetro de tubería.	96
Figura 6.4. Forma típica de la curva IPR en un pozo de gas	97
Figura 6.5. Identificación de los parámetros C y n en gráfica log-log.	98

Figura 6.6. Tubing Performance Curve (TPC).....	99
Figura 6.7. Regímenes de flujo en la curva TPC.....	100
Figura 6.8. Relación entre la curva IPR y la TPC.....	101
Figura 6.9. Flujo en condiciones estables.....	101
Figura 7.1. Registro de Presión del pozo C-24 en 12 horas.....	102
Figura 7.2. Registro de Presión del pozo C-24 en 3 horas.....	103
Figura 7.3. Descripción del fluido en ventana del simulador.....	104
Figura 7.4. Datos PVT.....	104
Figura 7.5. Modelo para generar la curva IPR.....	105
Figura 7.6. Prueba Multitasa del Pozo C-24.....	105
Figura 7.7. Curva IPR generada por el método de Fetkovich.....	106
Figura 7.8. Profundidad del pozo.....	106
Figura 7.9. Equipos en fondo de pozo.....	106
Figura 7.10. Gradiente geotérmico.....	107
Figura 7.11. Análisis del sistema con tres variables.....	107
Figura 7.12. Intersección de curvas IPR y TPC a condiciones actuales.....	108
Figura 7.13. Comportamiento de la curva TPC a diferentes diámetros.....	109
Figura 7.14. Comportamiento de la curva TPC a diferentes Pwh.....	110
Figura 7.15. Potencial Productivo del pozo de acuerdo a cada Pwh.....	111
Figura 7.16. Ventanas operacionales de los modelos de Velocidad Crítica.....	113

ÍNDICE

RESUMEN.....	XI
ABSTRACT.....	XII
INTRODUCCIÓN.....	XIII

CAPITULO I. FUNDAMENTOS DEL GAS NATURAL

1.1 Propiedades del Gas Natural	14
1.1.1 Densidad.....	14
1.1.2 Densidad relativa	15
1.1.3 Factor de compresibilidad z	15
1.1.4 Determinación del factor de compresibilidad	16
1.1.5 Método grafico de Standing y Katz	17
1.1.6 Factor de volumen del gas.....	18
1.1.7 Viscosidad del gas	19
1.1.8 Factores que afectan la viscosidad del Gas Natural.....	20
1.1.9 Calor de combustión (poder calorífico)	21
1.2 Clasificación del Gas Natural	21
1.2.1 De acuerdo a su origen.....	21
1.2.2 De acuerdo a su composición.....	22
1.3 Tipos de yacimiento de gas.....	23
1.3.1 Gas seco.....	24
1.3.2 Gas húmedo	25
1.3.3 Gas condensado o retrógrado	26

CAPÍTULO II. CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS

2.1 Fuente de líquidos en un pozo de gas.....	28
2.1.1 Condensados.....	28
2.1.2 Agua de producción	29
2.2 Síntomas de la carga de líquidos	29

2.2.1	Presencia de picos de presión en placa de orificios	30
2.2.2	Análisis de la curva de declinación	31
2.2.3	Caída de presión en TP con elevación en la presión de la TR ..	32
2.2.4	Registros de presión mostrando el nivel de líquido en la TP.	33
2.2.5	Oscilación de presiones sin empacador	34
2.2.6	Cese en la producción de líquidos	36

CAPÍTULO III. MÉTODOS DE ELIMINACIÓN

3.1	Sarta de velocidad.....	37
3.1.1	Diseño de la sarta de velocidad.....	37
3.2	Émbolo viajero.....	39
3.2.1	Ciclo del émbolo	40
3.3	Espumas	42
3.3.1	Métodos Utilizados.....	43
3.4	Compresión	45
3.4.1	Relación entre la Potencia del Compresor y la Velocidad Crítica del Gas.....	46
3.5	GAS LIFT (Bombeo Neumático).....	48
3.5.1	Flujo Continuo.....	49
3.5.2	Flujo intermitente	49
3.5.3	Consideraciones para su Aplicación	50
3.6	Bombeo Mecánico.....	52

CAPÍTULO IV. FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO

4.1	Pérdidas de presión por fricción	56
4.1.1	Ecuación de Darcy.....	56
4.1.2	Ecuación de Fanning	56
4.1.3	Factor de fricción (f)	57
4.2	Resbalamiento	58
4.3	Colgamiento (HL)	59

4.4	Colgamiento sin resbalamiento (λ)	59
4.5	Velocidad superficial.....	60
4.6	Flujo Multifásico Vertical.....	60
4.6.1	Comportamiento del flujo en tubería vertical.....	63
4.6.2	Correlación de Gray.....	64
4.7	Flujo Multifásico en un pozo de gas	67

CAPÍTULO V. MODELOS PARA ARRASTRE DE LÍQUIDO

5.1	Modelo de Turner	71
5.1.1	Gasto Crítico	74
5.2	Modelo de Coleman	75
5.3	Modelo de Nosseir.....	76
5.4	Modelo de Li.....	76
5.5	Modelo de Zhou y Yuan.....	77
5.6	Modelo de Gou, Ghalambor y Xu	81
5.7	Nomogramas para flujo crítico.....	89

CAPÍTULO VI. ANÁLISIS NODAL

6.1	Capacidad de producción del sistema.....	91
6.2	Nodos utilizados	93
6.2.1	Nodo en Presión de Fondo Fluyendo.....	94
6.2.2	Nodo en Cabeza de Pozo	95
6.3	Análisis Nodal para carga de líquidos	95
6.4	IPR para pozos de gas	96
6.4.1	Tubing Performance Curve (TPC)	98
6.4.2	Análisis de la (TPC) con el (IPR)	100

CAPÍTULO VII. CASO DE ESTUDIO..... 102

CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

8.1 Conclusiones.....	115
8.2 Recomendaciones.....	116
 BIBLIOGRAFÍA.....	 118

RESUMEN

Todos los pozos de gas dejan de producir a medida que la presión de yacimiento disminuye. La presencia de líquidos en el yacimiento es el problema principal debido a que estos se acumulan en el pozo como consecuencia de diferentes factores, los cuales se especifican en este trabajo. Un posible escenario es que el pozo empiece a producir de manera inestable, aportando baches de líquidos; y en el peor de los casos, la generación de una columna de agua en la TP puede provocar la muerte del pozo.

Este trabajo se realizó con el objetivo de optimizar la producción en un pozo vertical de gas con problemas de líquidos, ya que el Gas Natural ha venido tomando fuerza en los últimos años y es necesario encontrar las técnicas adecuadas para poder aprovechar al máximo tan valioso recurso.

Se integran capítulos que van de lo teórico a lo práctico, pasando desde los fundamentos del Gas Natural en donde se especifican sus propiedades, clasificación y los tipos de yacimientos de gas. También se explican las bases para entender el problema principal que es la carga de líquidos, conociendo primero cuales son los tipos de líquidos con que puede cargarse el pozo y posteriormente los síntomas típicos de que el pozo se encuentra en esta condición de acuerdo a reportes de campo, mostrando gráficas y diferentes métodos para identificar el problema a tiempo. Lamentablemente en muchos de los casos dicho problema no se identifica en tiempo y forma, por lo que se genera una columna de agua y para esto se le da un breve repaso a los métodos de eliminación, mostrando las ventajas y desventajas en la aplicación de cada uno de ellos.

Antes de entrar a los modelos para determinar la Velocidad Crítica del gas se explican los fundamentos del flujo multifásico en tubería vertical con el fin de conocer de manera general la forma en que se calculan las pérdidas de presión en la tubería, mostrando además la correlación de Gray, la cual es la más utilizada en pozos de gas y condensado.

Teniendo como base todo lo anterior se describen los modelos más requeridos para el cálculo de la Velocidad Crítica pasando por el más conocido que es el de Turner, para posteriormente entrar a detalle en el Análisis Nodal realizado en pozos de gas con problemas de carga de líquidos.

Con fundamento en los temas mostrados se hace un estudio del pozo C-24, el cual de acuerdo a las condiciones actuales y a diferentes pruebas se sabe que está fluyendo de manera inestable por lo que con ayuda de un Simulador especializado y hojas de cálculo se proponen diferentes escenarios para que dicho pozo pueda cumplir con el objetivo que es sacar los líquidos a superficie evitando el uso de métodos de eliminación de manera temprana en el pozo y por supuesto provocar un aumento en el gasto de gas.

ABSTRACT

All gas wells stop producing as the reservoir pressure decreases. The presence of liquids in the reservoir is the main problem because these accumulate in the bottomhole due to different factors, which are specified in this work. During the life of the well, it goes through different stages. It has from a mist type flow when the velocity is very high until the formation of a liquid column in the TP caused by the low gas velocity, this column generates a backpressure in the bottomhole what can kill the well.

This work was done with the objective of optimizing production in a vertical gas well with liquid problems, as Natural Gas has been gaining strength in recent years and it is necessary to find the appropriate techniques to be able to make the most of such a valuable resource.

It also integrates chapters that go from the theoretical to the practical, going from the foundations of the Natural Gas where they are specified their properties, classification and the types of gas deposits. It also explains the basis for understanding the main problem of liquid loading by first knowing the types of liquids with which the well can be loaded and then the typical symptoms that show the well is in this condition according to field reports, showing graphs and different methods to be able to identify the problem in time. Unfortunately in many cases the problem is not identified in time so a column of water is generated and for this is given a brief review of the disposal methods, showing the advantages and disadvantages in the application of each one of them.

Before explaining the models to determine the critical velocity of the gas the fundamentals of the multiphase flow in vertical pipeline are explained in order to know in a general way the form in which the pressure losses in the pipeline are calculated, also showing the Gray correlation, which is the most widely used in gas and condensate wells.

Based on all of the above, the most required models for the calculation of Critical velocity are described, going through Turner model which is the most known and then get in detail in the Nodal Analysis realized in gas wells with liquid loading problems.

According to the topics shown, a study of the C-24 well is done which according to the current conditions and different tests is known to be flowing in an unstable way so that with the use of a specialized Simulator and spreadsheets are proposed different scenarios so that this well can meet the objective of carrying liquids to surface avoiding early use of disposal methods in the well and increasing the gas flow.

INTRODUCCIÓN

A lo largo del desarrollo de la humanidad, se han utilizado diferentes fuentes de energía, tal es el caso del uso del carbón y el petróleo en los siglos XIX y XX, respectivamente. La creciente demanda energética en el presente siglo obliga a la búsqueda y el uso de nuevas fuentes de energía que sean más económicas y por supuesto menos dañinas al ambiente.

El Gas Natural es una mezcla de gases hidrocarburos livianos (Metano y Etano) y medianos (Propano y Butano) con algunas impurezas, principalmente Nitrógeno (N_2), Ácido Sulfhídrico (H_2S) y Bióxido de Carbono (CO_2). Tiene un desempeño mejor que el de otros combustibles y debido a eso es que se espera una proyección exponencial en las próximas décadas en cuanto a su participación en el consumo total de energía. A finales del siglo pasado, el Gas Natural ocupó el segundo lugar (23%) después del aceite (39%) como fuente de energía, siendo el carbón la tercera opción.

El Gas Natural es una fuente de energía con muchas ventajas, porque además de ser un combustible más limpio y barato que el aceite, compite con todas las fuentes de energía.

En la generación de energía eléctrica compite con el petróleo, carbón y las centrales hidroeléctricas; en el uso industrial compite con el petróleo pesado, el diésel y la electricidad; en el área domestica compite con el keroseno, la electricidad y el gas licuado y en el sector de transporte con la gasolina y el diésel.

La transición en el uso del aceite al Gas Natural se está dando en este siglo gracias al interés mundial de reducir el impacto ambiental generado por productos derivados del aceite y por los desarrollos tecnológicos en cuanto a las técnicas de explotación de yacimientos no convencionales. Gracias a estos desarrollos, como el fracturamiento hidráulico, es que se han incorporado reservas de los yacimientos de gas de lutitas (*shale gas*).

Debido a lo anterior en México se le debe de dar la importancia requerida a este tipo de energía, ya que por muchos años se quemó gran parte de este valioso recurso en las plataformas petroleras.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DEL GAS NATURAL

1.1 Propiedades del Gas Natural

1.1.1 Densidad

Es la propiedad intensiva del gas que relaciona su masa por unidad de volumen, en donde para estimar la densidad del gas a cualquier presión y temperatura se puede obtener mediante la ley de los gases ideales:

$$\rho_g = \frac{m}{M} = \frac{pM}{RT} \quad (1.1)$$

donde:

ρ_g = Densidad del gas, [lb/pie³].

p = Presión absoluta, [psia].

m = Peso del gas, [lb].

M = Peso molecular, [lb/lb-mol].

R = Constante universal de los gases.

T = Temperatura, [°R].

La densidad de una mezcla de gas ideal se calcula reemplazando el peso molecular del componente puro en la ecuación 1.2 por el peso molecular aparente de la mezcla de gas:

$$\rho_g = \frac{pM_a}{RT} \quad (1.2)$$

donde:

ρ_g = Densidad de la mezcla de gas, [lb/pie³].

M_a = Peso molecular aparente.

1.1.2 Densidad relativa

La densidad relativa del gas (γ_g) está definida como la relación del peso molecular aparente de un Gas Natural a la del aire, siendo una mezcla de gases. El peso molecular del aire seco usualmente es tomado como 28.97 (aproximadamente 79% nitrógeno y 21% oxígeno). Así tenemos que la γ_g es:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{28.97} \quad (1.3)$$

donde el peso molecular aparente puede ser calculado sobre la base de la composición del gas. La composición del gas usualmente es determinada en un laboratorio y se reporta en fracciones mol de componentes en el gas. Si y_i es la fracción mol del componente i , el peso molecular aparente del gas puede ser formulado como:

$$M_a = \sum_{i=1}^{N_c} y_i M_i \quad (1.4)$$

donde:

M_i = Peso molecular del componente i .

N_c = Número de componentes.

Un yacimiento de gas ligero es aquel que contiene principalmente metano con algo de etano. El metano puro tiene una γ_g de 0.55. Un yacimiento de gas rico/húmedo tendría una γ_g de 0.75-0.95.

1.1.3 Factor de compresibilidad z

Para correlacionar las variables de presión-volumen-temperatura para gases reales con datos experimentales se han desarrollado ecuaciones de estado.

La ecuación 1.5, es un factor de corrección denominado factor de compresibilidad del gas o factor z y tiene la siguiente forma:

$$pv = znRT \quad (1.5)$$

donde el factor de compresibilidad del gas es adimensional.

1.1.4 Determinación del factor de compresibilidad

Los factores de compresibilidad del gas para gases neutrales se pueden generalizar cuando se expresan en función de la presión pseudoreducida (P_{sr}) y la temperatura pseudoreducida (T_{sr}), definidas por las siguientes expresiones:

$$P_{sr} = \frac{p}{P_{sc}} \quad (1.6)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}} \quad (1.7)$$

donde:

p = Presión del sistema, [psia].

T = Temperatura del sistema, [°R].

P_{sc} = Presión pseudocrítica.

T_{sc} = Temperatura pseudocrítica.

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^N p_{ci} y_i \quad (1.8)$$

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^N T_{ci} y_i \quad (1.9)$$

donde P_{ci} y T_{ci} son la presión y temperatura crítica absolutas del componente i ; y y_i la fracción molar del componente i .

La presión y temperatura obtenidas con las ecuaciones 1.8 y 1.9 son llamadas pseudocríticas porque no son la temperatura y presión críticas verdaderas de las mezclas de hidrocarburos. Los errores que se cometen cuando se toman T_{sc} y P_{sc} como las críticas verdaderas son del orden del 15% y 65% respectivamente. Las propiedades pseudocríticas se usan como parámetros de correlación para generar las propiedades del gas.

1.1.5 Método gráfico de Standing y Katz

Se basan en el concepto de propiedades pseudocríticas para presentar una correlación generalizada para determinar el factor de compresibilidad del gas, esta se presenta en la Figura 1.1, la cual representa el factor de compresibilidad del Gas Natural en función de P_{cr} y T_{cr} .

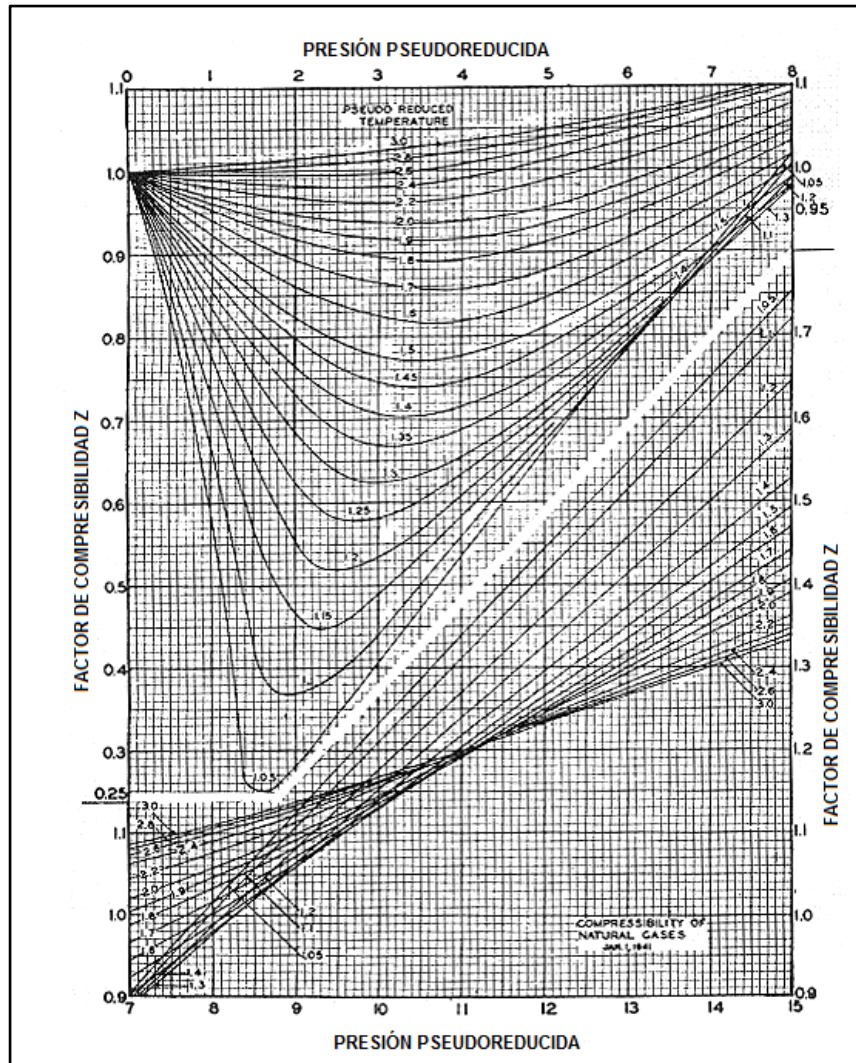


Figura 1.1. Carta generalizada para estimar el factor z [20].

Este método es de bastante aceptación en la industria petrolera ya que tiene una exactitud de 3% en relación con los valores experimentales de z y la facilidad de cálculo.

Al utilizar este método se deben de tener presentes ciertas limitantes para obtener buenos resultados, esas limitantes se enlistan a continuación:

- ♦ El Gas Natural debe de ser rico en metano ($C_1 > 80\%$)

- ♦ El gas no debe tener hidrocarburos aromáticos.
- ♦ El gas no debe de tener impurezas. Un contenido de 20% de N₂ produce un error del 4%, y si existe presencia de CO₂, el error en el cálculo de z es igual a ese porcentaje de CO₂ en dicha mezcla.
- ♦ No presenta buenos resultados a temperaturas y presiones cercanas a la crítica.
- ♦ No se recomienda su uso en el cálculo de z a presiones mayores a 10000 psia.

1.1.6 Factor de volumen del gas

Es el factor que relaciona el volumen del gas en condición específica (de presión y temperatura) con el volumen de la misma masa de gas en superficie y en condiciones normales (14.7 psia y 60 °F), está dado por la ecuación 1.10.

$$B_g = \frac{V_g @ c. y.}{V_g @ c. s.} \quad (1.10)$$

donde:

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

$V_g @ c.y.$ = Volumen de gas a condiciones de yacimiento.

$V_g @ c.s.$ = Volumen de gas en condiciones estándar.

Si se aplica la ecuación de estado para un gas real, es decir:

$$V = \frac{znRT}{P} \quad (1.11)$$

Se tiene:

$$B_g = \frac{\frac{znRT}{P}}{\frac{z_{sc}nRT_{sc}}{P_{sc}}} = \frac{P_{sc}zT}{T_{sc}P} \quad (1.12)$$

donde:

z_{sc} = Factor de compresibilidad en condiciones estándar = 1,0.

P_{sc} = Presión en condiciones estándar.

T_{sc} = Temperatura en condiciones estándar.

Considerando que las condiciones normales son $P_{sc} = 14.7 \text{ psia}$ y $T_{sc} = 520 \text{ }^\circ R$, la expresión anterior se puede expresar de dos maneras:

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p} \left[\frac{\text{Volumen de Gas @ c. y.}}{\text{Volumen de Gas @ c. s.}} \right] \quad (1.13)$$

1.1.7 Viscosidad del gas

La viscosidad es la resistencia interna que ofrece un fluido al movimiento relativo de sus partes. Es una propiedad intensiva, por lo tanto depende de la presión, temperatura y composición, y se expresa de la siguiente manera:

$$\mu_g = f(p, T, y_i)$$

donde μ_g es la viscosidad de la fase de gas.

A continuación se muestran los comportamientos típicos de la viscosidad en función de diferentes valores de presión y temperatura, en las Figuras 1.2. Y 1.3.

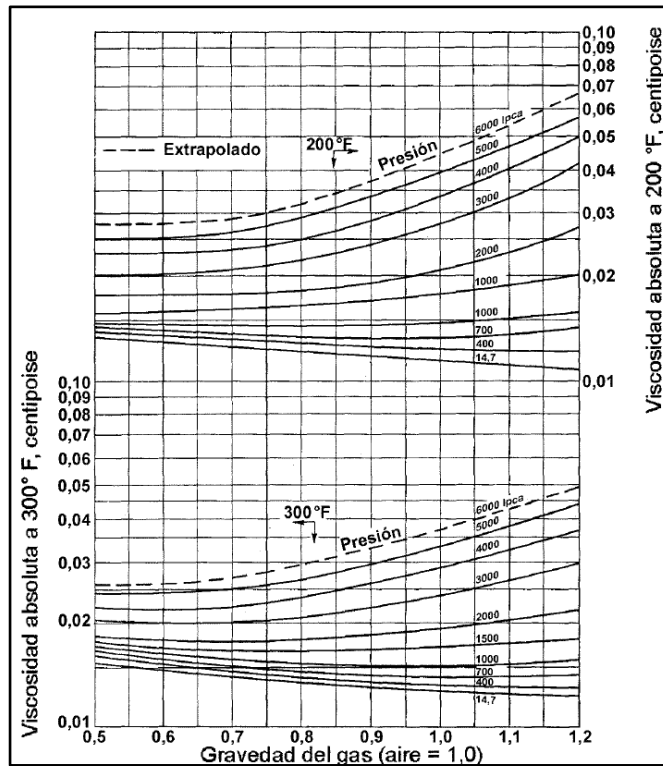


Figura 1.2. Comportamiento típico de μ_g en función de presión a 60 °F y 100 °F [20].

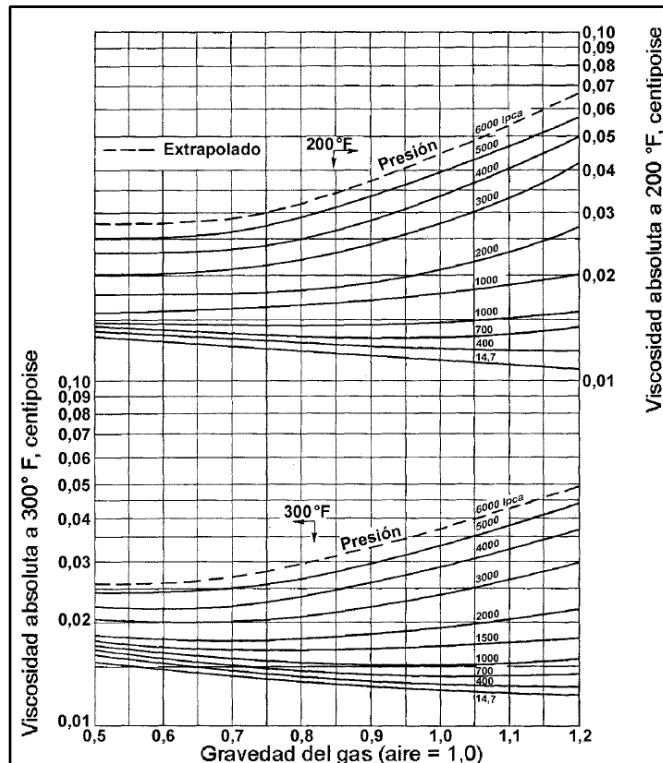


Figura 1.3. Comportamiento típico de μ_g en función de presión a 200 °F y 300 °F [20].

1.1.8 Factores que afectan la viscosidad del Gas Natural

Existen diversos factores que influyen en la viscosidad del Gas Natural, esos factores se mencionan a continuación:

- ♦ Cuando existe un aumento en la temperatura, la energía cinética de las moléculas tiende a incrementarse, provocando choques intermoleculares que a su vez genera un aumento en la viscosidad del gas.
- ♦ Si se tiene una temperatura constante y se aumenta la presión en un gas, se genera una disminución en las distancias intermoleculares, produciendo más colisiones en un mismo nivel de energía cinética por ende un aumento en la viscosidad.
 - ♦ Para presiones mayores a 1000 psia, los gases con altas gravedades tienen un aumento en viscosidad, y a presiones más bajas la viscosidad es menor en gases de la misma condición.
 - ♦ A una temperatura dada (mismo nivel de energía cinética), las moléculas más pesadas tienen menos velocidad y por lo tanto hay menos choques intermoleculares. A medida que la presión aumenta, la viscosidad del gas disminuye debido a la expansión térmica de las moléculas, y, en consecuencia las distancias

intermoleculares de los gases se reducen y la fuerza de atracción entre las moléculas se vuelve despreciable.

♣ Las moléculas más pesadas tienen mayor fuerza de atracción que las moléculas ligeras.

1.1.9 Calor de combustión (poder calorífico)

El calor de combustión o poder calorífico del Gas Natural es la cantidad de energía que se obtiene de la quema de un volumen de Gas Natural y es medida en *British Thermal Units* (BTU). El valor del Gas Natural es calculado por su contenido de BTU. Un BTU es la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra de agua en 1°F a presión atmosférica. Un pie cúbico de Gas Natural tiene un contenido de energía aproximadamente de 1031 BTU, pero tiene un rango que va desde los 500 hasta los 1500 BTU, dependiendo de la composición del gas.

En México la unidad de medida que se utiliza para cuantificar el poder calorífico es el joule (J).

$$1 \text{ J/m}^3 = 0.0000268391919932 \text{ BTU/pie}^3$$

El Gas Natural en nuestro país debe de tener entre 34-40 MJ/m³.

1.2 Clasificación del Gas Natural

1.2.1 De acuerdo a su origen

Esta depende de cómo se encuentra el gas de acuerdo a la presión y temperatura del yacimiento original.

Gas asociado: Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como Etano, Propano, Butano y Naftas.

Gas no asociado: Es aquel gas que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo crudo.

En la siguiente tabla se muestran las diferentes concentraciones de los componentes más comunes del Gas Natural, clasificándose en asociado y no asociado.

Tabla 1.1. Concentraciones del Gas Natural 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

1.2.2 De acuerdo a su composición

La composición del Gas Natural es variable, aún los gases obtenidos de dos pozos productores de un mismo yacimiento, pueden tener diferente composición. Esto depende de las impurezas que contenga dicho gas.

Gas amargo: Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros).

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: Contiene cantidades importante de hidrocarburos más pesados que el metano. 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/pie³ estándar, a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

Tabla 1.2. Concentración de los componentes para los distintos tipos de Gas Natural.

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%

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

1.3 Tipos de yacimiento de gas

De acuerdo a la composición que tiene el gas, a su comportamiento a diferentes puntos de presión y temperatura y a la manera en que se encuentra en superficie, los yacimientos de gas se han podido clasificar en tres grupos.

1.3.1 Gas seco:

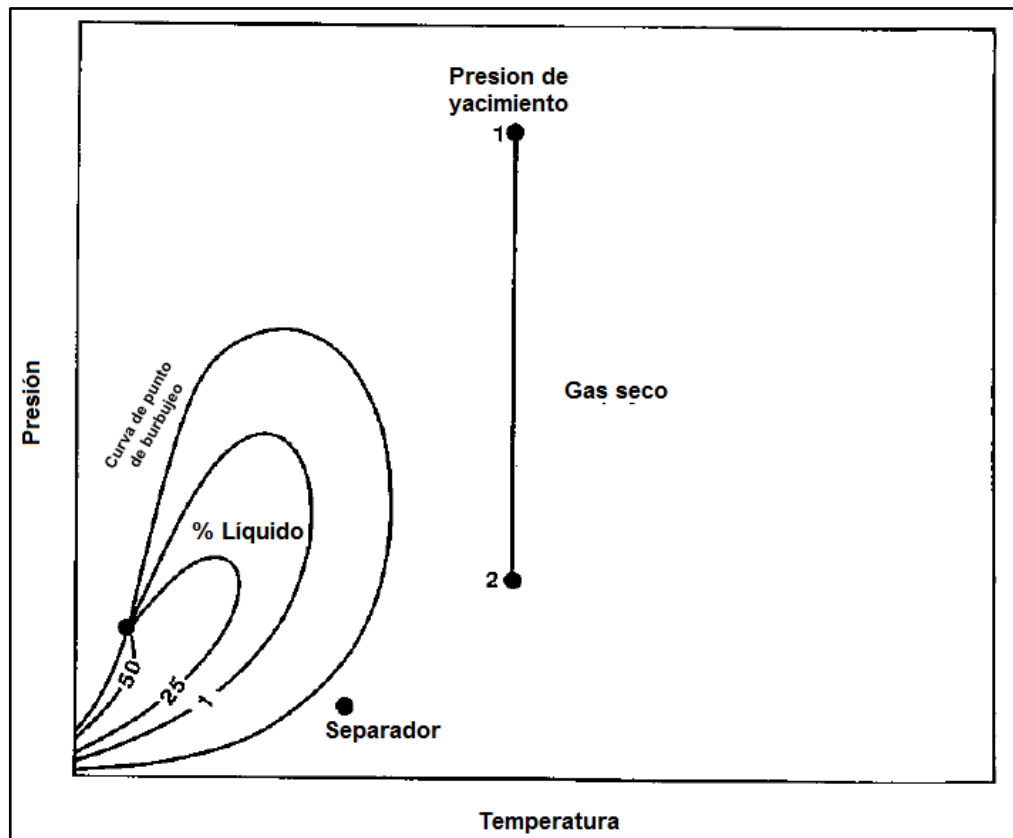


Figura 1.4. Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco [17].

En la Figura 1.4, se aprecia el diagrama de fases de un yacimiento de gas seco. Este gas está compuesto principalmente por metano ($\%C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($C_5 + < 1$). Debido al alto contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo 0°F .

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

- ◆ La temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondertérmica.
- ◆ Su composición es principalmente de elementos ligeros.
- ◆ La producción en superficie siempre es gas.
- ◆ Su RGA es mayor a $20000 \text{ (m}^3/\text{m}^3\text{)}$.
- ◆ Su densidad es menor a $0.50 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$.

1.3.2 Gas húmedo:

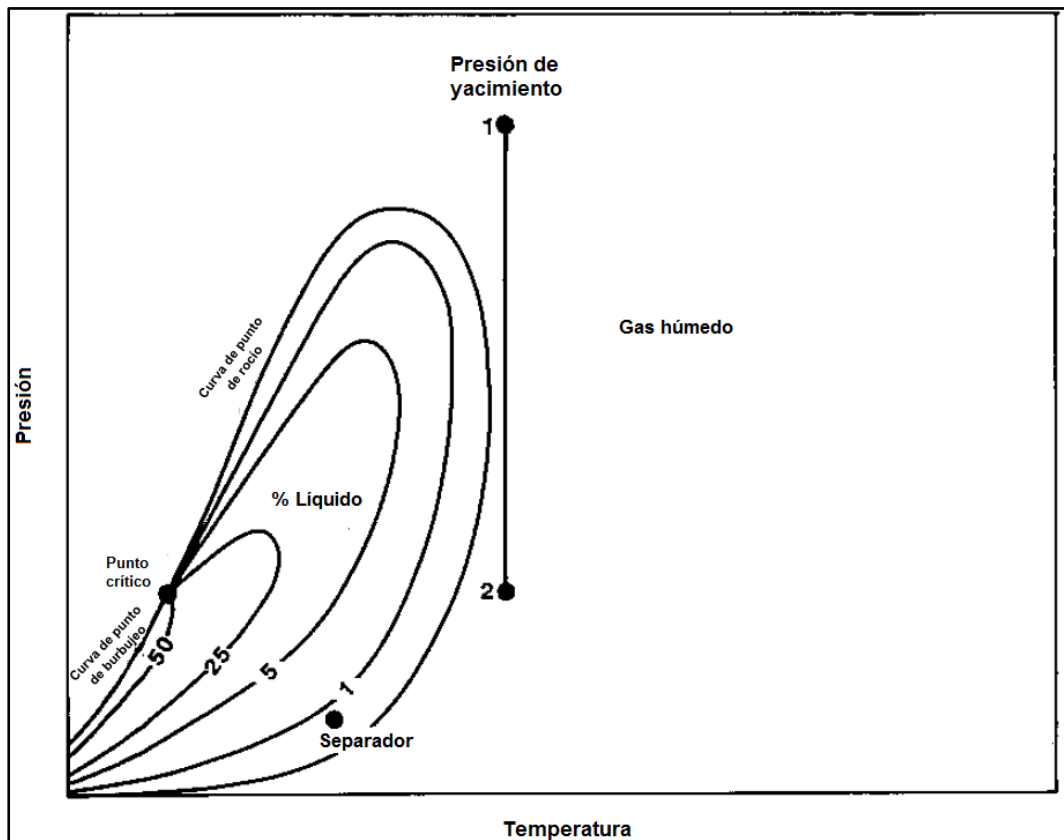


Figura 1.5. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo [17].

En la Figura 1.5, se muestra el diagrama de fases típico de un yacimiento de gas húmedo, el cual se caracteriza por un mayor contenido de componentes ligeros con algunos intermedios y pesados. El término “húmedo” se debe a que las condiciones de separación en superficie de la mezcla caen en la región de dos fases. Como se observa en la figura anterior, la mezcla se encuentra en fase gaseosa mientras la presión del yacimiento declina, la composición del fluido producido no cambia durante el agotamiento de la presión. Esto ocurre dado que la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondertérmica, sin embargo, al fluir la mezcla hasta el separador ésta entra en la región de dos fases.

- ◆ La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma.
- ◆ Su producción en superficie es gas y aceite.
- ◆ Su RGA varía entre 10000 y 20000 (m^3/m^3).
- ◆ Su densidad se encuentra entre 0.65 y 0.80 (gr/cm^3)

1.3.3 Gas condensado o retrógrado:

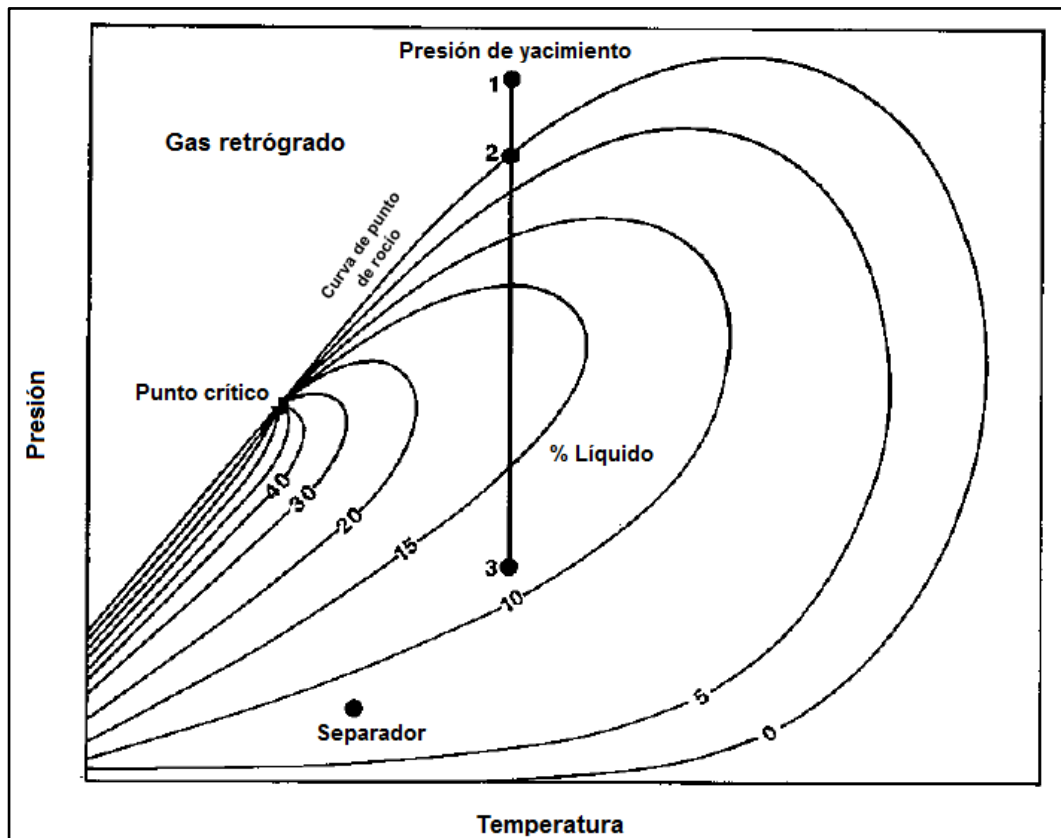


Figura 1.6. Diagrama de fases para un yacimiento de gas condensado o retrógrado [17].

En la Figura 1.6, se muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas condensado o retrógrado. La composición de la mezcla de hidrocarburos en este tipo de yacimientos es predominantemente de metano (> 60%), componentes intermedios y un porcentaje considerable de pesados, se puede decir que un gas condensado es un gas con líquido disuelto. La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa. La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla. En su camino hacia el tanque de almacenamiento el hidrocarburo sufre una fuerte reducción de presión por lo que la composición de los fluidos sufre cambios.

- ✦ Se presenta la condensación retrógrada.
- ✦ La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma.
- ✦ Su composición es de regulares cantidades de componentes ligeros, intermedios y pesados.
- ✦ La producción en superficie es de aceite y gas.

- ◆ La RGA es entre 500 y 1500 (m^3/m^3).
- ◆ La saturación máxima del líquido es de alrededor del 8%-10%.
- ◆ La densidad varía entre 0.70 y 0.80 (gr/cm^3)

CAPÍTULO II

CARGA DE LÍQUIDOS EN POZOS DE GAS

En pozos de gas, cuando éste fluye a superficie carga el líquido producido si la velocidad del gas es lo suficientemente alta. Una alta velocidad del gas genera un flujo niebla en el cual el líquido es finalmente dispersado en el gas. Esto resulta en un bajo porcentaje en volumen de líquidos presentes en la tubería de producción, conocido también como “*liquid holdup*”, y como resultado una baja caída de presión debido a la baja fracción de componentes líquidos fluyendo en la columna hidrostática.

Si la producción de gas es lo suficientemente alta para remover la mayoría de los líquidos, no existirá un represionamiento sobre la tubería de producción en la cara de la formación y el gasto llegará a un equilibrio. El pozo producirá a un ritmo que se puede predecir por medio de la curva IPR (*Inflow Performance Relationship*).

Si el gasto de gas disminuye, su velocidad y en consecuencia su momento inercial son menores y no se puede arrastrar a las gotas de líquido, el gradiente de presión en la tubería se vuelve grande debido a la segregación de líquidos y acumulación en el fondo, lo que resulta en una mayor presión sobre la formación. A medida que la presión en la formación aumenta, la producción de gas disminuye y cae por debajo del gasto crítico necesario para extraer el líquido, más líquidos se acumulan en el pozo y el incremento en la presión de fondo reduce aún más la producción de gas, pudiendo eventualmente llegar a “matar” al pozo.

2.1 Fuente de líquidos en un pozo de gas

Los líquidos producidos en un pozo de gas pueden ser de dos tipos:

2.1.1 Condensados

Estos se presentan principalmente por el abatimiento de temperatura suscitado en el pozo conforme la producción asciende a superficie. También una vez que el yacimiento (de gas retrógrado) se ha depresionado lo suficiente como para que la presión de yacimiento sea menor a la presión de rocío del gas, o se pueden condensar a medida que van fluyendo a través de la tubería de producción y la presión cae por debajo de la presión de rocío.

2.1.2 Agua de producción

El agua presente en el yacimiento puede llegar al pozo productor de gas de varias formas:

- ✦ **Agua Conificada:** Si el gasto de producción de gas es alto, el gas puede llegar a traer consigo agua proveniente de formaciones subyacentes, aun cuando el pozo no tenga perforaciones en estas zonas de agua. Por lo general, los pozos horizontales no presentan este problema debido a la menor diferencia entre el gradiente de presión de la zona productora y las zonas subyacentes de agua.
- ✦ **Agua de Otra Zona:** El agua proveniente de otra zona productora puede alcanzar el pozo si las zonas productoras están intercomunicadas.
- ✦ **Acuífero:** Si el yacimiento presenta un acuífero activo, con el tiempo el agua invade la zona productora y eventualmente alcanza al pozo.
- ✦ **Agua condensada:** El agua puede llegar al pozo en forma de vapor de agua pero a medida que sube por la Tubería de Producción puede condensarse y pasar a fase líquida si las condiciones de presión y temperatura caen por debajo del punto de rocío del agua, una vez que ocurre esto el agua en fase líquida aumenta el gradiente de presión y si la velocidad del gas está por debajo de la velocidad crítica, empieza a producirse la carga de líquidos.

2.2 Síntomas de la carga de líquidos

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 pueden 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 daño 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.
- ◆ Disminución del gasto.
- ◆ Disminución 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.

2.2.1 Presencia de picos de presión en placa de orificios

Con los datos de producción registrados en 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 2.1, es un registrador de dos plumas. 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.

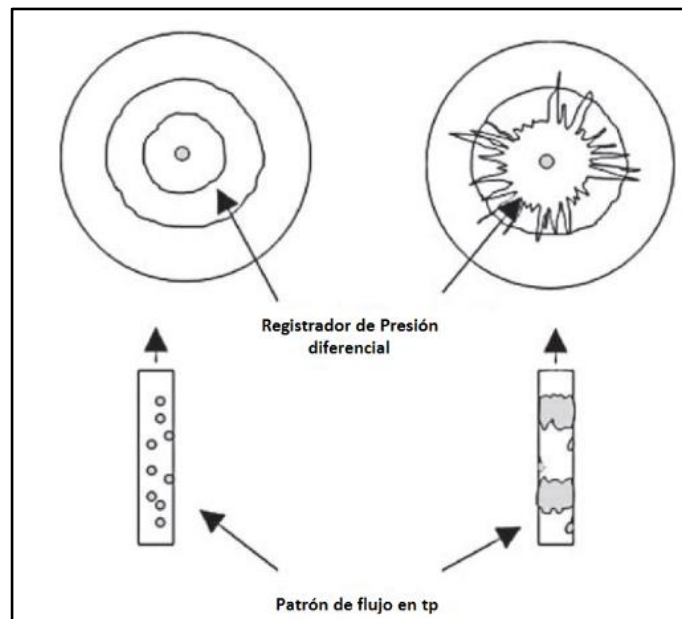


Figura 2.1. Efecto del régimen de flujo en la placa de orificios. A la izquierda flujo niebla y a la derecha flujo bache [13].

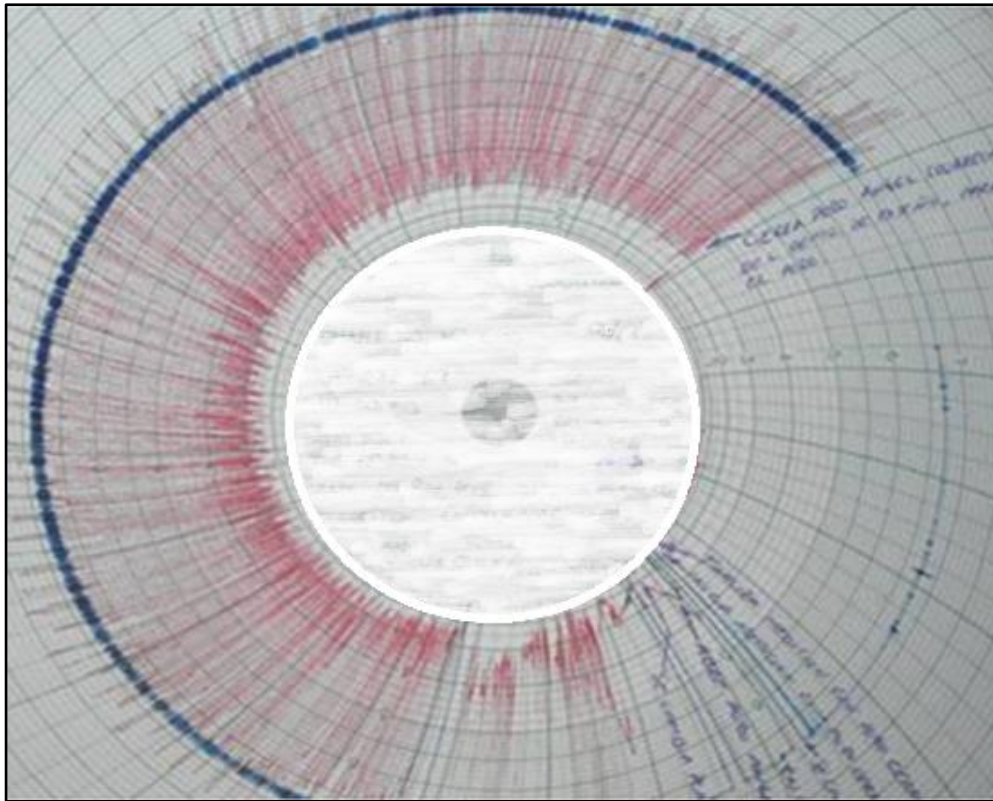


Figura 2.2. Variaciones en el registrador de flujo debido a la carga de líquidos.

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 2.2 indica carga de líquido.

2.2.2 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 2.3, 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 declina más rápido.

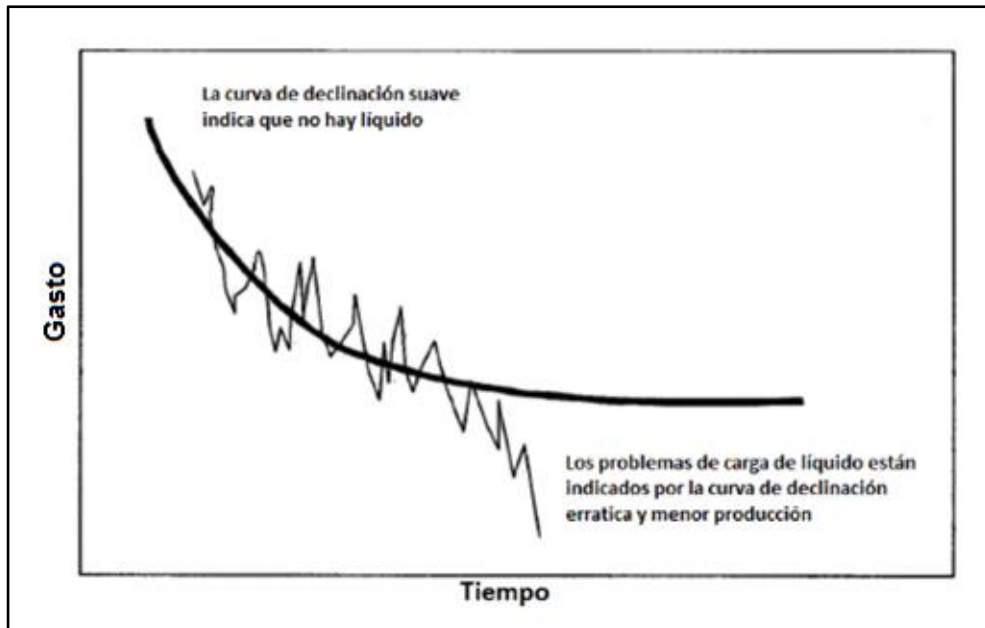


Figura 2.3. Análisis de la curva de declinación [12].

2.2.3 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 consecuentemente la presión superficial registrada en la Tubería de Producción (TP). Además, a medida que la producción de líquido incrementa, el líquido extra en la tubería se acarrea por el gas, incrementa el gradiente en la TP y esto propicia más contra presión contra la formación y reduce la presión de TP en superficie.

En una terminación sin empacador o ancla mecánica la presencia de líquidos en la TP se muestra como un aumento en la presión de superficie de la Tubería de Revestimiento (TR) a medida que los líquidos conducen al yacimiento a un flujo menor (la presión superficial en la TR es la presión que se genera en el espacio anular entre TR y TP por acumulación de gas). Conforme el gas se produce del yacimiento, se va colando dentro del espacio anular entre la TP y la TR, el gas se expone a 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 2.4, se observa el comportamiento de la TP y TR ante la presencia de la acumulación de líquido en el fondo.

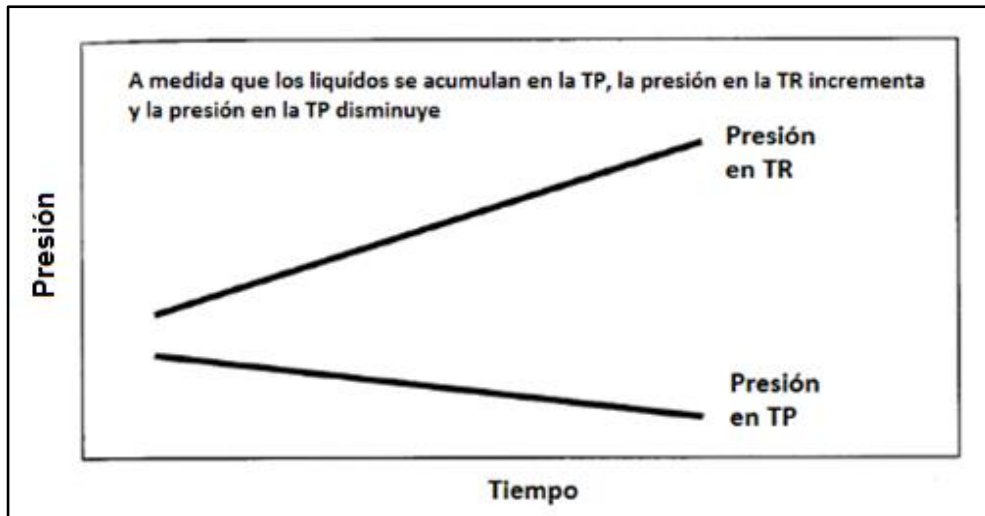


Figura 2.4. Indicadores de presión en TP y TR [13].

2.2.4 Registros de presión mostrando el nivel de líquido en la TP

Los registros de presión estática o fluyente son quizás el método más preciso fin de 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 deben ser casi lineales.

Debido a que la densidad del gas es menor que la del agua o el condensado, cuando la herramienta entre en el líquido que se encuentra acumulado en la TP, la curva del gradiente medido presenta un cambio brusco en la pendiente.

En la Figura 2.5, se observa como los gastos de producción de gas y líquido y las acumulaciones pueden cambiar las pendientes medidas por el sistema.

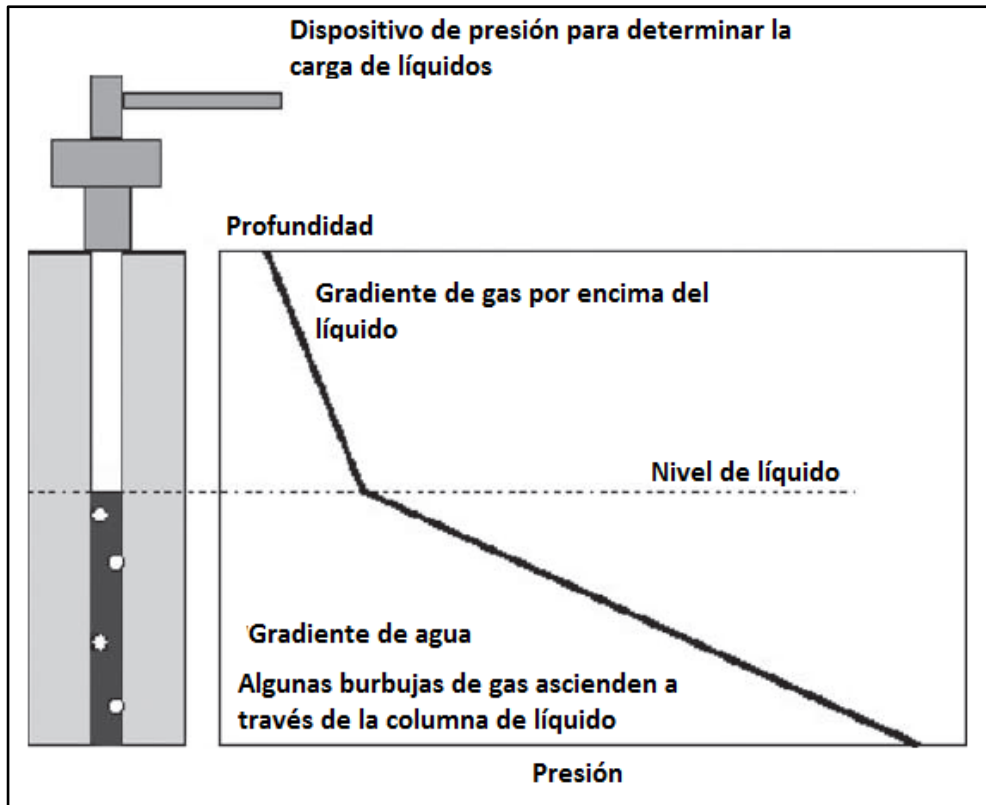


Figura 2.5. Estudio esquemático de la presión [13].

2.2.5 Oscilación de presiones sin empacador

Algunos pozos de gas sin empacador exhiben oscilaciones de baja frecuencia en la presión que se pueden extender por varias horas o días. Estas oscilaciones son una muestra de que se está generando una columna de líquido en el fondo del pozo.

En la Figura 2.6, se muestran las oscilaciones típicas en las presiones de un pozo medidas en superficie:

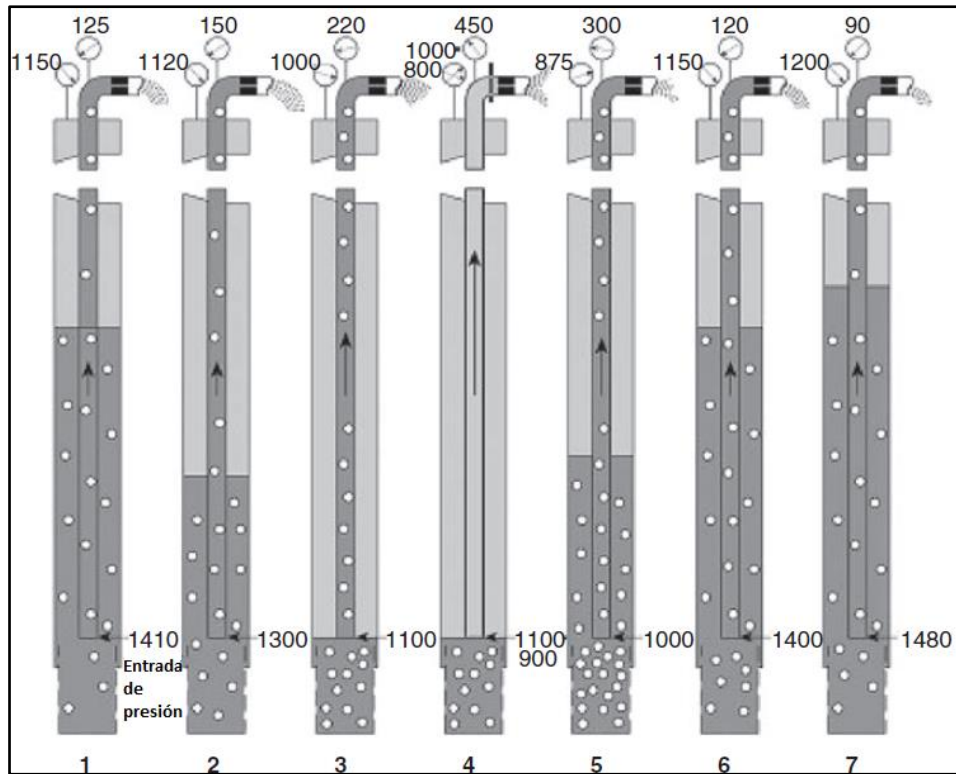


Figura 2.6. Oscilación de la presión en un pozo de gas con carga de líquidos [13].

Las etapas de oscilación de la presión mostradas en la figura anterior se explican a continuación:

1. El fluido del espacio anular se desplaza lentamente hacia adentro de la tubería de producción por lo cual hay una disminución del nivel de líquido propiciado una disminución en la presión de la TR.
2. El pozo continúa produciendo a bajo gasto ya que la columna de la tubería es pesada. La presión en el espacio anular sigue disminuyendo ya que el fluido se mueve hacia la TP, y por ende la presión en la TP incrementa levemente.
3. La presión en el espacio anular sigue cayendo. El nivel de líquido cae a la entrada de la TP conforme el líquido se produce. El gas fluye dentro de la tubería. El peso de la columna en la tubería se reduce dado que el gas de la formación se produce de nuevo y no se tiene acumulación de líquido dentro del espacio anular.

4. El gradiente de la TP disminuye más debido a la producción de gas, mientras tanto la presión en el fondo de pozo disminuye al permitir que sólo el gas fluya dentro de la TP. La producción del yacimiento también incrementa, el agotamiento del yacimiento es siempre mayor en esta etapa. Por un período corto, el pozo produce a un gasto mayor de lo normal pero con pequeñas cantidades de líquido. Dado que la producción de líquido es escasa o incluso inexistente, la energía proporcionada por la alta cantidad de gas se pierde a medida que se emplea para levantar el líquido. Durante este período la presión en el espacio anular se mantiene o varía mínimamente mientras que la presión en la TP incrementa drásticamente.

El yacimiento de nuevo comienza a producir líquidos y la producción de gas cae. El gas almacenado en el fondo disminuye y la carga de líquido se hace presente en la TP y en el espacio anular. Como el nivel de líquido se eleva en el espacio anular, el gas también comienza a quedarse en este lugar. Así mismo el gas se dirige al espacio anular entre tuberías y el gradiente en la TP aumenta, añadiendo un esfuerzo extra contra el yacimiento al disminuir el gasto de producción. Esta etapa se caracteriza porque la presión en la TP aumenta y en la TR se mantiene o varía de forma mínima.

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

2.2.6 Cese en la producción de líquidos

Cuando se tiene un pozo de gas con producción de líquidos y repentinamente la producción de estos mismos cae bruscamente a gastos menores a los normales o incluso cesa, es un indicativo de que el pozo produce a un gasto menor al crítico necesario para transportar los líquidos del fondo del pozo a superficie. En este caso, los líquidos se acumulan en el fondo del pozo y el gas burbujea a través de la columna de líquidos acumulados o depende de la presión en el pozo generada por la acumulación de líquidos, el gas deja de fluir completamente.

Este es el peor de los casos ya que significa que el pozo tuvo demasiada carga de líquidos a lo largo de su vida productiva y que está llegando a su límite económico de producción de manera anticipada.

CAPÍTULO III

MÉTODOS DE ELIMINACIÓN

La carga de líquido en pozos productores de gas es un problema que va progresando a medida que la presión del yacimiento disminuye continuamente junto con el gasto de producción de gas y eventualmente el pozo necesitará un método de levantamiento artificial o algún sistema de aseguramiento de flujo para así poder levantar los líquidos acumulados y mejorar la producción gas.

A continuación se muestran diferentes métodos de remediación o de recuperación de líquidos en pozos de gas, los cuales se usan frecuentemente en pozos de gas cargados con líquidos.

3.1 Sarta de velocidad

Una sarta de velocidad es una tubería de diámetro reducido (Tubería Flexible) que se baja a través de la T.P., su finalidad es reducir el área de flujo, para que los líquidos alcancen una velocidad de producción mayor a la velocidad crítica y de esta forma no se tenga acumulación de líquidos en el fondo del pozo. En algunos casos la T.P. puede funcionar como sarta de velocidad siempre y cuando ésta tenga un diámetro menor que el actual conducto de producción, debido a que la velocidad del gas aumenta al disminuir el área de flujo. Estas pueden ser de 2 plg, 1 $\frac{3}{4}$ plg, 1 $\frac{1}{2}$ plg y hasta 1 $\frac{1}{4}$ plg de diámetro.

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

3.1.1 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:

- El comportamiento de afluencia del yacimiento, IPR, que 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, TPC, también conocida como curva de demanda de la Tubería de Producción o VLP (*Vertical Lift Performance*), describe la relación entre la cantidad de gas producido a superficie y presión en fondo del pozo a fin de producir este gas para una presión de cabeza dada. El mínimo de esta curva da el gasto más bajo del pozo que puede producir.

La intersección de estas dos curvas da el gasto real que se produce. En la Figura 3.1, 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 IPR actual a la izquierda, el gasto de gas es reducido. Sin embargo en un futuro cuando la presión de yacimiento disminuya y se observe una disminución de la curva IPR, la curva TPC no la interseccionaría, el pozo no produciría, mientras que con la sarta de velocidad el pozo seguiría produciendo.

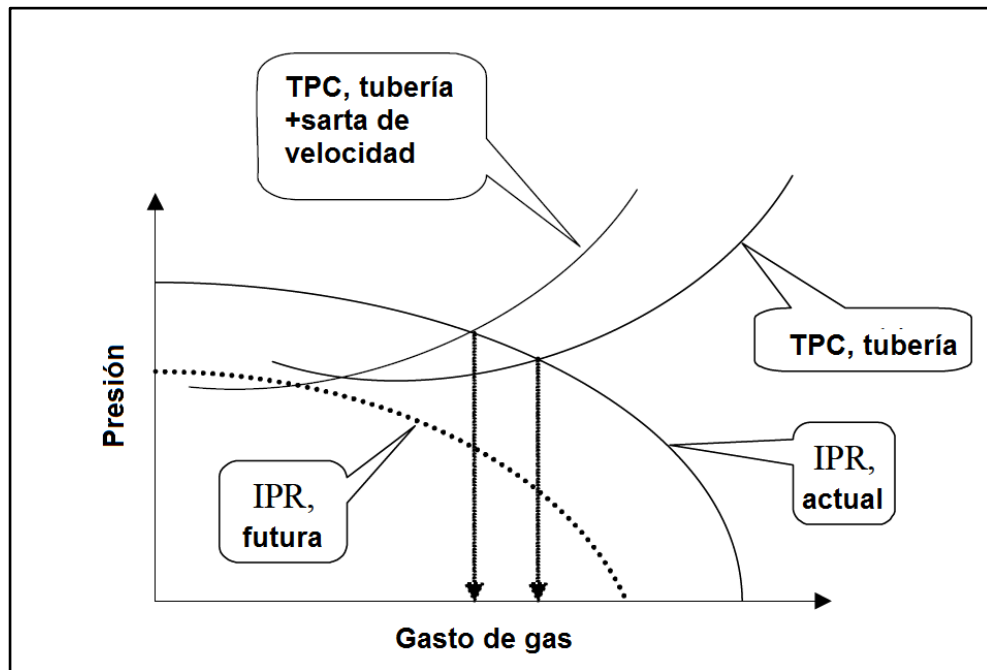


Figura 3.1. Efecto de introducir una sarta de velocidad en la TP [19].

Cabe mencionar que una reducción del gasto no representa una pérdida mediática sino todo lo contrario, de no atenderse la carga de líquido el gradiente de caída de presión dentro de la TP se incrementa, por lo que la demanda de presión de la TPC es mayor, desplazando dicha curva hacia arriba hasta no encontrar punto de intersección con el IPR, quedando el pozo inoperante o “muerto”, como se aprecia en la siguiente figura:

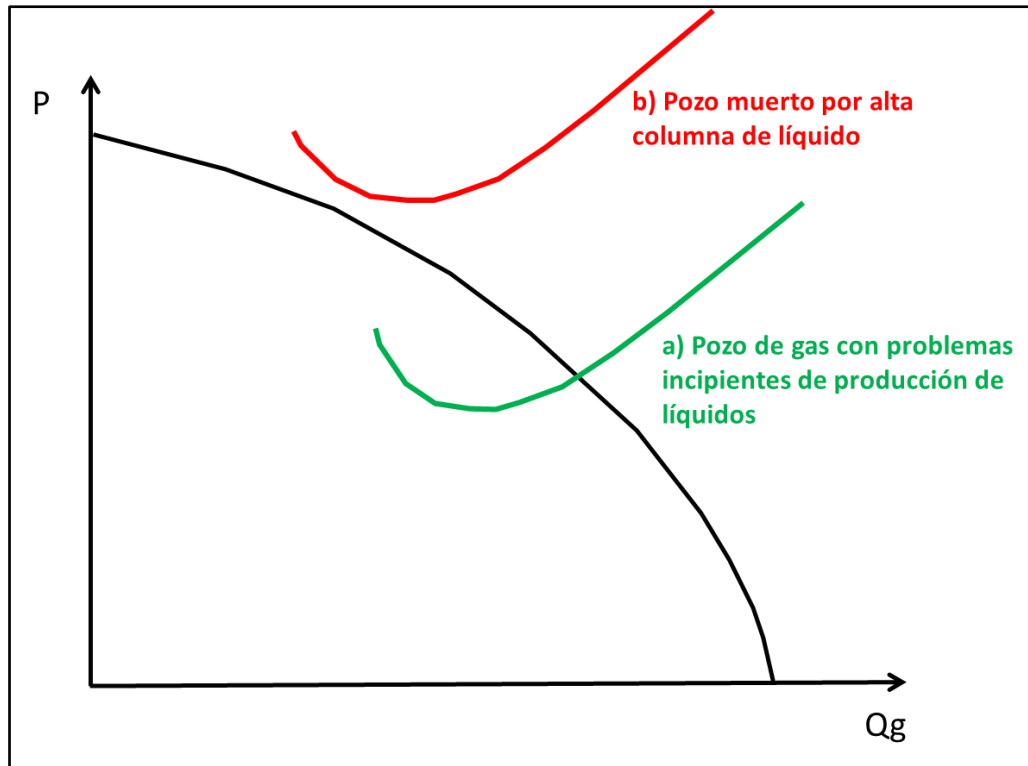


Figura 3.2. Consecuencia de no atender la carga de líquidos [4].

La elección es entre un gasto de producción mayor en un periodo de tiempo menor y un gasto de producción menor durante un periodo considerablemente mayor.

3.2 Émbolo viajero

El émbolo viajero es un método de levantamiento que utiliza solamente la energía del yacimiento para producir los líquidos. Un émbolo es un pistón de viaje libre que se ajusta cómodamente en la tubería de producción y depende de la presión del pozo para poder levantarse y únicamente de la gravedad a fin de regresar al fondo del pozo.

El sistema de émbolo viajero requiere de pocos componentes. El sistema incluye lo siguiente:

- Un muelle amortiguador de fondo el cual es una línea fija instalada en el fondo del pozo que permite que el émbolo se asiente al momento de caer al fondo.
- Un émbolo libre el cual viaja a lo largo de la tubería.
- Una cabeza de pozo 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.

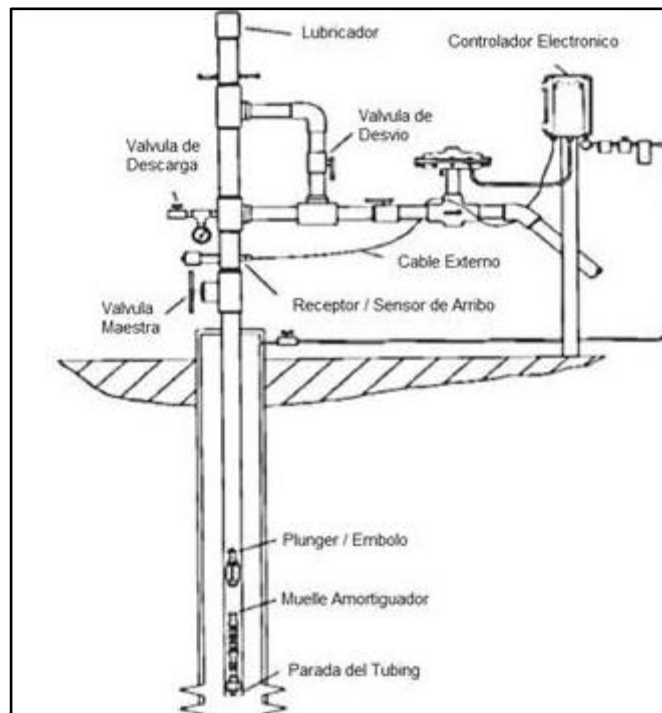


Figura 3.3. Componentes del sistema de émbolo viajero [13].

3.2.1 Ciclo del émbolo

Este método opera de manera cíclica con pozo abierto y cerrado. Durante el periodo en el que el pozo se encuentra cerrado con el émbolo en el fondo, la presión del gas se empieza a acumular en el espacio anular mientras que el líquido se ha acumulado en la TP por encima del émbolo. La presión en el espacio anular depende del tiempo de cierre del pozo, la permeabilidad y la presión del yacimiento. Cuando la presión en la TR ha incrementado lo suficiente se abre la válvula motora lo cual permite fluir al pozo, permitiendo que el émbolo, desplazado por el gas a presión, a su vez desplace la columna de líquidos por encima del mismo.

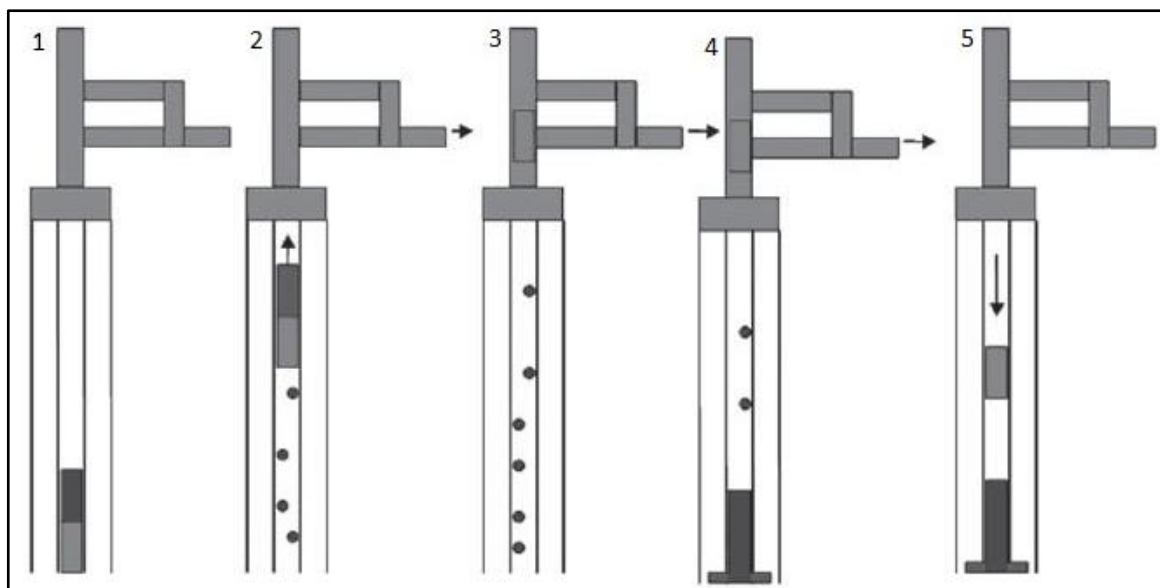


Figura 3.4. Eventos típicos del ciclo del émbolo viajero [13].

1. El pozo se encuentra cerrado y la presión en la TR se incrementa. Cuando la presión es suficiente para levantar al émbolo y a los líquidos a superficie a una velocidad razonable (aproximadamente 750 pie/m) contra la presión de superficie, la válvula de superficie en la tubería abre.
2. La válvula se abre y el émbolo y el bache de líquido se desplazan hacia arriba. El gas en el espacio anular comienza a expandirse dentro de la TP lo cual provee la presión de levantamiento. El pozo está produciendo durante la etapa de levantamiento para agregar la energía requerida para levantar al émbolo y líquido.
3. El líquido llega a superficie y viaja a través de la línea horizontal. El émbolo es atrapado en superficie debido a la presión y flujo. El gas fluye por un tiempo.
4. La velocidad de flujo comienza a bajar y los líquidos se acumulan de nuevo en el fondo del pozo. La presión en TR comienza a aumentar un poco, indicando que hay una mayor caída de presión en la tubería. Si se permite el flujo por mucho tiempo, un bache más grande se acumula en el fondo del pozo, requiriendo más presión generada en la TR para levantar dicho bache.
5. La válvula se cierra y el émbolo cae hasta el fondo del pozo. El ciclo se repite.

El émbolo viajero trabaja en pozos de gas con suficiente presión y RGL para levantar el émbolo y los baches de líquido. También trabaja en tuberías grandes, preferentemente sin empacador, debido que en caso de tener que retirar un empacador generaría problemas para la desinstalación del sistema.

Este sistema puede llevar al pozo al agotamiento, a pesar de que la producción recuperable no sea tanta como cuando se utiliza un método de bombeo de líquidos el cual es más caro.

La factibilidad en el uso 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.

3.3 Espumas

El levantamiento asistido con espuma es un método utilizado para deshidratar pozos de gas en la cual la espuma o *foam* se genera en el fondo de pozo y por medio de la cual se reduce la densidad de la mezcla así como la tensión interfacial resultando en una menor velocidad crítica necesaria para llevar hasta superficie los líquidos acumulados en el fondo del pozo. Es especialmente efectivo en pozos de bajo gasto de gas.

La espuma produce una mezcla menos densa a la del fluido, debido al incremento del área de superficie del líquido con las burbujas, cuyo resultado se refleja en una reducción de las partículas líquidas deslizándose hacia el fondo por las paredes de la tubería, conocido como el "*Slippage*". El gas en todo caso, puede viajar más fácilmente hacia superficie con la mezcla del surfactante.

La espuma es un tipo particular de emulsión de líquido y gas, en el cual las burbujas de gas están separadas unas de las otras por una fina película de líquido. Para generar dicha espuma en el fondo del pozo se utilizan agentes surfactantes que reducen la tensión interfacial del líquido a fin de permitir una mayor dispersión gas-líquido.

El agua y los hidrocarburos líquidos reaccionan distinto a los surfactantes utilizados para generar la espuma, así los hidrocarburos líquidos no generan espuma en forma estable, a diferencia del agua que al ser una molécula polar genera una espuma estable gracias a la gran fuerza de atracción entre las moléculas del agua y las moléculas del surfactante.

La calidad de la espuma que se forma está dada por el porcentaje de gas presente a condiciones de presión y temperatura de operación.

Así una espuma de calidad 70, es una espuma en la cual el 70% es gas. Espumas con una calidad menor a 50 son inestables por lo cual las fuerzas gravitacionales separan las fases de líquido y gas.

3.3.1 Métodos Utilizados

Existen tres métodos para introducir surfactantes a un pozo:

- a) Barras espumantes
- b) Tratamiento por baches (sin empacador)
- c) Tubería capilar

a) **Barras espumantes:** Las barras espumantes son el método de surfactantes más común para deshidratar pozos de gas. Estas barras pueden ser lanzadas hacia el fondo de la tubería de diversas maneras, pero la más práctica es por medio de un lanzador automático como el que se muestra en la Figura 3.5.

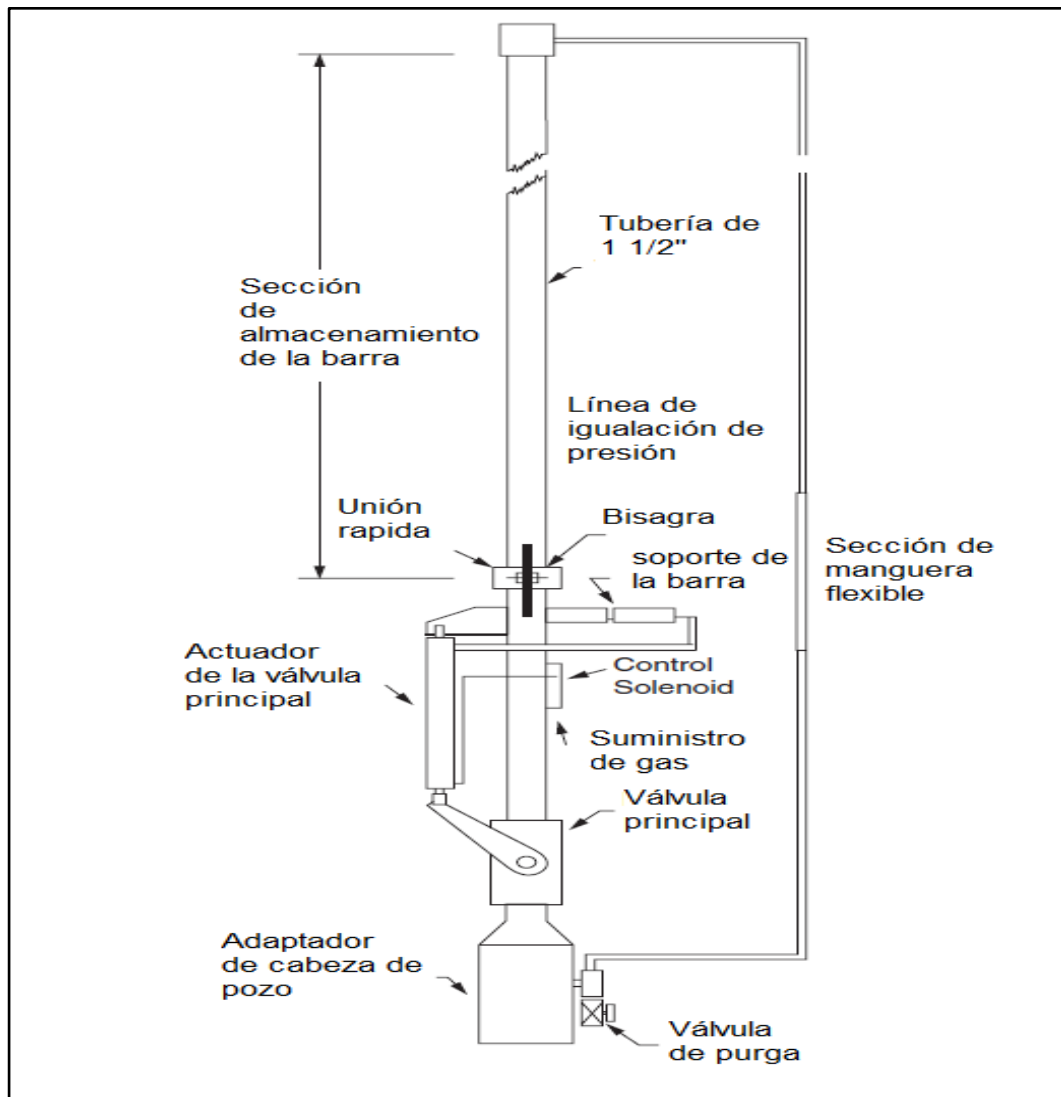


Figura 3.5. Instalación de un lanzador automático de barras espumantes [13].

- b) **Tratamiento por baches (sin empacador):** Por este método se inyecta una cantidad determinada de surfactante con base a la cantidad de líquido a ser descargada en el pozo, se cierra el pozo y se determina la carga de líquido con base a la diferencia entre TR y TP. Por lo general, se aplica una concentración de 1% de surfactante por 20 galones de agua la cual se bombea hasta el fondo del pozo, después se bombea agua salada para ayudar al bache a que baje hasta el fondo del pozo, posteriormente el pozo es abierto de nuevo. Se recomienda hacer por lo menos cinco trabajos de inyección de baches de espuma de forma continua por varias semanas para hacer una evaluación y determinar si el tratamiento ha sido exitoso, si se tienen dudas, se debe poner el pozo en el mismo ciclo de cierre y apertura sin la inyección de espumas para comparar los resultados.

La Figura 3.6, muestra un arreglo básico que tiene como objetivo inyectar los surfactantes a través del espacio anular.

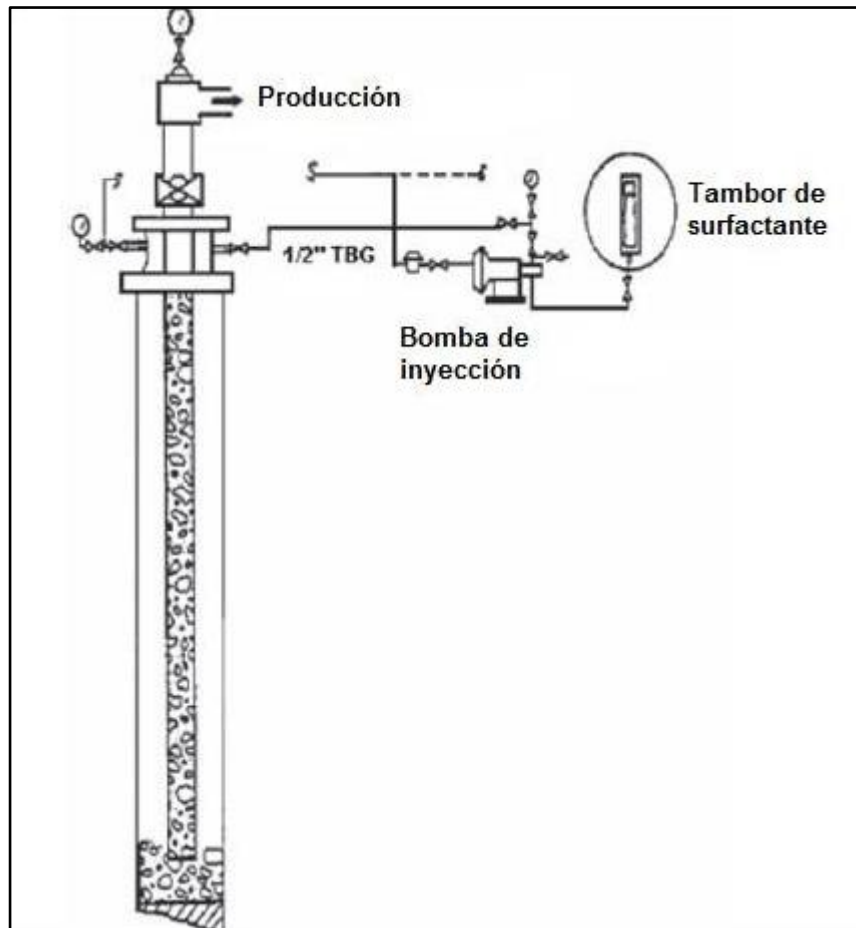


Figura 3.6. Tratamiento por baches a través del espacio anular [13].

- c) **Sarta Capilar (Inyección continua):** En la inyección continua se utiliza un arreglo especial en superficie de modo que se bombea el surfactante hasta el fondo del pozo a través de una sarta capilar, se combina con el agua producida y el gas para generar la espuma. La inyección continua tiene la ventaja de que asegura la inyección del surfactante hasta el fondo del pozo a diferencia de la inyección por baches en la cual se presenta a menudo la generación de la espuma a lo largo de la tubería y no en el fondo.

Rango De Aplicación

La aplicación de los surfactantes para deshidratar pozos de gas se determina por dos limitantes que son el costo económico y la efectividad de los surfactantes para reducir la presión en el fondo del pozo. El límite económico se determina por el costo en el químico (el cual es proporcional a la cantidad de líquido a deshidratar) y los costos en los equipos requeridos para inyectar el surfactante al fondo del pozo así como su posterior tratamiento en superficie.

Pozos de gas de bajo gasto y Relación Gas-Líquido, (RGL), entre 1000 a 8000 pc/bl, son los mejores candidatos en la aplicación de surfactantes como método para deshidratar los pozos. Para pozos con RGL altos, puede ser más viable utilizar émbolo viajero, mientras que con RGL más bajo, es más viable un método de bombeo.

3.4 Compresión

La compresión es de suma importancia durante la producción de pozos de gas, ya que es elemental para transportar el gas al mercado. Además tiene gran importancia en la optimización de la producción, deshidratando a los pozos y reduciendo la presión en cabeza de pozo lo cual resulta en un aumento en la producción del mismo.

Generalmente la compresión es la primera herramienta que se usa en la vida de un pozo de gas. El proceso en la forma de aplicar la compresión y el equipo para alcanzar la presión y tasa deseadas es importante a la hora de optimizar los resultados. Afortunadamente, los sistemas de Análisis Nodal se pueden utilizar con eficacia para ayudar en el proceso de evaluación de pozos y equipos de compresión.

La compresión y la reducción de la presión en superficie es usualmente la primera herramienta utilizada en la vida de un pozo de gas para mantenerlo deshidratado y algunas veces es el único sistema de levantamiento artificial que se usa, pero la compresión también es usada a fin de incrementar la efectividad de otros métodos de deshidratación por sistemas de levantamiento artificial al incluir agentes

espumantes, Gas Lift o émbolo viajero.

Un compresor es una máquina que efectúa un trabajo con el objetivo de mantener un fluido en movimiento o provocar el desplazamiento o el flujo del mismo, se evalúa a través de cuatro características:

1. Cantidad de fluido que se descarga por unidad de tiempo
2. Aumento de la presión
3. Potencia
4. Rendimiento

Los compresores poseen una tubería de succión por donde es aspirado el gas que dentro del compresor reduce su volumen y aumenta su presión. La compresión es fundamental para la producción de pozos de gas, ya que es el principal medio de transporte en el mercado. La compresión es vital para la deshidratación, al reducir la presión en cabeza de pozo y aumentar la velocidad del gas.

Este sistema de levantamiento requiere una inversión en el compresor y equipo asociado así como los costos de operación para el mantenimiento y energía eléctrica para que el compresor siga funcionando.

3.4.1 Relación entre la Potencia del Compresor y la Velocidad Crítica del Gas

La velocidad crítica está relacionada con la presión en superficie. Así si la presión de cabeza se reduce, la velocidad crítica del gas también lo hará, esto se logra al utilizar un compresor, a mayor potencia (*horsepower*) del compresor, mayor es la reducción de la presión de cabeza. La potencia de compresión se define por medio de la razón de compresión.

$$\text{Razón de compresión} = \frac{\text{presión de descarga}}{\text{presión de succión}} \text{ (psia)}$$

Para entender mejor como la compresión puede ser usada para deshidratar los pozos de gas, a continuación se indica un ejemplo de uso en el cual se comprime el gas desde el pozo a un gasoducto que tiene 1000 psia de presión utilizando un compresor reciprocante.

Tabla 3.1. Potencia del compresor [13].

Succión, psig	Succión, psia	Descarga, psia	Razón de compresión	Horsepower/ MMpc	% de gas combustible requerido
0	14.7	1014.7	69.0	309	5.9
10	24.7	1014.7	41.1	253	4.9
25	39.7	1014.7	25.6	216	4.2
50	64.7	1014.7	15.7	181	3.5
125	139.7	1014.7	7.3	130	2.5
300	314.7	1014.7	3.2	75	1.4

La tabla 3.1, presenta los cambios en la razón de compresión y por ende en la potencia requerida por este al variar la presión de succión, así, al aumentar la presión de succión se disminuye la potencia requerida del compresor debido a que es menor la energía necesaria para comprimir el gas hasta la presión de descarga. También hay que tener en cuenta la cantidad de gas requerido para alimentar el compresor, el cual es de 5.9 % del gas siendo comprimido para la presión de succión de 0 psig. Este valor es importante para conocer la eficiencia de un determinado compresor.

De esta forma al combinar la potencia requerida a una presión dada, con la velocidad o gasto crítico que se requiere a fin de mantener un pozo deshidratado, es posible identificar la cantidad mínima de potencia requerida para mantener deshidratado cualquier pozo en todo momento. Tal y como se muestra en la siguiente gráfica para diferentes tamaños de tubería de producción y con una presión de descarga de 1000 psig.

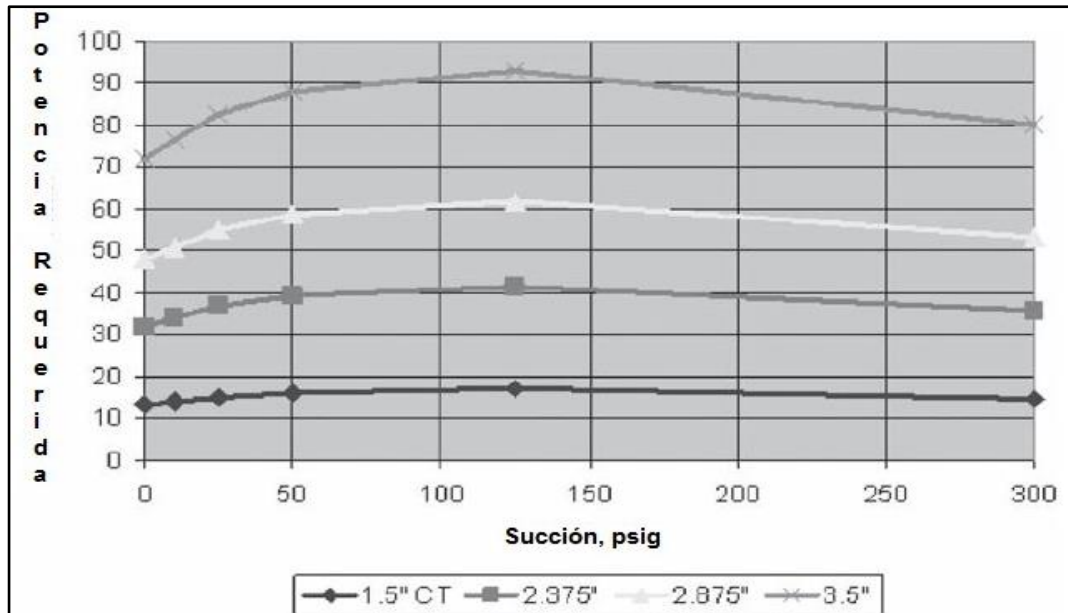


Figura 3.7. Potencia requerida para mantener el pozo por encima del gasto crítico para diferentes diámetros de tubería [13].

Como se observa en la Figura 3.7, la menor potencia requerida del compresor es para un diámetro de menor tamaño, el de 1.5" CT (*Coiled Tubing*). Al aumentar el diámetro aumentará también la potencia requerida del compresor así como el gas combustible requerido para alimentarlo, y por lo tanto el costo para mantener el pozo deshidratado es más alto. Por lo cual es útil desarrollar el Análisis Nodal a fin de determinar cuándo es económicamente viable usar este método.

3.5 GAS LIFT (Bombeo Neumático)

El *Gas Lift* es un método de levantamiento artificial en el cual se inyecta gas en la corriente de flujo que se produce a cierta profundidad en el pozo. El gas adicional aumenta el gas de la formación y reduce la presión de fondo fluyente, aumentando el flujo de los fluidos producidos. Para deshidratar pozos de gas, el volumen de gas que se inyecta se diseña de modo que la combinación del gas de la formación y el gas inyectado estén por encima de la velocidad crítica, especialmente en los pozos de gas que producen bajos niveles de líquidos.

Los dos tipos de *Gas Lift* utilizados en la industria hoy en día son de flujo continuo y de flujo intermitente. Sin embargo se podría decir que hay gas levantando en pozos de gas y hay gas levantando en pozos de petróleo.

3.5.1 Flujo Continuo

En el *Gas Lift* por flujo continuo, una corriente de gas a una presión relativamente alta se inyecta continuamente en la columna de fluido producido a través de una válvula dentro del pozo o por un orificio. El gas que se inyecta se mezcla con el gas de formación para levantar el líquido a superficie por uno o más de los siguientes procesos:

- ♦ La reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna de modo que el diferencial de presión entre el yacimiento y la cabeza de pozo aumenta.
- ♦ La expansión del gas inyectado de manera que este empuja el líquido por delante de él, lo que reduce aún más el peso de la columna, aumentando así el diferencial entre el yacimiento y la cabeza de pozo.
- ♦ El desplazamiento de los baches de líquidos por grandes burbujas de gas actúan como pistones.

3.5.2 Flujo intermitente

A menudo en pozos de gas en donde la presión ha declinado, se alcanza un punto donde el pozo ya no puede soportar el *Gas Lift* por flujo continuo y el pozo es convertido a *Gas Lift* por flujo intermitente.

Esta conversión emplea el mismo equipo de fondo de pozo (sobre todo los mandriles de las válvulas de *Gas Lift*) aunque adaptado a un flujo intermitente. En este caso, las válvulas de descarga se sustituyen con válvulas falsas para bloquear así los agujeros en los mandriles y prevenir que el gas de inyección pase a la corriente de producción. La válvula de operación se cambia por una válvula de presión de producción que se ajusta a una nueva capacidad de presión que refleja el nivel de líquido al que se desea llegar en la tubería antes de que el pozo sea levantado.

Es importante instalar la válvula operativa en el orificio mayor, a fin de aumentar en gran medida la eficiencia de sistema *Gas Lift* por flujo intermitente. Un diámetro de orificio grande ejerce una mínima restricción al flujo de la inyección de gas. La inyección de gas llena rápidamente la tubería de producción por debajo de la columna del fluido, levantando finalmente el bache de líquido con la mínima cantidad de gas requerida.

El tiempo óptimo para convertir el pozo de gas con un sistema *Gas Lift* continuo a uno intermitente está dado por la presión del yacimiento, el tamaño de la tubería, la RGL (Relación Gas-Líquido), y la tasa de flujo del pozo. En la Tabla 3.2, se indican los rangos de flujo en el levantamiento continuo.

Tabla 3.2. Máximas condiciones de flujo para un levantamiento intermitente

Tamaño de tubería (pulgadas)	Gasto máximo de flujo intermitente
2-3/8	150 bpd
2-7/8	250 bpd
3-1/2	300 bpd
4-1/2	No recomendado

3.5.3 Consideraciones para su Aplicación

A continuación, se detallan los valores típicos que debe tener el pozo y el yacimiento a fin de ser aplicable el sistema *Gas Lift* y la comparación entre los dos sistemas de *Gas Lift*: Continuo o Intermitente.

Tabla 3.3. Rango de aplicación del sistema Gas Lift.

	Rango Típico	Máximo
Profundidad de Operación (pies)	5,000 a 10,000 TVD	15,000 TVD
Volumen de Operación	100 a 10,000 BPD	30,000 BPD
Temperatura de Operación	100 a 250°F	400°F
Desviación del Pozo	0 a 50°	70° (radio pequeño o mediano)
Manejo de Corrosión	De bueno a excelente con materiales modernos	
Manejo de Gas	Excelente	
Manejo de Sólidos	De bueno a excelente con materiales modernos	
Gravedad del Fluido	>15° API	
Servicios	Wireline o Workover Rig	
Tipo de Motor Primario	Compresor	
Aplicación Offshore	Excelente	
Eficiencia del Sistema	10 a 30%	

Tabla 3.4. Comparación entre el Gas Lift Continuo e Intermitente.

CONDICIÓN	FLUJO CONTINUO	FLUJO INTERMITENTE
Tasa de Producción Q (bbl/d)	100-750	Menor de 500
Presión Estática de Fondo BHP (Psi)	> 0.3 Psi/pie	< 0.3 Psi/pie
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (Psi)	> 0.8 Psi/pie	< 0.8 Psi/pie
Relación de Inyección de gas Ri (scf/bbl)	50-250/1000 pie	250-300/1000 pie
Presión de Inyección Requerida Pc (Psi)	> 100 Psi/1000 pie	< 100 Psi/1000 pie
Tasa de inyección de gas Qs (bbl/d)	Grandes volúmenes	Pequeños volúmenes

3.6 Bombeo Mecánico

El Bombeo Mecánico es el método que más se usa para bombear líquidos en pozos de gas, se usa con el objetivo 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 de espuma. Su costo inicial puede ser alto cuando no se cuenta con una unidad adicional disponible, además los costos por electricidad son 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 ello 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 un menor volumen de líquido 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 3.8, se muestra un rango aproximado de la profundidad contra el volumen para sistemas de bombeo mecánico. 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.

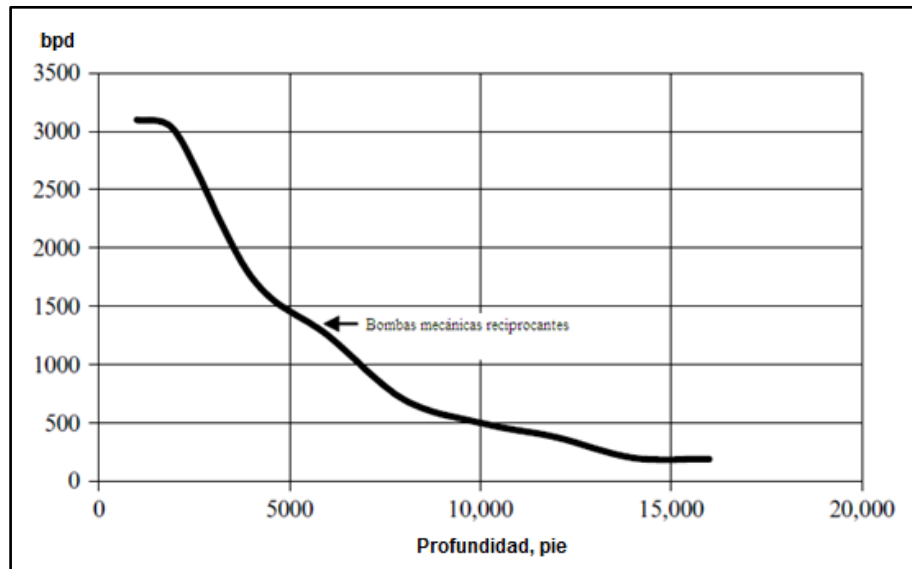


Figura 3.8. Aplicación aproximada de profundidad vs gasto del Bombeo Mecánico.

Su mejor aplicación se presenta cuando la bomba de subsuelo está por debajo de los disparos con la finalidad de tener una mejor y efectiva sumergencia de la bomba en el líquido acumulado en el fondo y evitar reducir el bloqueo que sufre la bomba de subsuelo por entrada de gas (*Gas Lock*). Dicha aplicación se muestra en la Figura 3.9.

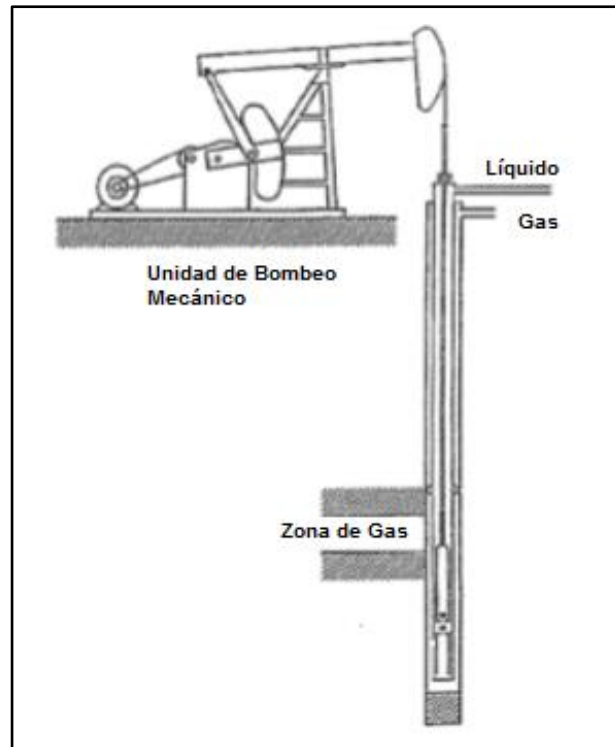


Figura 3.9. Instalación típica del sistema de bombeo mecánico en un pozo de gas [13].

Las unidades de bombeo no sólo eliminan la necesidad de ventear el pozo para descargar fluidos sino que también extienden la vida productiva del pozo. Las emisiones de metano se reducen más si se opera las unidades de bombeo con motores eléctricos, en lugar de con motores a gas. El requerimiento anual de combustible para una unidad de bombeo típica es de aproximadamente 1.5 MMpc por unidad, del cual 0.5 % se emite como metano sin quemar (8 Mpc por unidad por año).

En la Tabla 3.5, se indican las ventajas y desventajas de los métodos mencionados:

Tabla 3.5. Ventajas y desventajas de los métodos de eliminación de líquido en pozos de gas.

Método	Ventajas	Desventajas
Sarta de Velocidad	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Trabaja con la energía natural del pozo ◆ Actúa como estrangulador para aumentar la velocidad del gas 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Altos costos de instalación y mantenimiento a pozo para su recuperación ◆ Solución temporal ◆ No es efectivo para yacimientos agotados ◆ No se recomienda para pozos con alto corte de la arena
Émbolo Viajero	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Pozos con baja producción ◆ Fácil mantenimiento ◆ Bajo costo de instalación y operación 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Peligro en instalaciones de superficie debido a las altas velocidades del pistón ◆ Requiere comunicación entre TR y TP
Espumas	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Bajo costo ◆ No se requiere de un equipo en el fondo del pozo ◆ Aplicable a pozos con baja producción 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Se pueden generar problemas de emulsiones ◆ Efectividad depende del tipo de fluido en el pozo
Compresión	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Aumenta la velocidad del gas ◆ Fácil de operar ◆ Trabaja con bajas presiones de succión ◆ Es combinable con otros métodos de eliminación 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ No maneja grandes volúmenes de líquidos ◆ Altos costos de mantenimiento
Gas Lift	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Aplicable a pozos con diferentes gastos de producción ◆ Se adapta a pozos desviados ◆ Aplicable en pozos con alta RGL y producción de arena 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Se requiere una fuente de gas ◆ Diseño laborioso ◆ Formación de hidratos en línea de inyección ◆ Aplicable a pozos de hasta 3000 m.
Bombeo Mecánico	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Trabaja con grandes volúmenes de líquido ◆ Bajo costo del equipo ◆ Bajo costo de mantenimiento ◆ Fácil de operar 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Aplicable solo en pozos verticales ◆ Necesita un separador de fondo ◆ Altos costos por electricidad ◆ Presenta problemas cuando el gas interactúa con la bomba de fondo

CAPÍTULO IV

FUNDAMENTOS DEL FLUJO MULTIFÁSICO

El Flujo Multifásico en tuberías es una rama que nos permite identificar los factores que provocan pérdidas de presión en el sistema, y de esta manera poder estimar la presión requerida en el fondo del pozo para así transportar un gasto determinado hasta superficie.

4.1 Pérdidas de presión por fricción

Las pérdidas de presión por fricción en tuberías o conductos circulares han sido estudiadas por varios investigadores. Estos estudios han sido realizados en diferentes materiales y con diferentes condiciones. Los resultados de dichos estudios son la base principal de las fórmulas que se utilizan hoy en día.

4.1.1 Ecuación de Darcy

En 1857, Darcy, Weisbach y otros, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} \quad (4.1)$$

4.1.2 Ecuación de Fanning

Fanning utiliza el radio hidráulico para calcular el factor de fricción, y su ecuación está establecida por:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f v^2 \rho}{2g_c R_h} \quad (4.2)$$

donde:

$$R_h = \text{Radio hidráulico} = \frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}$$

$$R_h = \frac{\left(\frac{\pi d^2}{4}\right)}{\pi 4} = \frac{d}{4}$$

Por lo tanto:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{2f v^2 \rho}{g_c d} \quad (4.3)$$

4.1.3 Factor de fricción (f)

El factor de fricción (f) es un valor que está en función de la rugosidad de la tubería (ε) y del Número de Reynolds (N_{Re}):

$$f = f(\varepsilon, N_{Re})$$

$$N_{Re} = \frac{d v \rho}{\mu} \quad (4.4)$$

donde:

N_{Re} = Número de Reynolds [adimensional]

d = Diámetro [pie]

v = Velocidad [pie/s]

ρ = Densidad [lb/pie³]

μ = Viscosidad [lb/pie-s]

Para realizar el cálculo del factor de fricción, es necesario determinar el régimen de flujo laminar o turbulento. El flujo laminar se da cuando las partículas del fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje de la tubería. A medida que la velocidad aumenta, estas partículas comienzan a moverse de manera caótica dentro del conducto, a este flujo se lo conoce como turbulento. Osborne Reynolds estableció de manera experimental un parámetro conocido como Número de Reynolds:

- ◆ El flujo laminar se presenta cuando $N_{Re} < 2300$
- ◆ El flujo turbulento se presenta cuando $N_{Re} > 3100$

Debido a que el Gas Natural fluye de manera turbulenta, en este trabajo solo se menciona el cálculo del factor de fricción (f) a partir de los trabajos realizados por Moody, quien elaboró un diagrama (Diagrama de Moody) que se muestra en la Figura

4.1, para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial, con las siguientes consideraciones:

$$\text{Para } N_{Re} < 2300, \text{ flujo laminar; } f = f(N_{Re})$$

$$\text{Para } N_{Re} = 3100, \text{ zona de transición; } f = f\left(N_{Re}, \frac{\epsilon}{d}\right)$$

La zona turbulenta se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo de la rugosidad relativa (ϵ/d). El factor de fricción es independiente de N_{Re} y varía solo con la rugosidad relativa. Este valor en flujo turbulento se obtiene con la siguiente ecuación:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.175 d} \right) \right]^{-2} \quad (4.5)$$

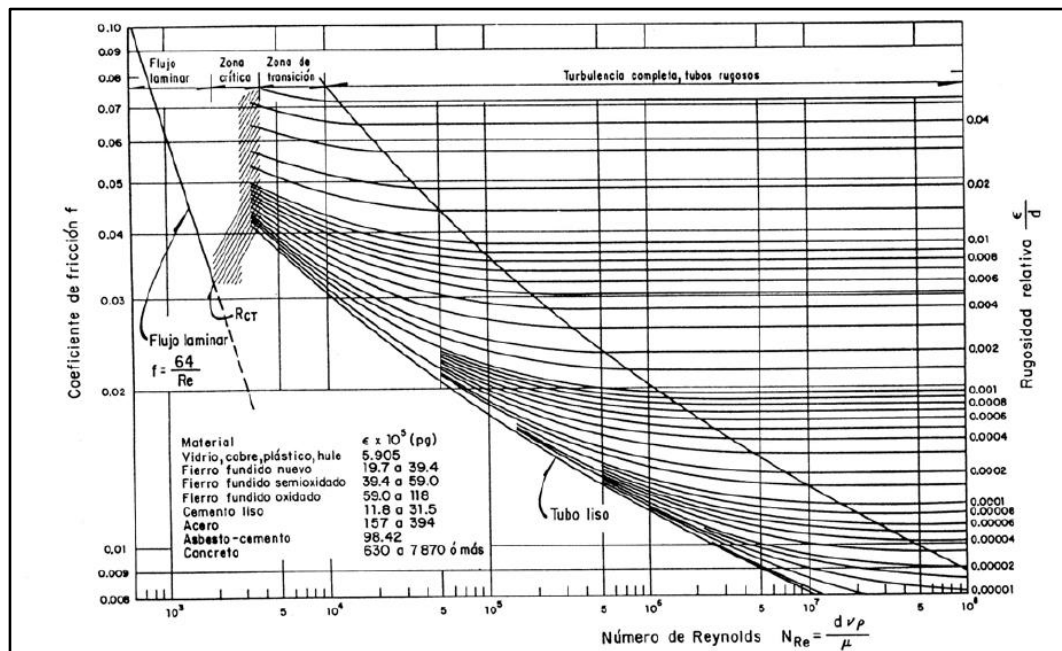


Figura 4.1. Diagrama de Moody [8].

4.2 Resbalamiento

Es el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases, en el caso de gas y líquido, el gas siempre tiende a “resbalarse” sobre el líquido. Las causas de este fenómeno son diversas. La resistencia al flujo por fricción es menor en la fase gaseosa que en la fase líquida, de igual manera la diferencia de compresibilidad entre gas y líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el flujo es ascendente o descendente, entra en juego la segregación

gravitacional, ocasionando que el gas viaje más rápido si el flujo es ascendente o que el líquido viaje más rápido en caso de ser descendente.

La velocidad de resbalamiento se define por la siguiente ecuación:

$$v_s = v_g - v_L \quad (4.6)$$

donde:

v_s = Velocidad de resbalamiento [pie/s].

v_g = Velocidad del gas [pie/s].

v_L = Velocidad del líquido [pie/s].

4.3 Colgamiento (H_L)

Se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a condiciones de flujo, y el volumen de esta misma sección. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería.

$$H_L = \frac{A_L}{A_T} \quad (4.7)$$

donde:

H_L = Colgamiento del líquido.

A_L = Área que ocupa el líquido [plg²].

A_T = Área transversal de la tubería [plg²].

4.4 Colgamiento sin resbalamiento (λ)

Este es el caso en el que se toma en cuenta que las fases viajan a la misma velocidad, y se calcula a partir de las condiciones de p y T de flujo existentes considerando las producciones obtenidas en superficie (q_o y R):

$$\lambda = \frac{q'_L}{q'_L + q'_g} = \frac{1}{1 + \frac{q_o(R - R_s)B_g}{5.615(q_oB_o + q_wB_w)}} \quad (4.8)$$

donde:

q' = gasto a condiciones de tubería

4.5 Velocidad superficial

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería. Se define por las siguientes ecuaciones para líquido y gas respectivamente:

$$v_{sL} = \frac{q'_L}{A_T} = \frac{0.001191(q_oB_o + q_wB_w)}{d^2} \quad (4.9)$$

$$v_{sg} = \frac{q'_g}{A_T} = \frac{0.002122 q_o(R - R_s)B_g}{d^2} \quad (4.10)$$

A partir de dichas velocidades se puede determinar la velocidad de la mezcla con la siguiente ecuación:

$$v_m = \frac{q'_L + q'_g}{A_T} = v_{sL} + v_{sg} \quad (4.11)$$

De acuerdo a estas ecuaciones se tiene:

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (4.12)$$

4.6 Flujo Multifásico Vertical

Muchos de los modelos para predecir el transporte de una mezcla multifásica se describen mediante la siguiente ecuación de flujo, que caracteriza las componentes energéticas macroscópicas entre 2 puntos y las correspondientes pérdidas de presión ocasionadas por el flujo natural de la corriente multifásica:

$$E_1 = \Delta W_s - \Delta W_f = E_2 \quad (4.13)$$

donde:

E_1 = Energía por unidad de masa, en la sección uno.

$$\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$$

E_2 = Energía por unidad de masa, en la sección dos.

$$\left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right)$$

ΔW_f = Es la pérdida de energía por fricción. Estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s = Es la pérdida o adición de energía por trabajo externo.

Los términos de energía (E_1 y E_2) se manifiestan como Energía de expansión (E_e), Energía potencial (E_p) y Energía cinética (E_c).

- Energía de expansión (E_e):

$$E_e \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = p \left[\frac{lb_f}{pie^2} \right] v \left[\frac{pie^3}{lb_m} \right] = pv \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \quad (4.14)$$

donde:

p = Presión

v = Volumen

- Energía potencial (E_p):

$$E_p \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = g \left[\frac{pie}{s^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right] h [pie] = \frac{g}{g_c} h \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \quad (4.15)$$

donde:

g = Aceleración del a gravedad.

g_c = Constante gravitacional, (32.174)

- Energía cinética (E_c):

$$E_c \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] = \frac{v^2}{2} \left[\frac{pie^2}{s^2} \right] \frac{1}{g_c} \left[\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right] = \frac{v^2}{2g_c} h \left[\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right] \quad (4.16)$$

donde:

v= Velocidad.

Al sustituir las energías correspondientes a las secciones 1 y 2 en la ecuación 4.13 se tiene:

$$p_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = p_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad (4.17)$$

Suponiendo que el volumen específico no cambia ($V_1=V_2$) y reagrupando términos e igualando a cero se tiene:

$$V \Delta p + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta v^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (4.18)$$

donde:

V= Volumen específico medio del fluido

$$\left(V = \frac{1}{\rho} \right)$$

- Multiplicando la ecuación 4.18 por $\frac{\rho}{\Delta L}$ para obtener un gradiente de presión por unidad de longitud.
- Considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo ($\Delta W_s=0$).
- Considerando negativa la caída de presión en la dirección de flujo se tiene :

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} \quad (4.19)$$

La ecuación 4.19 comúnmente se utiliza de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (4.20)$$

donde:

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T$ = Gradiente de presión total por unidad de longitud.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e$ = Gradiente de presión por elevación.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac}$ = Gradiente de presión por aceleración.

$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f$ = Gradiente de presión por fricción.

4.6.1 Comportamiento del flujo en tubería vertical

Cuando el flujo es vertical las caídas de presión por aceleración son despreciables, por lo que el gradiente de presión se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (4.21)$$

Existen diversas correlaciones para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, estas se clasifican en tres grupos de acuerdo al criterio utilizado en su desarrollo.

Grupo 1

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

Grupo 2

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

Grupo 3

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

4.6.2 Correlación de Gray

Gray desarrolló su correlación para ser **aplicada únicamente en pozos de gas y condensado**, y en la cual considera que a una velocidad alta el factor de fricción es dependiente de la rugosidad efectiva y no del número de Reynolds. Desprecia el gradiente de presión por aceleración.

La correlación es aplicable en tubería vertical que presente los siguientes casos:

- ◆ Velocidades del gas < 50 pie/s
- ◆ Diámetros de tuberías de producción < $3 \frac{1}{2}$ "
- ◆ Relaciones de condensado < 150 bls/MMpc
- ◆ Relaciones líquido-gas < 5 bb/MMpc

Caída de presión por elevación

La correlación de Gray usa tres números adimensionales (N_1 , N_2 , N_3), para predecir la fracción de volumen in-situ. A continuación, se muestra como calcular los números mencionados.

$$N_1 = \frac{\rho_{ns}^2 V_m^4}{g \sigma_L (\rho_L - \rho_g)} \quad (4.22)$$

¹ La publicación original de Gray utiliza la tensión superficial (σ) en unidades de lb/s². Y aquí se utiliza un factor de conversión de 0.00220462 dinas/cm = 1 lb/s².

$$N_2 = \frac{gd^2(\rho_L - \rho_g)}{\sigma_L} \quad (4.23)$$

$$N_3 = 0.0814 \left[1 - 0.0554 \ln \left(\frac{1 + 730R_v}{R_v + 1} \right) \right] \quad (4.24)$$

donde:

$$R_v = \frac{V_{SL}}{V_{SG}}$$

Posteriormente se calcula el colgamiento de líquido (H_L):

$$H_L = 1 - (1 - \lambda_L) \left[1 - EXP \left[-2.314 \left(N_1 \left(1 + \frac{205}{N_2} \right) \right)^{N_3} \right] \right] \quad (4.25)$$

Después de obtener el colgamiento de líquido se procede a calcular la densidad de la mezcla (ρ_m):

$$\rho_m = \rho_g H_g + \rho_L H_L \quad (4.26)$$

La densidad de la mezcla se utiliza para calcular la caída de presión por elevación:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_e = \frac{\rho_m g \Delta Z}{144 g_c} \quad (4.27)$$

Pérdida de presión por fricción

La correlación de Gray asume que la rugosidad efectiva de la tubería (ε_e) depende del valor de R_v.

$$\text{Si } R_v \geq 0.007 \text{ entonces } \varepsilon_e = \varepsilon^0$$

$$\text{Si } R_v < 0.007 \text{ entonces } \varepsilon_e = \varepsilon + R_v \left(\frac{\varepsilon^0 - \varepsilon}{0.007} \right)$$

donde:

$$\varepsilon^0 = \frac{28.5\sigma}{\rho_{ns} V_m^2}$$

El valor de la rugosidad efectiva (ε_e) debe de ser $\varepsilon_e \geq 2.77 \times 10^{-5} \text{ plg}$. Teniendo esto se procede a calcular el factor de fricción de Fanning utilizando la ecuación de Chen y asumiendo un Número de Reynolds (N_{Re}) de 10^7 .

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 * \log \left\{ \frac{1}{3.7065} * \left(\frac{\varepsilon}{d}\right) \frac{5.0452}{R_e} \right. \\ \left. * \log \left[\frac{1}{2.8257} * \left(\frac{\varepsilon}{d}\right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{R_e^{0.8981}} \right] \right\} \quad (4.28)$$

Se calcula el gradiente de presión por fricción:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_f = \frac{1}{144} \left(\frac{2 f_{tp} V_m^2 \rho_{ns} L}{g_c d} \right) \quad (4.29)$$

Por lo tanto tenemos que:

$$\left[\frac{\Delta P}{\Delta L} \right]_T = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho_m g \Delta z}{g_c} + \frac{2 f_{tp} V_m^2 \rho_{ns} L}{g_c d} \right) \quad (4.30)$$

En la Tabla 4.1, se muestra un resumen de las correlaciones más utilizadas para el cálculo de gradiente de presión.

Tabla 4.1. Consideraciones para el cálculo de gradiente de presión.

Correlación	Grupo	Diámetro de tubería (plg)	Resbalamiento entre las fases	Densidad	Cálculo de pérdidas por fricción	Distinción de patrones de flujo
Poettmann y Carpenter	I	2, 2.5, 3	No	Función de las propiedades de los fluidos, corregidas por p y T .	Factor de fricción empírico y efectos de H_L	No
Fancher y Brown		2			Factor de fricción y H_L correlacionado empíricamente	
Baxendell y Thomas		2.5, 3, 3.5				
Hagedorn y Brown	II	1, 1.25, 1.5	Si	Efecto de H_L	Correlacionado con las propiedades combinadas del gas y el líquido	Si
Duns y Ros	1.5, 2, 2.5, 3	Correlacionado con las propiedades del fluido en la fase continua				
Orkiszewski	1, 1.5, 2, 3					
Aziz	III	1.5, 2, 3	Si	Efecto de H_L	Correlacionado con las propiedades del fluido en la fase continua	Si
Beggs y Brill		1, 1.5				
Gray		< 3.5			A partir de la rugosidad efectiva	

4.7 Flujo Multifásico en un pozo de gas

El flujo multifásico en una tubería vertical normalmente se encuentra en cuatro regímenes de flujo básicos. Estos regímenes están determinados por la velocidad de las fases gaseosa y líquida presentes en la corriente del flujo.

En la Figura 4.2, se muestran los diferentes regímenes de flujo.

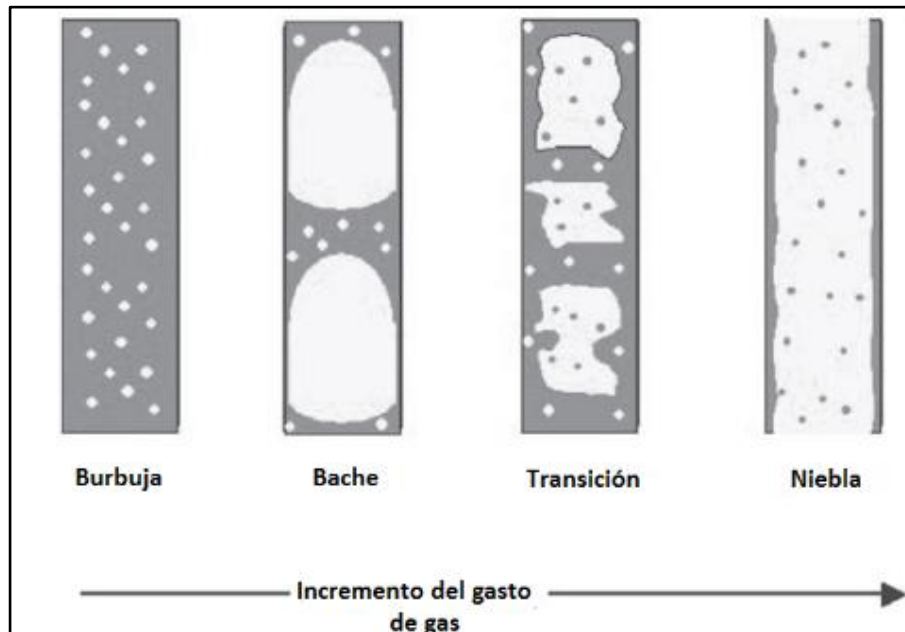


Figura 4.2. Regímenes de flujo en Flujo Multifásico vertical [13].

Estos tipos de regímenes se presentan en cualquier pozo, en algún punto de su vida productiva. El flujo burbuja, flujo bache, flujo transitorio y flujo niebla se explican a continuación:

- ♦ **Flujo burbuja:** Este se da cuando la tubería de producción se encuentra casi llena con líquido. El líquido tiene contacto siempre con las paredes del pozo. Hay presencia de gas libre en forma de pequeñas burbujas las cuales ascienden en la columna de líquido. Este gas solo sirve para reducir la densidad.

- ♦ **Flujo bache:** En este régimen el líquido sigue siendo la fase continua, mientras que las burbujas de gas se expanden a medida que ascienden, coalesciendo en burbujas más grandes. La película de líquido que se encuentra alrededor de los baches puede caer hacia el pozo.

- ♦ **Flujo de transición:** En este tipo de régimen la fase continua comienza a cambiar de líquido a gas. Algunas gotas de líquido entran en la fase gaseosa. En este flujo el gas es el que domina el gradiente de presión pero en cierta proporción el líquido continúa siendo significativo.

- ♦ **Flujo niebla:** En este flujo el gas se presenta como fase continua y el líquido empieza a entrar a la corriente de gas como una mezcla. La tubería de producción está recubierta por una delgada película de líquido, y el gradiente de presión está determinado principalmente por el flujo de gas.

Un pozo de gas puede tener alguno o todos estos regímenes de flujo durante su vida productiva. La Figura 4.3, muestra la progresión típica de un pozo de gas de producción desde el inicio hasta el final de su vida.

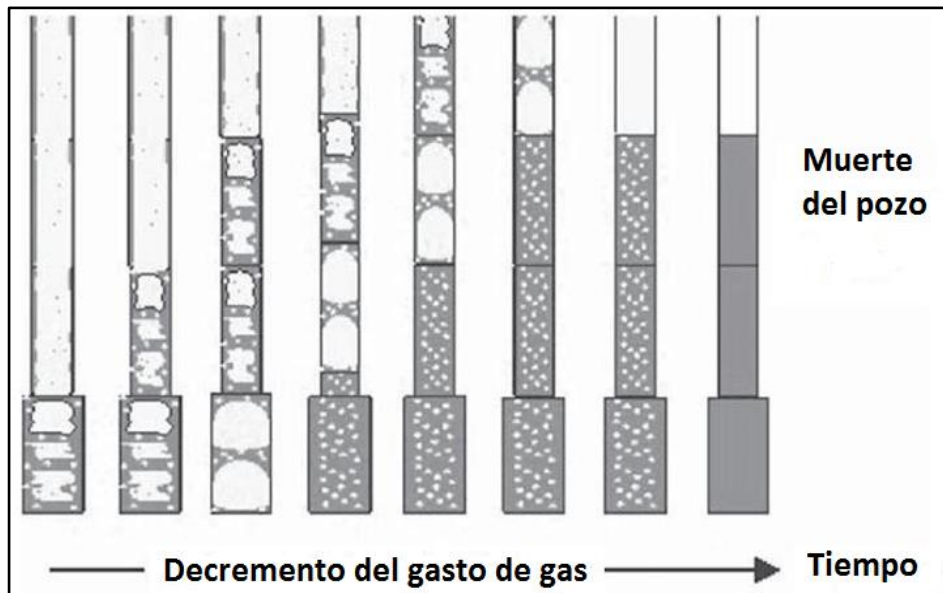


Figura 4.3. Periodos de vida de un pozo de gas [13].

Inicialmente el pozo puede tener un alto gasto de gas, entonces el régimen de flujo es flujo niebla en la tubería pero puede ser en burbuja, transición o flujo bache debajo del final de la tubería a los disparos (sección revestida en la Figura 4.3.). A medida que el tiempo incrementa la producción comienza a declinar, los regímenes de flujo en los disparos y en la superficie cambian al depender del decremento en la velocidad del gas. La producción de líquido también se incrementa cuando la del gas declina.

El flujo en superficie permanece en flujo niebla hasta que las condiciones cambien suficientemente en la superficie para forzar el régimen de flujo de transición. En este punto la producción del pozo se vuelve errática, llegando así a un flujo bache a medida que el gasto de gas sigue declinando. Nótese que el flujo puede presentarse en bache o burbuja en el fondo del pozo, pero a pesar de esta situación en superficie se tiene un flujo niebla, ya sea porque a medida que el gas ascendió, adquirió velocidad o porque el líquido que este venía arrastrando comenzó a caer al fondo del pozo.

Eventualmente en superficie se tendrá un flujo bache inestable, y, a medida que la producción sigue declinando llega a ser estable, debido a que el gasto de gas es tan bajo que ya no puede acarrear el líquido hasta superficie, ocasionando que este se acumule significativamente en el fondo del pozo, y provocando así que el flujo de

gas sea solo tipo burbuja, a través de la columna de líquido.

Si no se toman acciones correctivas, la producción seguirá declinando y eventualmente el pozo morirá. En ciertos casos también es posible que se forme una columna tan grande, en donde el gas solo fluye en forma de burbuja a través de la columna de líquido, pero sin presentar una producción de líquidos en la superficie.

CAPÍTULO V

MODELOS PARA ARRASTRE DE LÍQUIDO

Como se menciona, los pozos productores de gas siempre llegan a estar acompañados de una fase líquida ya sea agua o condensado. La presencia de líquidos en el pozo generará una contrapresión contra la presión del yacimiento, y si el gas no es capaz de acarrear el líquido acumulado en el fondo del pozo, este eventualmente morirá a menos que se tomen algunas acciones. También, incluso si la presión de fondo fluyendo es lo suficientemente alta para acarrear los líquidos, probablemente en un momento el pozo empiece a generar baches o incluso un régimen de tipo burbuja. Conociendo esto lo primero que se debe de hacer es determinar si el pozo puede acarrear los líquidos por sí solo. Para esto está la teoría de la velocidad crítica. Muchos autores han sugerido varios métodos para determinar si el gasto del pozo es suficiente para remover la fase líquida.

5.1 Modelo de Turner

En 1969, Turner *et al.*, propusieron dos modelos físicos para remover los líquidos:

1. El líquido forma una película continua en la pared interna de la tubería de producción, moviéndose hacia arriba debido a las fuerzas interfaciales.
2. Las gotas de líquido se presentan en la tubería de producción como partículas libres moviéndose hacia arriba debido a la alta velocidad del gas.

Después de desarrollar estos dos métodos, *Turner et al.*, compararon los datos actuales de campo con los modelos de manera independiente para así poder observar cuál de ellos se acerca más y cuál es el mecanismo que controla la remoción de líquidos.

Modelo de película continua

La acumulación de la fase líquida en la pared de la tubería durante un flujo de dos fases es de gran interés en el análisis de la remoción de líquidos. La película de líquido en la pared del pozo se debe de mover hacia arriba a lo largo de la pared de la tubería, esto para mantener el pozo sin carga de líquidos.

El gasto mínimo necesario para lograr esto es por medio del cálculo de la velocidad del líquido, la velocidad del gas y el esfuerzo cortante generado. Turner concluyó que **las predicciones del modelo de la película no proveen una definición clara entre los gastos adecuados y los inadecuados.**

Modelo de gota de líquido

Los estudios de *Turner et al.*, dictan que la existencia de gotas de líquido en la corriente de gas presenta un problema diferente, el cual se basa en determinar el gasto que se requiere para levantar las gotas de líquido y las transportarse a superficie. De acuerdo al estudio, una partícula en caída libre alcanza una velocidad terminal la cual es la máxima velocidad que puede lograr contra la gravedad. Por lo tanto esa velocidad terminal o mejor conocida como **velocidad crítica del gas** se determina por las condiciones de flujo necesarias para remover los líquidos en una base continua, y se basa en el arrastre y fuerzas gravitacionales que actúan sobre la gota.

La Figura 5.1, muestra una gota de líquido presente en una corriente típica de gas, además de las fuerzas que interactúan sobre esta gota siendo F_d la fuerza de arrastre, F_g la fuerza de gravedad, d es el diámetro de la partícula y σ la tensión superficial. En este modelo se tiene que el peso de la gota propicia una fuerza hacia abajo, y la velocidad del gas una fuerza hacia arriba. Cuando el arrastre es igual al peso, la partícula queda suspendida en la corriente de gas (velocidad crítica), por lo tanto se requiere una velocidad en el gas mayor a la crítica para poder transportar los líquidos a superficie.

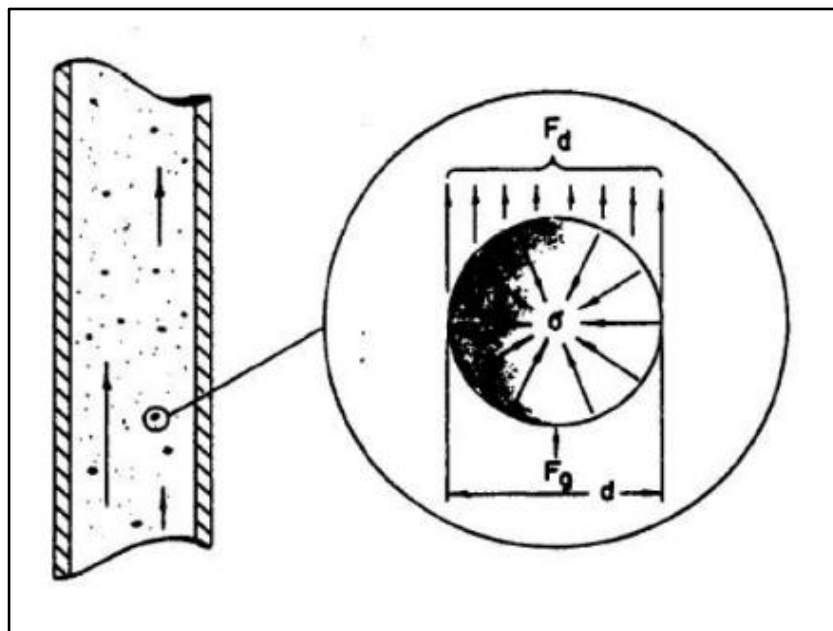


Figura 5.1. Gota de líquido dentro de una corriente de gas [24].

La correlación de Turner se probó en un gran número de datos de pozo real, teniendo presiones en superficie superiores a las 1000 psi. Pero de acuerdo a una revisión en los datos de Turner, se indica que incluso se puede llegar a aplicar a bajas presiones desde 5 a 800 psi.

A continuación se presentan dos variantes de la correlación, una para el transporte de agua y otra para condensado. Las ecuaciones teóricas de Turner subestiman la velocidad crítica y es por eso que Turner realiza un ajuste del 20% a sus ecuaciones quedando de la siguiente manera:

$$v_{gcond} = \frac{4.02(45 - 0.0031p)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031p)^{\frac{1}{2}}} \text{ pie/seg} \quad (5.1)$$

$$v_{gagua} = \frac{5.62(67 - 0.0031p)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031p)^{\frac{1}{2}}} \text{ pie/seg} \quad (5.2)$$

donde:

p = psi.

La ecuación teórica que hace referencia a la velocidad crítica V_t para levantar a un líquido es la siguiente:

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{\frac{1}{4}}(\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{(\rho_g)^{\frac{1}{2}}} \text{ pie/s} \quad (5.3)$$

donde:

σ = tensión superficial, dinas/cm

ρ = densidad, lbm/pie³

Para estas propiedades se insertan valores típicos:

Tabla 5.1. Valores típicos sugeridos por Turner [24].

Tensión superficial	20 y 60 dinas/cm para condensado y agua respectivamente
Densidad	45 y 67 lbm/pie ³ para condensado y agua respectivamente
Factor de compresibilidad Z	0.9

$$V_{t,condensado} = \frac{1.593(20)^{\frac{1}{4}}(45 - 0.00279P/Z)^{\frac{1}{4}}}{(0.00279P/Z)^{\frac{1}{2}}} = \frac{3.368(45 - 0.00279P/Z)^{\frac{1}{4}}}{(0.00279P/Z)^{\frac{1}{2}}}$$

$$V_{t,agua} = \frac{1.593(60)^{\frac{1}{4}}(67 - 0.00279P/Z)^{\frac{1}{4}}}{(0.00279P/Z)^{\frac{1}{2}}} = \frac{4.43(67 - 0.00279P/Z)^{\frac{1}{4}}}{(0.00279P/Z)^{\frac{1}{2}}}$$

Añadiendo $Z=0.9$ y multiplicando por 1.2 de acuerdo al factor de corrección para ajustar los datos de Turner se tiene:

$$V_{t,condensado} = \frac{4.043(45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.4)$$

$$V_{t,agua} = \frac{5.321(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.5)$$

Estas ecuaciones de Turner predicen la velocidad mínima requerida para transportar líquidos (agua o condensado) en un pozo vertical. Tomando en cuenta para P la presión en cabeza de pozo fluyendo. Cuando se produce agua y condensado, Turner recomienda que se utilice la correlación para agua debido a que esta es más pesada y requiere una velocidad aún mayor.

5.1.1 Gasto Crítico

Aunque la velocidad crítica es el factor importante, normalmente pensamos en términos de producción de gas, por lo que estas ecuaciones de velocidad son fácilmente convertidas a una forma más simple para encontrar el gasto crítico y sea más sencillo de asimilar a la hora de obtener resultados. Para la velocidad crítica V_g , el gasto crítico de gas q_g , se expresa como:

$$q_g = \frac{3.06PV_gA}{(T + 460)Z} \text{ MMpcd} \quad (5.6)$$

donde:

$$A = \text{Área de la sección transversal} = \frac{(\pi)d_{ti}^2}{4 \times 144} \text{ [pie}^2\text{]}.$$

T= Temperatura en superficie [°F]

P= Presión en superficie [psi]

d_{ti}= Diámetro interior de la tubería [plg]

Introduciendo la ecuación mostrada en las ecuaciones de Turner se tiene:

$$q_{t,condensado} (MMpcd) = \frac{0.0676Pd_{ti}^2}{(T + 460)Z} \frac{(45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.7)$$

$$q_{t,agua} (MMpcd) = \frac{0.0890Pd_{ti}^2}{(T + 460)Z} \frac{(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.8)$$

5.2 Modelo de Coleman

Las ecuaciones de *Turner et al.*, se desarrollaron para pozos con presiones en superficie mayores a 1000 psi principalmente. *Coleman et al.*, encontraron que en pozos en donde la presión de cabeza es menor a 500 psia el ajuste del 20% propuesto por Turner no era necesario, además concluyeron que la gravedad del gas, tensión interfacial y la temperatura tenían un pequeño efecto en la precisión de los cálculos del gasto crítico, mientras que el diámetro del pozo y la presión en fondo si tiene efectos considerables, por lo tanto a diferencia de Turner, ellos recomiendan hacer la evaluación de la velocidad crítica en el fondo del pozo:

$$V_{t,condensado} = \frac{3.369(45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.9)$$

$$V_{t,agua} = \frac{4.434(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.10)$$

Y en términos de gasto:

$$q_{t,condensado} (MMpcd) = \frac{0.0563Pd_{ti}^2}{(T + 460)Z} \frac{(45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.11)$$

$$q_{t,agua}(MMpcd) = \frac{0.0742Pd_{ti}^2}{(T + 460)Z} \frac{(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{(0.0031P)^{\frac{1}{2}}} \quad (5.12)$$

5.3 Modelo de Nosseir

Este modelo se basa en las condiciones de flujo. Nosseir *et al.*, se basaron en el modelo de la gota de Turner, pero con una diferencia, consideraron el impacto de los regímenes de flujo en el coeficiente de arrastre (C_d). El modelo de Turner toma el valor de C_d 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.

Nosseir derivó las ecuaciones de flujo crítico al asumir un valor de C_d de 0.44 para un número de Reynolds (Re) de 2×10^5 a 10^6 y para valores mayores que 10^6 , tomó un valor de C_d de 0.2. La representación de las ecuaciones de la velocidad crítica para el modelo de Nosseir, Número de Reynolds de 2×10^5 a 10^6 es:

$$V_c = \frac{14.6\sigma^{0.35}(\rho_l - \rho_g)^{0.21}}{\mu_g^{0.134}\rho_g^{0.426}} \quad (5.13)$$

Y la ecuación que representa la velocidad crítica para flujos altamente turbulentos después de tomar un valor de C_d de 0.2 es:

$$V_c = \frac{21.3\sigma^{0.25}(\rho_l - \rho_g)^{0.25}}{\rho_g^{0.5}} \quad (5.14)$$

5.4 Modelo de Li.

Este modelo se basa en una gota en forma aplanada. Li en una investigación postuló que los modelos de Turner y Coleman no consideran la deformación de la gota de líquido en caída libre en un medio gaseoso. Afirman que como una gota de líquido es arrastrada 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 convexa con lados desiguales (planos).

La Figura 5.2, indica la deformación que presenta una gota de líquido debido a la alta velocidad con respecto a su forma original.

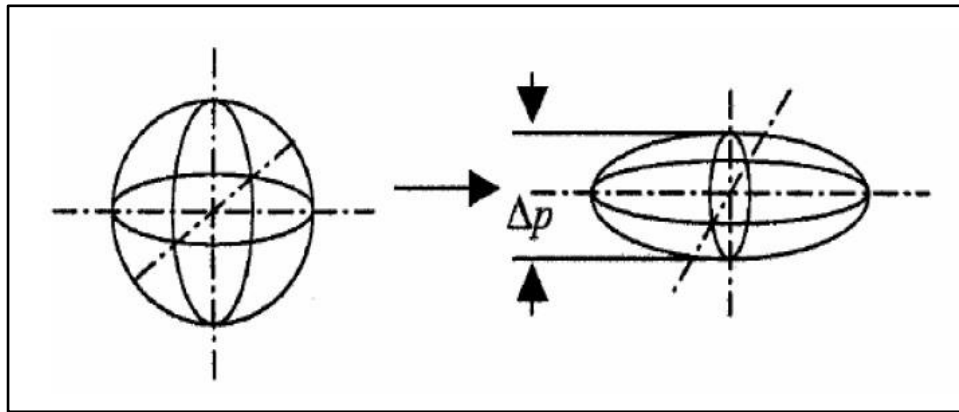


Figura 5.2. Deformación de una gota de líquido en una corriente turbulenta de gas [15].

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.

$$V_c = 2.5 \frac{\sigma^{0.25} (\rho_l - \rho_g)^{0.25}}{\rho_g^{0.25}} \quad (5.15)$$

donde:

σ = Tensión superficial [lbf/pie].

ρ_l = Densidad del líquido [kg/m³].

ρ_g = Densidad del gas [kg/m³].

5.5 Modelo de Zhou y Yuan

El factor que controla la acumulación de líquido en un pozo de gas es la velocidad del mismo gas dentro de la tubería. 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 una gota de líquido arrastrada, es independiente de la cantidad de líquido en una corriente de gas. Esto significa que un pozo no debe

tener problema de carga de líquido siempre que la velocidad del gas sea mayor que la velocidad crítica, sin importar la cantidad de líquido que se tenga 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 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 líquido 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.

En la Figura 5.3 (a), se muestra una gota de líquido en una corriente de gas y las fuerzas a las cuales está sometida. En la Figura 5.3 (b), se aprecian dos gotas (A y B) en la corriente de gas. Para un flujo laminar estas gotas no tienen interacción alguna, pero en una corriente de gas las velocidades son demasiado altas lo que provoca flujo turbulento. Por lo tanto en este tipo de flujo las gotas se mueven en todas direcciones llegando a chocar entre ellas lo que provoca que formen la gota AB.

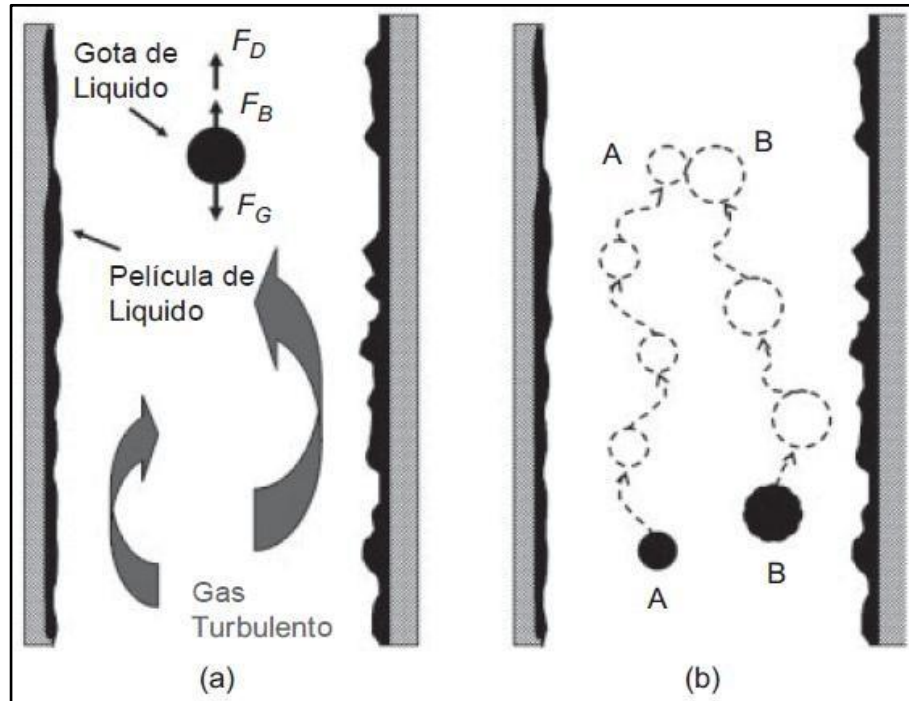


Figura 5.3. Carga de líquido cuando una gota de líquido alcanza un valor límite [25].

En la Figura 5.4 (a), se observa que la gota AB es más grande por lo tanto se necesita de una velocidad del gas mayor, al no ser suficiente la gota cae por efecto de gravedad y la gota puede llegar a romperse formando ahora a las gotas 1, 2 y 3. Estas gotas pequeñas pueden ser levantadas por el gas, pero como se ve en la Figura 5.4 (b), si hay más gotas de líquido en la corriente de gas, la posibilidad de que en un momento sufran el mismo destino de las gotas A y B es mayor. A las gotas de líquido Zhou y Yuan les llamaron **concentración de gotas de líquido**, y a medida que esta concentración incrementa hacia un valor límite β el proceso de que las gotas se encuentren, coalescan, caigan y se rompan continúa y provoca que todas caigan al fondo del pozo.

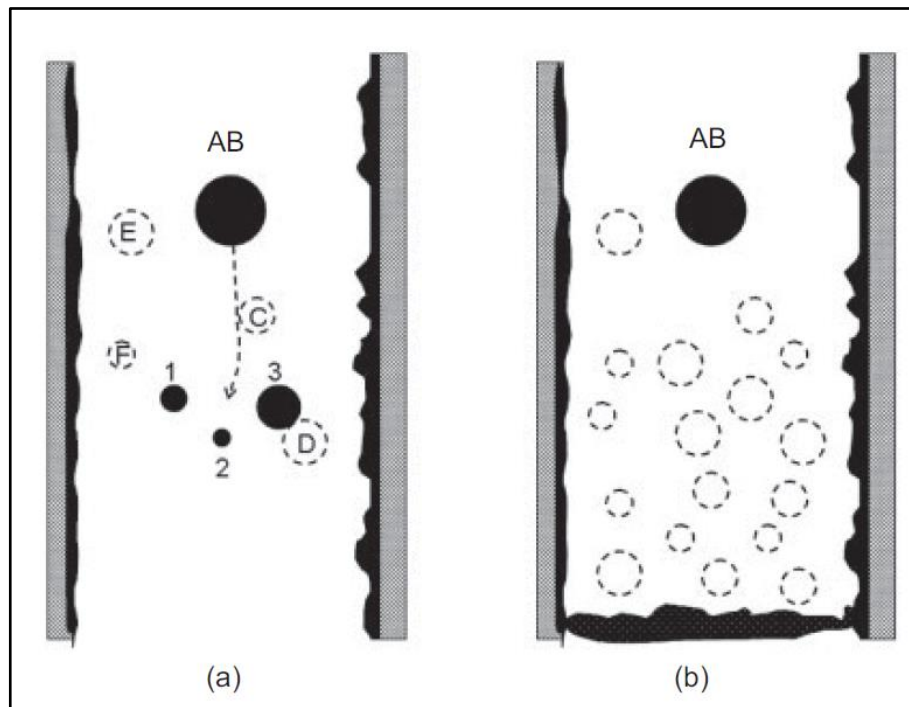


Figura 5.4. Encuentro de dos gotas de líquido en una corriente turbulenta de gas [25].

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.

El colgamiento del líquido se puede usar para representar la concentración de líquido en un pozo de gas. Zhou y Yuan definen el colgamiento del líquido como:

$$H_{l^2} = \frac{V_{sl}}{V_{sg} + V_{sl}} \quad (5.16)$$

donde:

H_l = Colgamiento del líquido [adimensional].

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

V_{sg} = Velocidad superficial del gas [pie/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 este caso.

Por encima de este valor de concentración, las gotas coalescerán, por lo que se necesita de mayor velocidad del gas a fin de 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:

$$v_{crit-N} = v_{crit} = 1.593 \frac{[\sigma(\rho_l - \rho_g)]^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \text{ para } H_l \leq \beta \quad (5.17)$$

$$v_{crit-N} = v_{crit-T} + \ln \frac{H_l}{\beta} + \alpha \text{ para } H_l > \beta \quad (5.18)$$

donde:

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

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

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

ρ_l = Densidad del líquido [lbm/pie³].

² La expresión propuesta por los autores es la que, en Flujo Multifásico, convencionalmente se conoce como colgamiento sin resbalamiento λ , y al colgamiento real de la mezcla como H_l se define mediante modelos muy específicos. Por respeto al trabajo original de Zhou y Yuan se manejará de la forma expresada por la ecuación 5.16.

ρ_g = Densidad del gas [lb/pie³].

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

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

α = Parámetro de la concentración [adimensional].

para:

$\alpha=0.6$ y $\beta=0.01$ cuando el volumen de líquido (agua y condensado) en tanque de almacenamiento fue utilizado como volumen de líquido en cabeza de pozo.

$\alpha=0.0$ y $\beta=0.01$ cuando se usa el gasto de líquido en sitio (i.e. cuenta para el efecto de presión y temperatura).

El modelo de Zhou y Yuan se compone 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 se calcula con el modelo de Zhou y Yuan. La correlación del gasto crítico para el modelo de Zhou y Yuan es igual al de Turner et al.

$$q_{crit-N} = \frac{3060pv_{crit-N}A}{TZ} \quad (5.19)$$

donde:

T= Temperatura [°R].

z= Factor de compresibilidad del gas.

A= Área de la sección transversal = $\frac{(\pi)d_{ti}^2}{4 \times 144}$ [pie²].

d_{ti} = Diámetro interior de la tubería [plg].

5.6 Modelo de Gou, Ghalambor y Xu

Este método se desarrolló en base a 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, y que 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:

$$E_k = \frac{\rho_g v_g^2}{2g_c} \quad (5.20)$$

donde:

E_k = Energía cinética específica del gas [lbf-pie/pie³].

ρ_g = Densidad del gas [lbm/pie³].

v_g = Velocidad del gas [pie/s].

g_c = Constante gravitacional [lbm-pie/lbf-s²].

Este parámetro se usa en la industria de la perforación para determinar el gasto de gas mínimo que se requiere a fin de transportar los recortes en el pozo.

$$E_k = 0.026 \sqrt{\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{C_d}} \quad (5.21)$$

Si el valor del coeficiente de arrastre $C_d = 0.44$ (recomendado por *Turner et al.* 1969) es usado, y el efecto de la densidad del gas es insignificante entonces la ecuación 5.21 queda de la siguiente forma:

$$E_k = 0.04 \sqrt{\sigma \rho_l} \quad (5.22)$$

En la Tabla 5.2, se indican los valores típicos de densidad y tensión interfacial agua o condensado/gas, además del valor mínimo de energía cinética para pozos de gas con producción de agua o condensado.

Tabla 5.2. Valores típicos sugeridos por los autores [10].

	Densidad del líquido	Tensión interfacial	Energía cinética
Pozos de gas con producción de agua	65 lbm/pie ³	60 dinas/cm	2.5 lbf-pie/pie ³
Pozos de gas con producción de condensado	45 lbm/pie ³	20 dinas/cm	1.2 lbf-pie/pie ³

La velocidad mínima del gas que se requiere a fin de 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:

$$v_{gm} = v_{sl} + v_{tr} \quad (5.23)$$

donde:

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

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

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

La velocidad de transporte se calcula en base al gasto de líquido, geometría del conducto y fracción volumétrica del líquido, la cual es difícil de cuantificar. Aquí se utiliza v_{tr} como una constante empírica que agrupa los efectos de 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 toma del 20% de v_{sl} . El uso de este valor resulta en:

$$v_{gm} = 1.2v_{sl} \quad (5.24)$$

donde:

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

v_{st} = Velocidad terminal de asentamiento [pie/s].

Sustituyendo la ecuación de velocidad terminal propuesta por Turner y la ecuación 5.24 en la ecuación 5.20, resulta la expresión de la energía cinética mínima requerida para transportar las gotas:

$$E_{km} = 0.0576\sqrt{\sigma\rho_l} \quad (5.25)$$

donde:

E_{km} = Energía cinética mínima requerida para transportar las gotas de líquido
[lbf- pie/pie³].

ρ_l = Densidad del líquido [lbm/pie³].

σ = Tensión interfacial [dinas/cm].

Para evaluar la energía cinética del gas E_k en la ecuación 5.20, en un gasto dado de gas y compararse con la mínima energía cinética requerida E_{km} en la ecuación 5.25, 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 se obtienen a partir de la ley de los gases ideales:

$$\rho_g = \frac{2.7S_g p}{T} \quad (5.26)$$

donde:

ρ_g = Densidad del gas [lbm/pie³].

S_g = Densidad relativa del gas [0.7], aire=1.

p = Presión [psia].

T = Temperatura [°F].

$$v_g = 4.71 \times 10^{-2} \frac{TQ_G}{A_i p} \quad (5.27)$$

donde:

v_g = Velocidad del gas [pie/s].

T=Temperatura [°F].

p= Presión [lb/plg²].

Q_G = Gasto de gas [MMpcd].

A_i = Área transversal del conducto [plg²].

Sustituyendo las ecuaciones 5.24 y 5.25 en la ecuación 5.20:

$$E_k = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T Q_G^2}{A_i^2 p} \quad (5.28)$$

donde:

E_k = Energía cinética específica del gas [lbf-pie/pie³].

T=Temperatura [°F].

p= Presión [psi].

Q_G = Gasto de gas [MMpcd].

A_i = Área transversal del conducto [plg²].

La ecuación 5.28, 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 mayor y una energía cinética menor.

Modelo de flujo para cuatro fases

Para predecir con precisión la presión de fondo de pozo P_{wf} en la ecuación 5.28, se desarrolla un modelo de flujo niebla para cuatro fases (gas/aceite/agua/sólido). De acuerdo con el modelo de cuatro fases, la presión fluyendo P_{wf} a la profundidad L puede resolverse numéricamente con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned}
& 144b(p - p_{hf}) + \frac{1 - 2bm}{2} \ln \left| \frac{(144p + m)^2 + n}{(144p_{hf} + m)^2 + n} \right| \\
& - \frac{m + \frac{b}{c}n - bm^2}{\sqrt{n}} \left[\tan^{-1} \left(\frac{144p + m}{\sqrt{n}} \right) \right. \\
& \left. - \tan^{-1} \left(\frac{144p_{hf} + m}{\sqrt{n}} \right) \right] = a(1 + d^2e)L
\end{aligned} \tag{5.29}$$

donde:

$$a = \frac{15.33S_s Q_s + 86.07S_w Q_w + 86.07S_o Q_o + 18.79S_g Q_g}{10^3 T_{av} Q_G} \cos(\theta) \tag{5.30}$$

$$b = \frac{0.2456Q_s + 1.379Q_w + 1.379Q_o}{10^3 T_{av} Q_G} \tag{5.31}$$

$$c = \frac{6.785 \times 10^{-6} T_{av} Q_G}{A_i} \tag{5.32}$$

$$d = \frac{Q_s + 5.615(Q_w + Q_o)}{600A_i} \tag{5.33}$$

$$e = \frac{6f}{gD_h \cos(\theta)} \tag{5.34}$$

$$f = \left[\frac{1}{1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon'}{D_h} \right)} \right]^2 \tag{5.35}$$

$$m = \frac{cde}{1 + d^2e} \tag{5.36}$$

$$n = \frac{c^2e}{(1 + d^2e)^2} \tag{5.37}$$

A continuación se definen el resto de variables utilizadas en las ecuaciones anteriores y que no han sido mencionadas en el trabajo:

T_{av} = Temperatura promedio del pozo [°R].

T_{bh} = Temperatura de fondo del pozo [°R].

S_s = Densidad relativa del sólido agua=1.

Q_s = Gasto de sólido [pie³/MMpc].

ϵ' = Rugosidad de la tubería [plg].

p_{hf} = Presión en cabeza de pozo [psia]

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 debe reducirse y el cálculo debe repetirse hasta que E_k esté cerca de 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 5.28 se convierte en:

$$E_{km} = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 p} \quad (5.38)$$

Lo que da:

$$p = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_k} \quad (5.39)$$

Sustituyendo la ecuación 5.39 en la ecuación 5.29 resulta:

$$144b\alpha_1 + \frac{1 - 2bm}{2} \ln \alpha_2 - \frac{m + \frac{b}{c}n - bm^2}{\sqrt{n}} [\tan^{-1}\beta_1 - \tan^{-1}\beta_2] = \gamma \quad (5.40)$$

donde:

$$\alpha_1 = 9.3 \times 10^{-5} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} - p_{hf} \quad (5.41)$$

$$\alpha_2 = \frac{\left(1.34 \times 10^{-2} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} + m \right)^2 + n}{(144 p_{hf} + m)^2 + n} \quad (5.42)$$

$$\beta_1 = \frac{1.34 \times 10^{-2} \frac{S_g T_{bh} Q_{gm}^2}{A_i^2 E_{km}} + m}{\sqrt{n}} \quad (5.43)$$

$$\beta_2 = \frac{144 p_{hf} + m}{\sqrt{n}} \quad (5.44)$$

$$\gamma = a(1 + d^2 e)L \quad (5.45)$$

Todos los valores de los parámetros deberán evaluarse en Q_{gm} , el gasto de gas mínimo requerido.

El Q_{gm} se puede resolver con la ecuación 5.40 con prueba y error.

La ecuación 5.40 se usa con objeto de predecir el gasto crítico del 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 5.3. Modelos para determinar la velocidad crítica del gas

Modelo	Año	Consideraciones	Factor de control
Turner et al.	1969	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Fuerza de arrastre ◆ Fuerza de gravedad ◆ Diámetro de la partícula ◆ Tensión superficial 	Presión en cabeza de pozo.
Coleman et al.	1991	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Consideraciones de Turner et al. ◆ No utiliza ajuste del 20% ◆ Aplicable a pozos con $P_{wh} < 500 \text{ psi}$ 	Presión en cabeza de pozo.
Nosseir et al.	2000	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Más de un régimen de flujo 	Presión en cabeza de pozo y regímenes de flujo.
Li et al.	2001	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Deformación de la gota de líquido 	Deformación de la gota de líquido.
Gou et al.	2005	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Energía cinética mínima ◆ Flujo de niebla de 4 fases 	Presión en fondo de pozo.
Zhou y Yuan	2010	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Concentración de líquido, β. 	Cantidad de líquido presente en la tubería.

5.7 Nomogramas para flujo crítico

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

Dichos nomogramas relacionan propiedades como la presión superficial, diámetro de la tubería, densidad, entre otros, y pueden usarse en ambos tipos de fluidos producidos (condensado y agua):

En la Figura 5.5, se presenta un ejemplo de estas cartas:

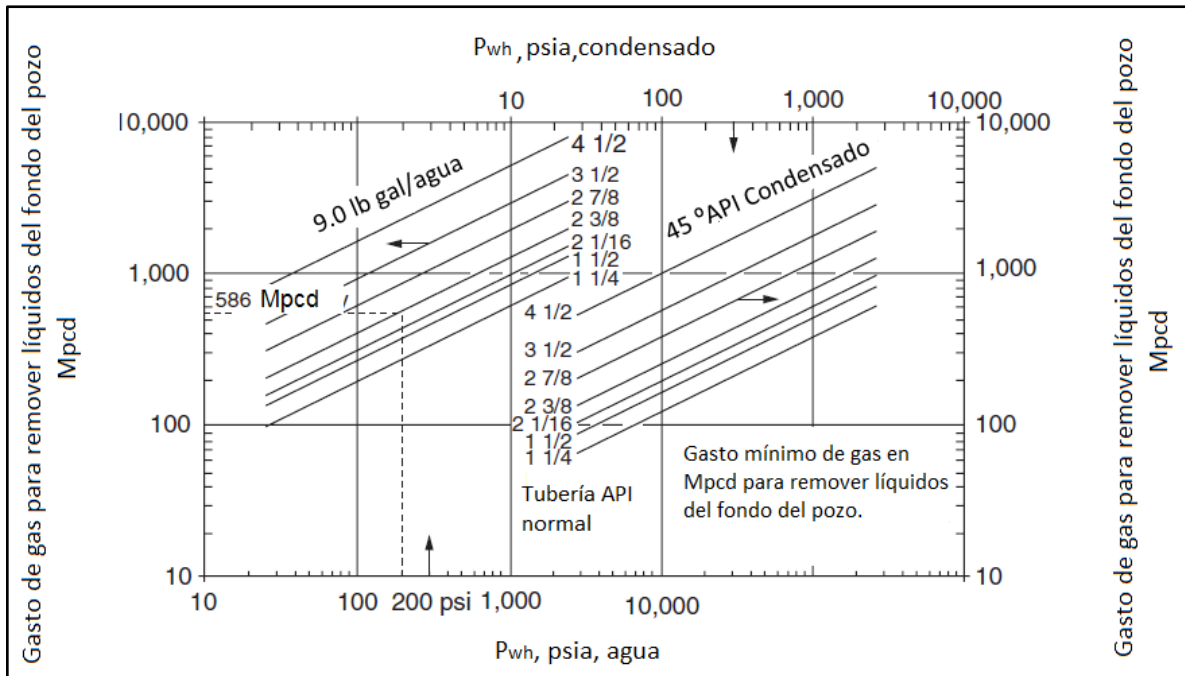


Figura 5.5. Nomograma para el gasto crítico de agua o condensado, para una Constante $z=0.8$, Temperatura de $60\text{ }^{\circ}\text{F}$, y las consideraciones originales de Turner.

Para emplear las cartas se debe seguir el siguiente procedimiento:

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

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS NODAL

Para que un pozo de gas lleve la producción desde el fondo a superficie debe de fluir a través de varias restricciones.

Cada una de estas restricciones representa una pérdida de presión. Y cualquier cambio en estos componentes afecta el gasto de producción del pozo. Por lo tanto, todos los componentes del pozo se deben de considerar como un sistema total o como una unidad.

El Análisis Nodal de un sistema de producción, es una técnica que permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión desde el yacimiento hasta superficie, de esta manera es posible determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción del yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtienen las bases teóricas para generar un incremento en la producción y el mejoramiento en la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El Análisis Nodal evalúa un sistema de producción que se divide en tres componentes básicos:

- ♦ Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- ♦ Flujo a través de la tubería vertical, considerando cualquier posible restricción como empaquetamiento, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- ♦ Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de superficie), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

6.1 Capacidad de producción del sistema

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente

depende de las características de los fluidos producidos y en especial del gasto transportado, de tal manera que el gasto de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión en cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida **Pws** y la presión final del sistema, la cual es la presión del separador, **Psep**.

$$Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta PI$$

En donde:

$$\Delta Py = Pws - Pwfs = \text{Caída de presión en el yacimiento.}$$

$$\Delta Pc = Pwfs - Pwf = \text{Caída de presión en los disparos.}$$

$$\Delta Pp = Pwf - Pwh = \text{Caída de presión en el pozo.}$$

$$\Delta PI = Pwh - Psep = \text{Caída de presión en la línea de flujo.}$$

Para predecir el comportamiento del sistema se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema.

En estos nodos se evalúan las pérdidas de presión de todo el sistema al subdividirlo en dos partes, todos los componentes corriente arriba del nodo son denominados como el *inflow*, mientras que todos los componentes corriente abajo del nodo son denominados como el *outflow* del sistema.

Una vez que el nodo se selecciona, la presión en el nodo se calcula en ambas direcciones, empezando con las presiones que son fijas.

Entrada al nodo (*inflow*)

$$P_{nodo} = P_r - \Delta P \text{ (componentes corriente arriba)}$$

Salida del nodo (*outflow*)

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P \text{ (componentes corriente abajo)}$$

La caída de presión varía con el gasto **q** para cualquier componente. Por lo tanto, un gráfico de la presión en el nodo versus el gasto genera dos curvas las cuáles se interceptan en un punto específico de gasto y presión en el nodo con el cual el sistema produce.

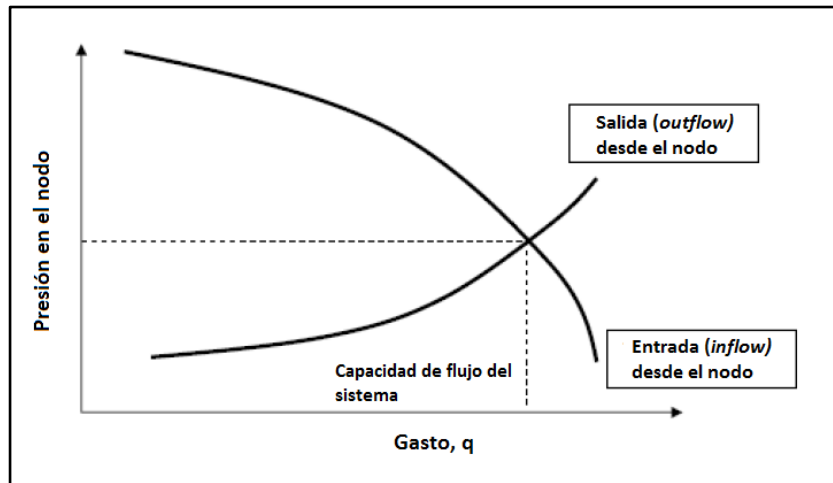


Figura 6.1. Sistema de Análisis Nodal [13].

6.2 Nodos utilizados

Existen diferentes nodos que generalmente se usan a fin de desarrollar el Análisis Nodal, aunque en teoría el Análisis Nodal puede ser utilizado en cualquier parte del sistema de producción.

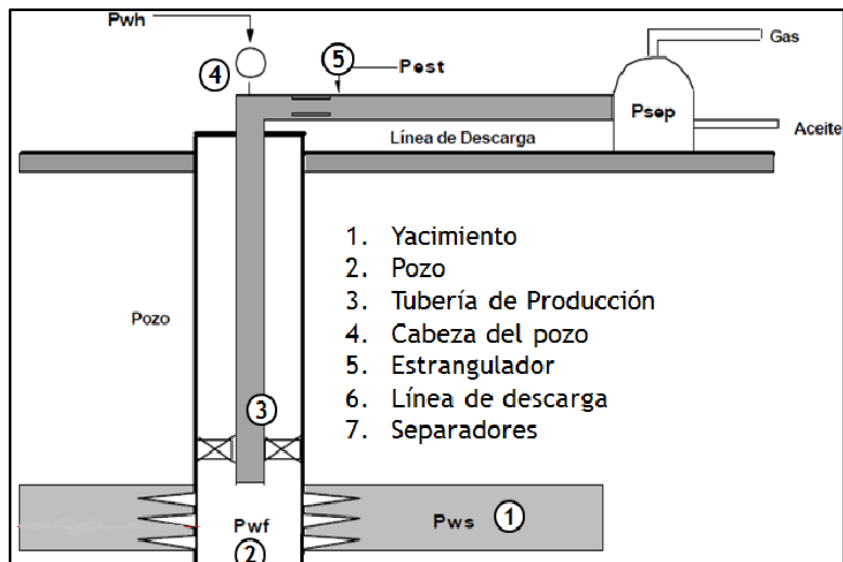


Figura 6.2. Componentes del Sistema Integral de Producción [13].

La selección del nodo a utilizar para desarrollar el Análisis Nodal del sistema depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición debe ser tal que indique la respuesta del sistema a una serie de condiciones,

y como resultado final se tenga la evaluación total al problema, dando así una solución confiable.

6.2.1 Nodo en Presión de Fondo Fluyendo

Este nodo es el que más se usa, el nodo se ubica en el intervalo perforado en el fondo del pozo. En este nodo se divide el sistema en dos componentes: el yacimiento es el inflow y la sarta de producción junto con la línea de flujo y el separador son el outflow del sistema.

Entrada al Nodo (Inflow):

$$P_{nodo} = P_r - \Delta P$$

$$P_{wf} = P_r - \Delta P_{yacimiento} - \Delta P_{tuberia}$$

Salida del Nodo (Outflow):

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P$$

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{linea\ de\ flujo}$$

Para desarrollar la gráfica de Análisis Nodal es necesario llevar a cabo el siguiente procedimiento:

- I. Construir la curva IPR apropiada.
- II. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión en cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, por lo tanto, conocer la presión de entrada a la tubería de producción.
- III. Usando las mismas tasas de flujo supuestas en el paso II y las correspondientes presiones de cabeza, se determina la presión de entrada que se requiere en la tubería de producción a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiado.
- IV. Se representa gráficamente las presiones de entrada de la tubería de producción contra las tasas supuestas, en la gráfica de IPR. El punto en donde se interceptan ambas curvas determina la tasa a la cual el pozo produce con el sistema de tuberías actual.

6.2.2 Nodo en Cabeza de Pozo

El nodo se ubica en el árbol de válvulas, en este caso, el separador y la línea de flujo se consideran como un único componente, siendo este el inflow del sistema y el yacimiento y la sarta de producción como el otro componente del sistema, es decir el outflow.

Entrada al Nodo (Inflow):

$$P_{nodo} = P_r - \Delta P$$

$$P_{wh} = P_r - \Delta P_{yacimiento} - \Delta P_{tuberia}$$

Salida del Nodo (Outflow):

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P$$

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{linea\ de\ flujo}$$

Nuevamente se realiza el procedimiento como en el nodo anterior para determinar el gasto con el cual debe producir el pozo en las condiciones actuales. Así, si se quiere evaluar el desempeño del pozo al cambiar la línea de flujo de superficie por una de mayor diámetro, se debe hacer el Análisis Nodal en el nodo del estrangulador o de presión en cabeza, o en el otro extremo de la línea de flujo, es decir en el nodo de presión del separador.

6.3 Análisis Nodal para carga de líquidos

En el caso de carga de líquidos, el Análisis Nodal es una herramienta útil para determinar si un pozo está cargándose con líquidos y analizar los posibles cambios que se pueden hacer a la sarta de producción para evitar que esto pase.

Para desarrollar la optimización de un pozo para evitar la carga de líquidos se utilizan dos nodos en específico para analizar la tubería de producción, estos son los nodos 4 y 2, es decir, los nodos en la presión en cabeza de pozo y presión de fondo fluyendo respectivamente, ya que en estos dos nodos, es posible observar las variaciones en el potencial de producción del pozo al variar algún componente de la sarta de producción.

El efecto de cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo contra el gasto, usando las nuevas características del componente que se cambia.

Así por ejemplo, como se observa en la Figura 6.3, al variar el diámetro de la tubería de producción D1, por una de mayor diámetro D2, se modifica la curva de *outflow* y el pozo produce con un gasto mayor pero con una velocidad menor, luego es necesario determinar si el nuevo gasto producido es menor que el gasto crítico necesario para evitar la carga de líquidos.

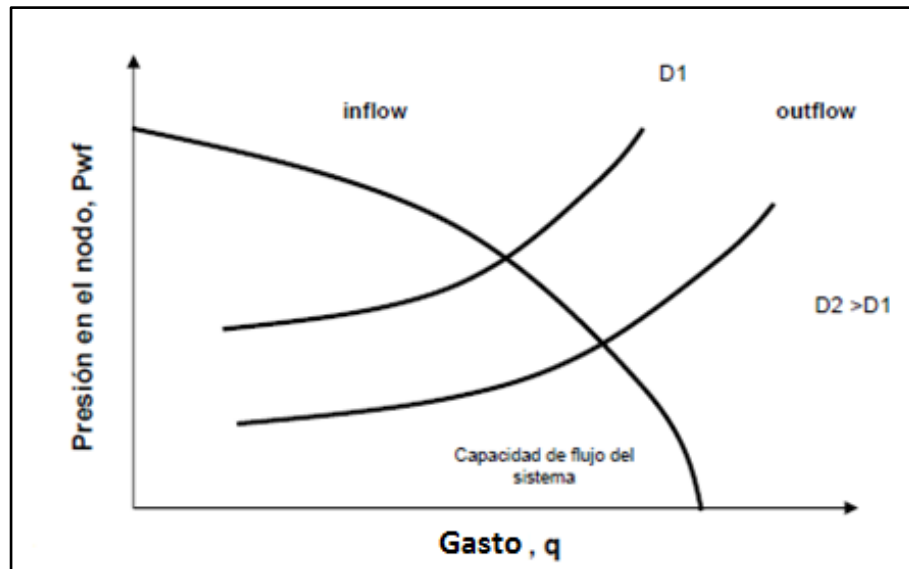


Figura 6.3. Variación de la curva *outflow* al modificar diámetro de tubería [13].

Gracias al Análisis Nodal, es posible calcular los efectos producidos al reemplazar el diámetro de la tubería de producción por uno más pequeño y determinar el nuevo gasto producido y si este es menor que el gasto crítico necesario para evitar la carga de líquidos, además es posible determinar el nivel óptimo de gasto necesario para que se produzca un mínimo de carga de líquidos y a la vez una mínima pérdida de presión debido a la fricción producida por la velocidad del gas fluyendo a través de la tubería.

6.4 IPR para pozos de gas

Para que un pozo pueda fluir debe de existir un diferencial de presión del yacimiento al pozo. Esto nos indica que si las presiones de estas dos zonas son iguales entonces no existiría flujo, y si la presión del pozo es cero entonces el flujo sería el máximo posible en dicho pozo conociéndose como *Absolute Open Flow (AOF)*. En cada pozo hay una relación entre el gasto y la presión del pozo.

En la Figura 6.4, se observa la forma más común de la curva IPR en un pozo de gas.

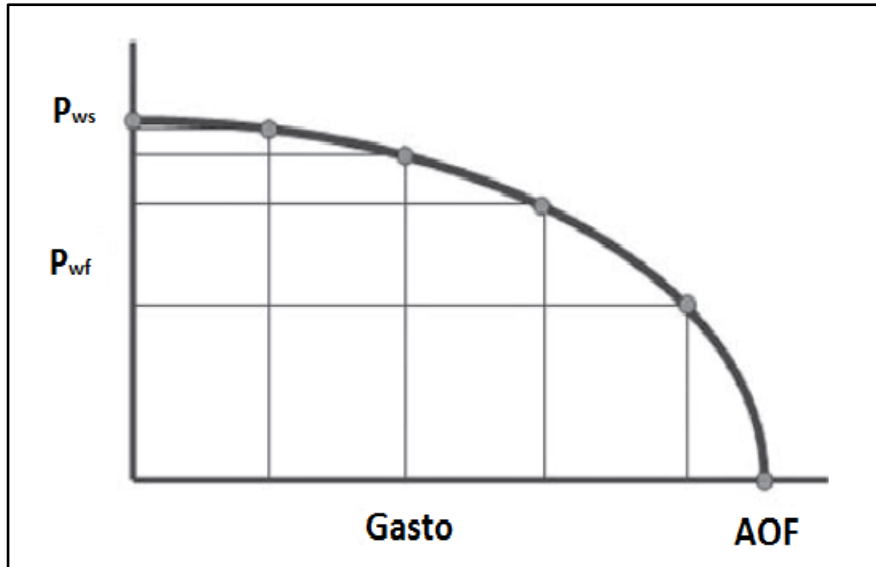


Figura 6.4. Forma típica de la curva IPR en un pozo de gas [4].

Debido a que muchas veces no se cuenta con los datos necesarios para poder generar la curva IPR, Fetkovich (1973) partió de la ecuación de flujo en estado estable desarrollada por Evinger y Muskat, y después de hacer experimentos con 40 pozos desarrolló la ecuación 6.1 conocida como “backpressure”, para pozos de gas.

$$q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (6.1)$$

donde:

C= Constante de flujo

P_{ws} = Presión promedio estática del yacimiento, [psi].

n= Valor que varía entre 0.5 y 1. Para un valor de 0.5 se tiene que existe alta turbulencia y para un valor de 1 no se indican pérdidas por turbulencia.

P_{wf} =Presión de fondo fluyendo [psi].

q= Gasto de producción [bpd].

Los valores de n y C se determinan a partir de pruebas de pozo y se necesitan por lo menos dos pruebas, pero realmente se recomiendan cuatro pruebas para minimizar los errores de medición.

Si se tienen más de dos pruebas de pozo entonces los datos pueden ser graficados en hoja *log-log para determinar n y C*.

Por lo que se tiene la siguiente ecuación:

$$\log(q_{sc}) = \log(C) + n \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad (6.2)$$

La gráfica q vs $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ en coordenadas log-log debe generar una línea recta con pendiente igual a $1/n$, donde el valor de C se ve en el corte con el eje de las ordenadas como lo muestra la Figura 6.5. El gasto máximo teórico del pozo ($Q_o \text{ max}$) es el correspondiente a $P_{wf} = 0$.

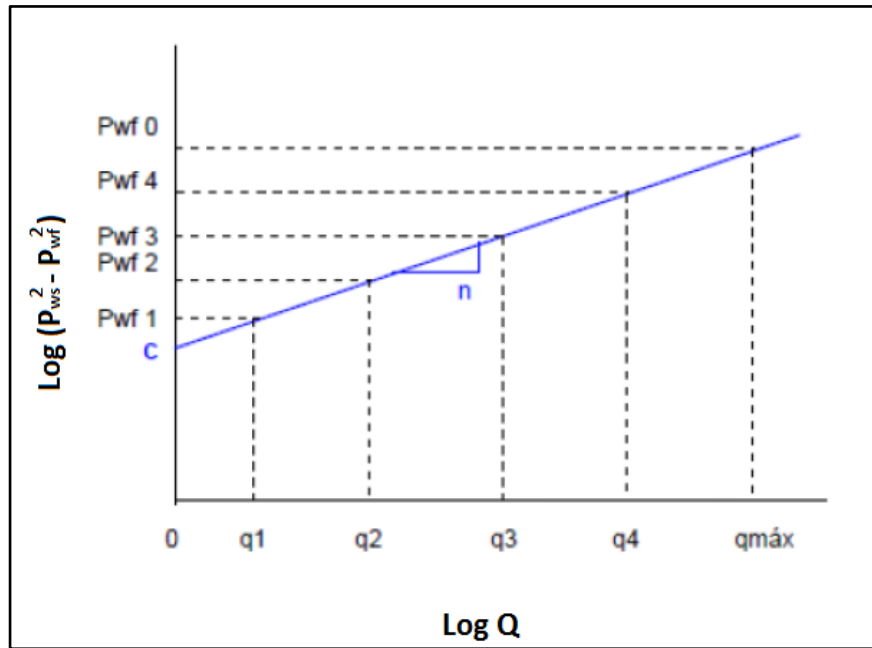


Figura 6.5. Identificación de los parámetros C y n en gráfica log-log [4].

Para el caso en el que solo se tengan dos pruebas, entonces el valor de n se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$n = \frac{\log(q_2) - \log(q_1)}{\log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2 - \log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1} \quad (6.3)$$

Una vez que se determinó n , el valor de la constante C se determina por sustitución de los valores adecuados para q y $P_{ws}^2 - P_{wf}^2$ dentro de la ecuación 6.1 (backpressure)

6.4.1 Tubing Performance Curve (TPC)

Si se escoge el fondo del pozo como el nodo, entonces, en la gráfica de Análisis Nodal, el *inflow* se representa por el IPR y el *outflow* del sistema será el TPC o también

conocido como VLP (*“Vertical Lift Performance”*). La caída de presión en el *tubing* o tubería de producción es la suma de la presión en superficie, la presión de la columna hidrostática, (la cual está compuesta por el líquido acumulado en la tubería y el peso del gas) y la pérdida de fricción ocasionada por el flujo de los fluidos a través del pozo desde el fondo hasta superficie.

La Figura 6.6, muestra la TPC, y se observan tres curvas, dos curvas punteadas que representan el cambio de presión debido a la fricción y a la carga de líquidos respectivamente y la curva resaltante representa la suma de las presiones de las dos curvas punteadas, es decir las presiones debido a la fricción y a la carga de líquidos más la presión en superficie, esta curva es también conocida como curva J. En la curva de presión debido a la fricción, la presión va aumentando con el gasto después de cierto punto, debido a que aumenta la velocidad de flujo y por ello aumentan las pérdidas de presión debido a la fricción a lo largo de la tubería de producción.

En la curva de presión debido al líquido acumulado (*liquid holdup*), la presión disminuye con el aumento del gasto debido a que a medida que aumenta el gasto, lo hace también la velocidad de flujo, al estar por encima de la velocidad crítica, carga todo el líquido hasta la superficie y la columna hidrostática que se genera por el líquido acumulado irá desapareciendo, al igual que la presión ocasionada por esta columna de líquido.

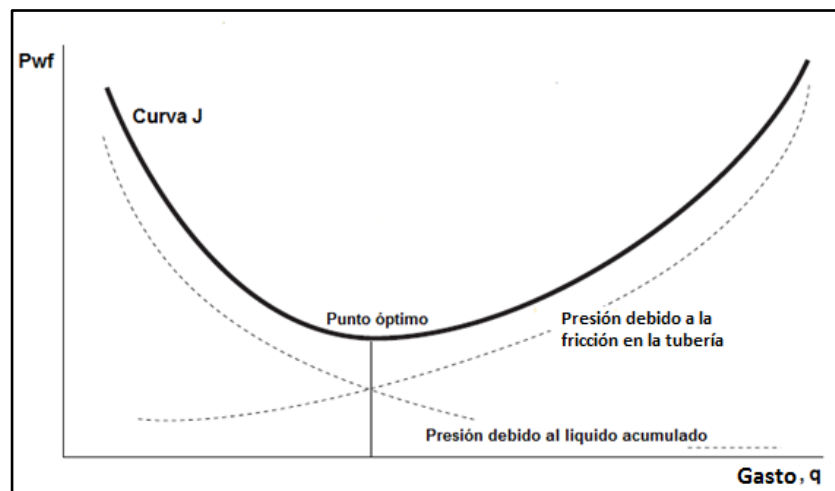


Figura 6.6. Tubing Performance Curve (TPC) [12].

Como se observa, la curva TPC o curva J, pasa a través de un punto óptimo en el cual se interceptan las dos curvas punteadas. En este punto, la suma de las dos pérdidas de presión suma un mínimo, a la derecha de este mínimo, las pérdidas de presión aumentan debido a la fricción pero el flujo corresponde a un régimen de flujo tipo

niebla, por lo tanto lleva todos los líquidos hasta superficie.

A la izquierda del punto óptimo, la tasa de flujo es baja y las pérdidas de presión están dominadas por la presión hidrostática generada por la carga de líquidos. En el extremo izquierdo de la curva J, el fluido está en régimen de flujo tipo burbuja, mientras que en la parte izquierda de la curva, cerca al punto óptimo, el flujo está en régimen de flujo tipo bache, en este régimen el flujo permanece en forma inestable ya que porciones de los baches de fluido vuelven a caer antes de alcanzar la superficie y tienen que ser levantados por el siguiente bache.

En la mayoría de los casos se asume que el flujo en la parte izquierda del mínimo de la curva J o punto óptimo es flujo inestable y conllevará a problemas de carga de líquidos, tal y como se puede observar en la Figura 6.7. Por el contrario, en la parte derecha del punto óptimo, se asume que los gastos de producción son estacionarios y lo suficientemente altos para transportar los líquidos hasta superficie. Sin embargo, este método para determinar si un pozo está o no cargándose con líquidos es inexacto, por lo cual se hace necesario utilizar la curva IPR para obtener resultados más precisos.

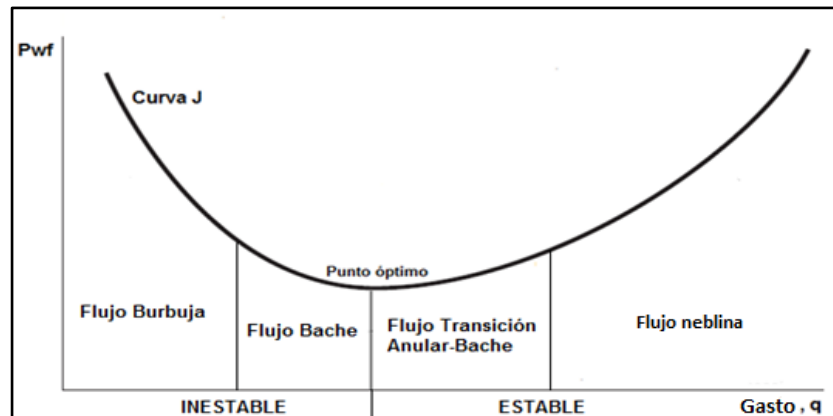


Figura 6.7. Regímenes de flujo en la curva TPC [12].

6.4.2 Análisis del Tubing Performance Curve (TPC) con el Inflow Performance Relationship (IPR)

Cuando se grafican las curvas TPC e IPR, se tiene por lo general una gráfica como la que se indica, en la cual se tendrán dos puntos en los cuales se interceptan ambas curvas.

En la Figura 6.8, se tiene la intersección entre la TPC e IPR. Se muestran dos áreas de intersección la primera A y B es la zona de operación inestable y la zona C y D muestra el área de operación estable.

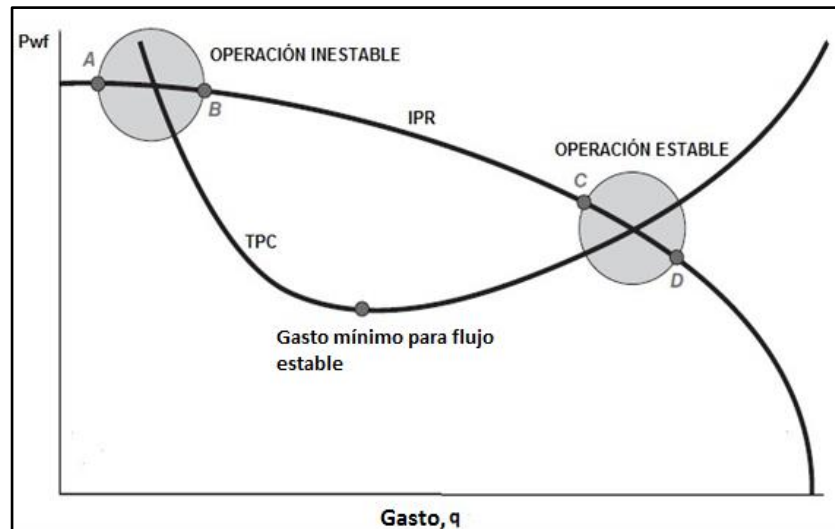


Figura 6.8. Relación entre la curva IPR y la TPC [12].

Si el gasto se aleja hacia el punto D, entonces se tiene que la presión del yacimiento se encuentra en dicho punto pero la presión requerida para mantener el flujo en la tubería se encuentra por encima del punto D.

La contrapresión que se añadió contra la cara de arena del yacimiento provoca que el flujo regrese al punto de estabilidad en donde las dos curvas se intersectan. Y lo mismo sucede si el flujo disminuye temporalmente al punto C, la caída de presión en la tubería disminuye, lo que provoca que la presión en la cara de arena disminuya, provocando un aumento del gasto hasta llegar al punto de equilibrio.

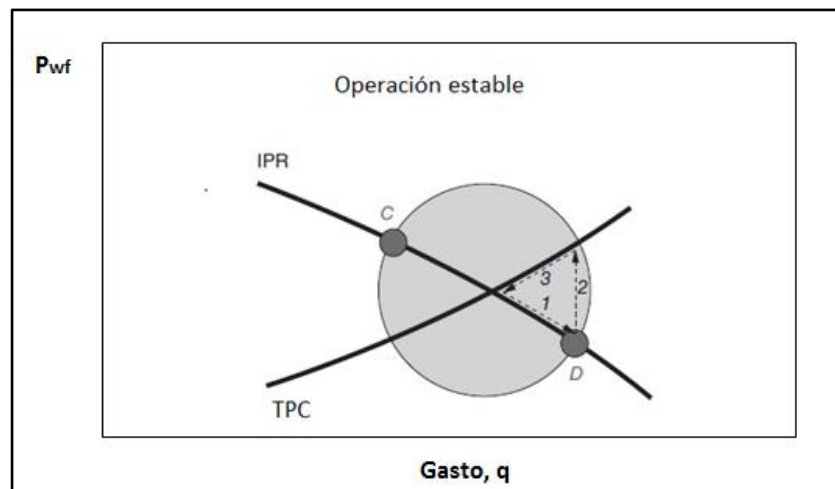


Figura 6.9. Flujo en condiciones estables [13].

CAPÍTULO VII

CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio se eligió el pozo C-24, el cual presenta un comportamiento errático en la presión como se muestra en la Figura 7.1, la cual indica un registro en donde se observa la variación de la presión con respecto al tiempo.

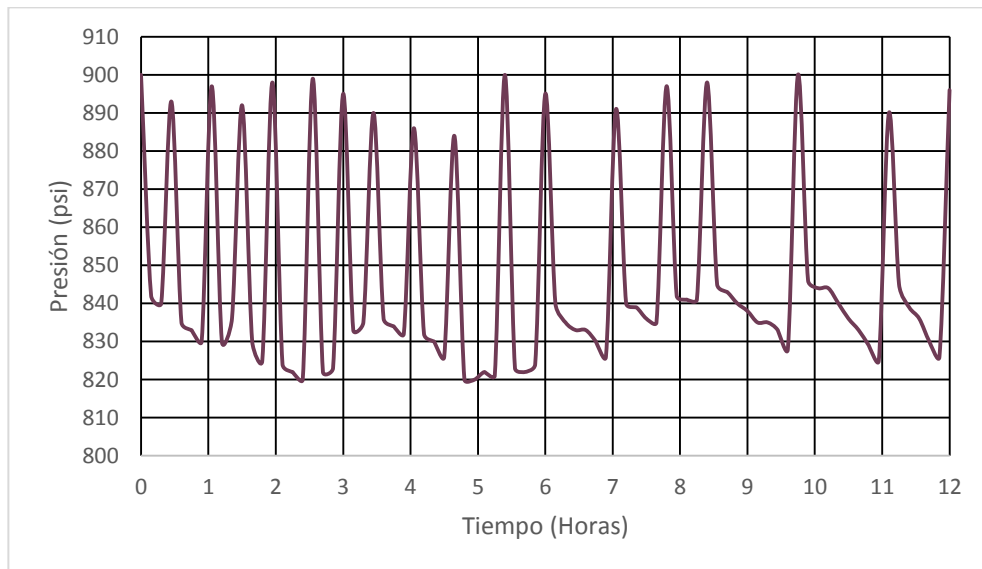


Figura 7.1. Registro de Presión del pozo C-24 en 12 horas.

En el registro de 12 horas se aprecian los picos de presión que presenta el pozo, uno de los síntomas anteriormente mencionados para identificar carga de líquidos en el pozo, lo que indica que dicho pozo se encuentra con un flujo tipo bacheo. En la Figura 7.2, se tiene el mismo registro de presión pero tomándolo en un intervalo de 3 horas, por lo tanto se aprecia mejor el efecto del bacheo de líquidos.

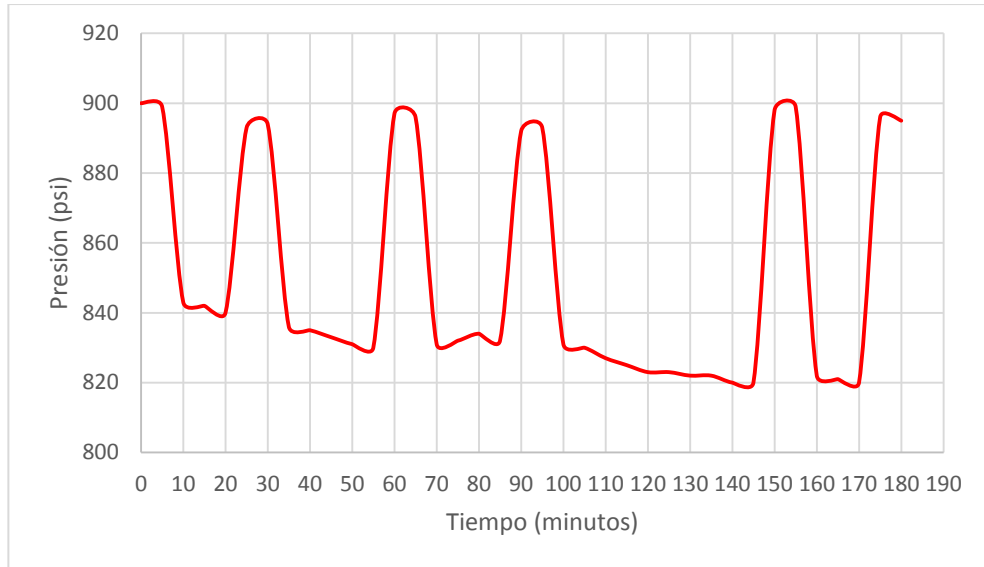


Figura 7.2. Registro de presión del pozo C-24 en 3 horas.

Se observa que la presión en la cabeza del pozo disminuye debido a una reducción del gasto de gas causado por la acumulación de líquido en el fondo del pozo, esto se debe a que la velocidad del gas se encuentra por debajo de la velocidad crítica. Después de periodos de entre 10-15 minutos, existe una presión de fondo fluyendo suficiente para que el gas supere la velocidad crítica y así puede arrastrar a los líquidos acumulados y es ahí donde se aprecian picos de presión que duran de 2-5 minutos, hasta que el gas vuelve a bajar su velocidad y se repite el ciclo.

Con ayuda de un simulador y hoja de cálculo se procedió a analizar las condiciones en las cuales se encuentra operando el pozo en estudio.

Para poder realizar la simulación primero se hace la descripción del fluido en la ventana "*Options Summary*", en este caso se eligió la opción de *Retrograde condensate*, esto debido a que se quiere modelar el comportamiento del líquido, en el pozo dado que la condensación ocurre dentro del mismo, también se elige la opción de utilizar el método de ecuación de estado *Equation of State*, todo esto en un pozo que produce a través de TP, el resto de las características se indican en la Figura 7.3:

System Summary (Hipotfin.Ani)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description

Fluid: Retrograde Condensate

Method: Equation of State

Eq. of State: PROSPER Internal EOS model

Separator: Multi-Stage Separator

EOS Setup

Hydrates: Disable Warning

Water Viscosity: Use Default Correlation

Water Vapour: No Calculations

Well

Flow Type: Tubing Flow

Well Type: Producer

Artificial Lift

User information

Company: IPN

Field: K

Location: Veracruz

Well: C-24

Platform:

Analyst: Jorge Osorio

Date: martes , 27 de septiembre de 2016

Calculation Type

Predict: Pressure and Temperature (on land)

Model: Rough Approximation

Range: Full System

Output: Show calculating data

Well Completion

Type: Cased Hole

Sand Control: None

Reservoir

Inflow Type: Single Branch

Comments (Ctrl-Enter for new line)

Figura 7.3. Descripción del fluido en ventana del simulador.

En la segunda ventana “PVT Data” se anexan todos los datos PVT de los fluidos a simular en este caso Gas Natural y agua, desde la densidad relativa de cada uno de los componentes hasta las impurezas presentes, quedando de la siguiente manera:

PVT Input Data

File: C:\Users\Jorge Osorio\Documents\IPN\Tesis info\simulación\Sim

Report Date: 10/24/16 18:57:13

Fluid: Condensate

PVT Method: Eq. of State

Well: C-24

Analyst: Jorge Osorio

Component Name	Mole Percent	Critical Temperature	Critical Pressure	Critical Volume	Acentric Factor	Molecular Weight	Specific Gravity	Volume Shift	Boiling Point	Parachor	OmegaA	OmegaB
	(psig)	(deg F)	(psig)	(ft ³ /lb.mole)		(lb/lb.mole)			(deg F)			
N2	0.13008	-233.10	477.33	1.44	0.039	28.01	1.026	-0.154	-320.35	60.4	0.45724	0.077796
CO2	0.010006	87.69	1038.26	1.50	0.239	44.01	1.101	-0.1002	-109.21	78	0.45724	0.077796
C1	99.72	-116.52	658.38	1.59	0.011	16.04	0.415	-0.154	-258.79	70	0.45724	0.077796
C2	0.070042	89.80	493.65	2.38	0.099	30.10	0.546	-0.1002	-127.39	115	0.45724	0.077796
C3	0.05003	204.01	602.68	3.25	0.153	44.10	0.585	-0.08501	-43.69	155	0.45724	0.077796
IC4	0.010006	274.69	514.36	4.21	0.183	58.10	0.6	-0.07935	10.85	181.5	0.45724	0.077796
NC4	1e-6	305.29	535.96	4.08	0.199	58.10	0.6	-0.06413	31.19	200	0.45724	0.077796
IC5	1e-6	369.81	468.36	4.90	0.227	72.20	0.621	-0.0435	82.13	225	0.45724	0.077796
NC5	0.010006	385.59	474.83	4.87	0.251	72.20	0.63	-0.04183	96.89	245	0.45724	0.077796

Figura 7.4. Datos PVT

En la tercera ventana “IPR Data” se añaden los datos de entrada para la generación de la IPR, eligiendo el método de generación de la curva. De acuerdo a lo presentado en el presente trabajo, al ser un pozo de gas se procede a elegir la opción de *Multirate C and n*, que es la opción para el método de Fetkovich, el cual pide una prueba multitasa para generar la curva.

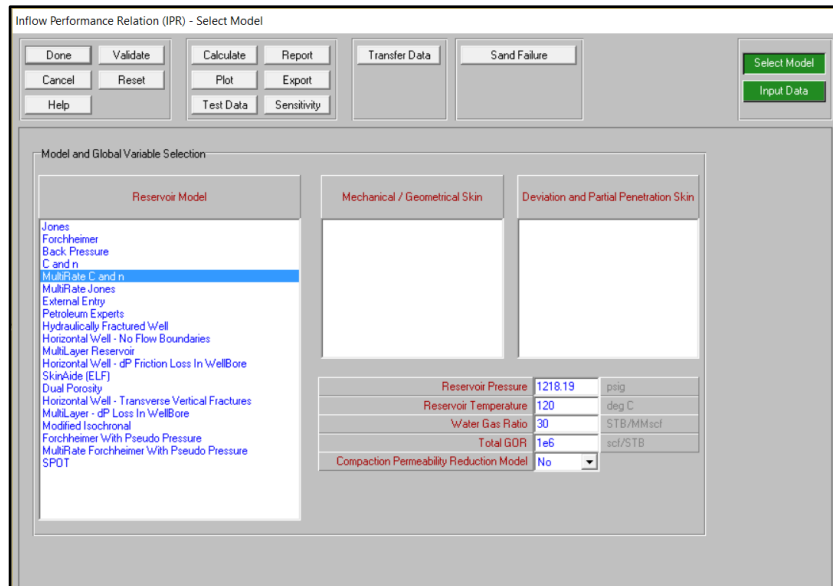


Figura 7.5. Modelo para generar la curva IPR.

Dicha prueba se obtiene de mediciones realizadas al pozo en cuestión y se agregan en los datos de entrada (Figura 7.6).

MultiRate Data		
	Gas Rate	Pressure
	MMscf/day	psig
1	2.6	1050
2	3.3	980
3	5	630
4	6	270
5		
6		
7		
8		
9		
10		

Figura 7.6. Prueba Multitasa del Pozo C-24.

Posteriormente se procede a generar la curva IPR en donde se indican los valores C y n, así como el *Absolute Open Flow (AOF)* de dicho pozo:

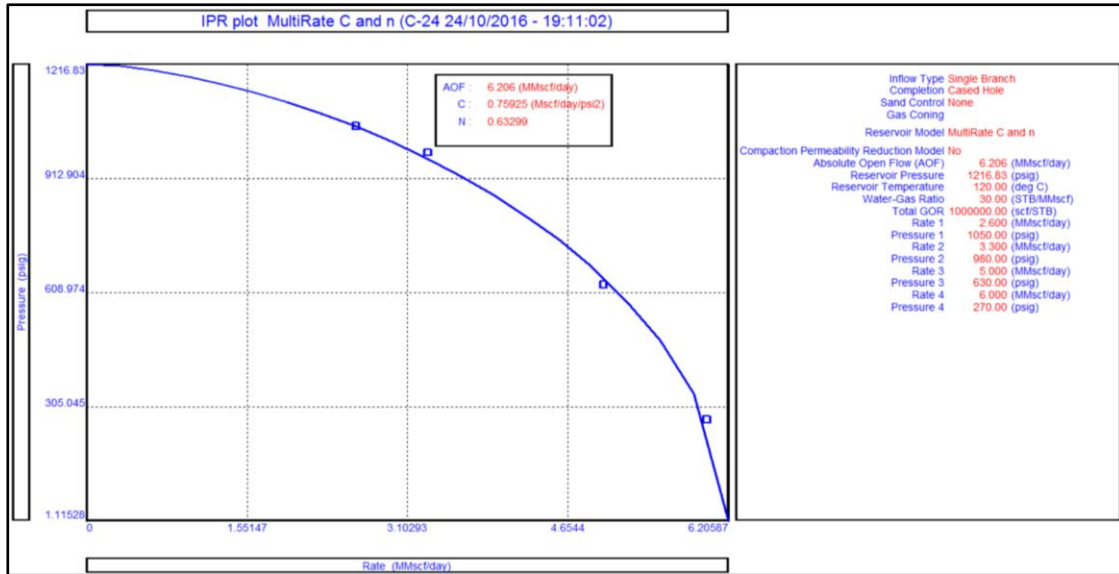


Figura 7.7. Curva IPR generada por el método de Fetkovich.

En la siguiente ventana “*Equipment Data*” se establece el tipo de equipos que operan en el pozo, en este caso se elige con una terminación a 1800 mv, con un *tubing less* de 2.992 pulgadas de diámetro interno y una rugosidad de 0.0006 pulgadas, tomando al árbol de válvulas a 0 mts, sin equipos en superficie dado que solo interesa estudiar el comportamiento del flujo en la tubería vertical, el resto de los parámetros quedan como se muestra a continuación:

DEVIATION SURVEY (Hipotfin.Anl)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth	True Vertical Depth	Cumulative Displacement	Angle
	(m)	(m)	(m)	(degrees)
1	0	0	0	0
2	1800	1800	0	0
3				
4				

Figura 7.8. Profundidad del pozo.

DOWNHOLE EQUIPMENT (Hipotfin.Anl)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment

Input Data

Label	Type	Measured Depth	Tubing Inside Diameter	Tubing Inside Roughness	Tubing Outside Diameter	Tubing Outside Roughness	Casing Inside Diameter	Casing Inside Roughness	Rate Multiplier
		(m)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	(inches)	
1	Xmas Tree	0							
2	Tubing	1800	2.992	0.0006					1
3									
4									

Figura 7.9. Equipos en fondo de pozo.

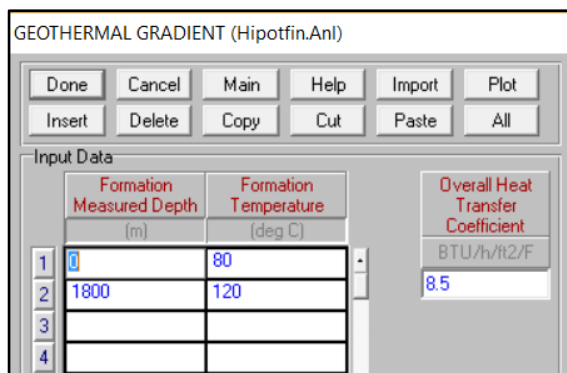


Figura 7.10. Gradiente geotérmico.

Y en la quinta ventana “*Analysis Summary*” es en donde se obtienen las intersecciones entre la curva IPR y la TPC o como la maneja el simulador VLP. En esta se eligió el sistema VLP de tres variables tomando como parámetros base las condiciones en las que se encuentra el pozo actualmente:

- ◆ Pozo vertical con profundidad de 1800 m.
- ◆ Presión estática de 1218.69 psi.
- ◆ Fluyendo por *tubing less* de 2 7/8 plg.
- ◆ Presión de cabeza de 900 psi.
- ◆ Relación gas-agua de 30 bls/MMpcd.

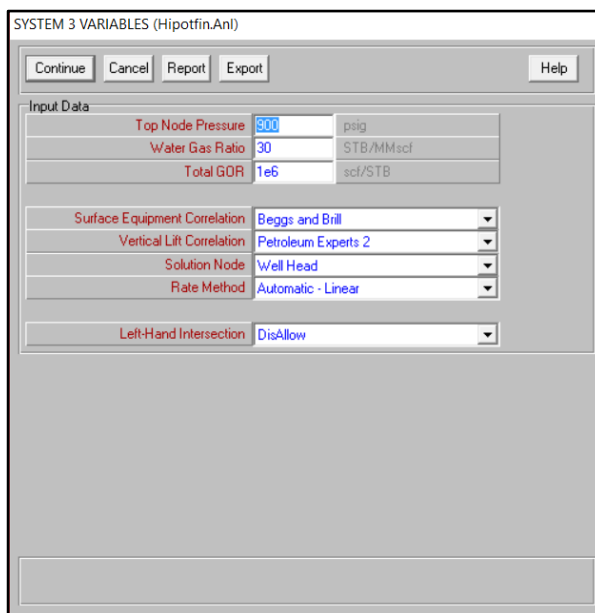


Figura 7.11. Análisis del sistema con tres variables.

Lo primero que se hace es correr el programa a dichas condiciones obteniendo la siguiente gráfica:

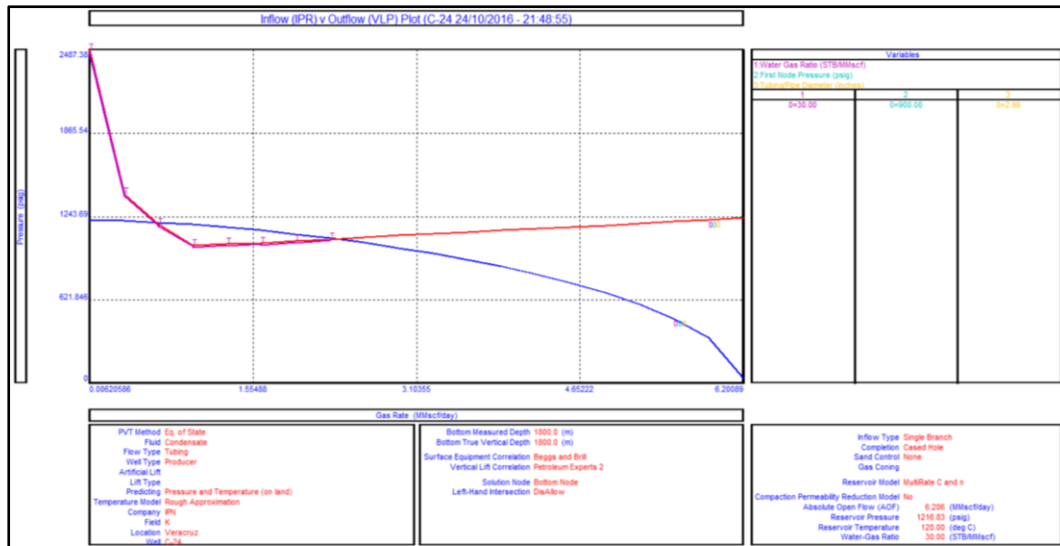


Figura 7.12. Intersección de curvas IPR y TPC a condiciones actuales.

En la Figura 7.12, se aprecia una doble intersección entre la curva IPR y TPC a condiciones actuales del pozo, lo que indica que ya se encuentra en un régimen de flujo inestable, siendo un flujo de tipo bache.

Al tomar en cuenta lo anterior se deduce que este pozo está cargado con líquidos lo que con el tiempo genera una columna que de no tratarse a tiempo puede generar una contrapresión contra el pozo, disminuyendo el gasto y provocando a su vez un flujo tipo burbuja o peor aún la muerte del pozo.

Para evitar que esto suceda se propone un análisis de dos escenarios y posteriormente se realiza una ventana operacional en la cual se grafican diferentes modelos para el arrastre de líquidos con el potencial productivo del pozo. Todo esto a fin de encontrar el modelo que mejor se ajuste al caso de estudio.

Análisis de Sensibilidad, Escenario 1:

Variación del Diámetro del Aparejo de Producción / Sarta de Velocidad

El primer paso fue suponer diferentes diámetros de tubería al manejar las mismas condiciones en cabeza de pozo, esto con el fin de determinar si es necesario cambiar el aparejo de producción o introducir una sarta de velocidad (que convencionalmente resulta más barata la segunda opción). Por lo tanto se proponen los siguientes diámetros a analizar: 1 ¼”, 2 3/8” y 2 7/8”. El resultado de la simulación dio lo siguiente:

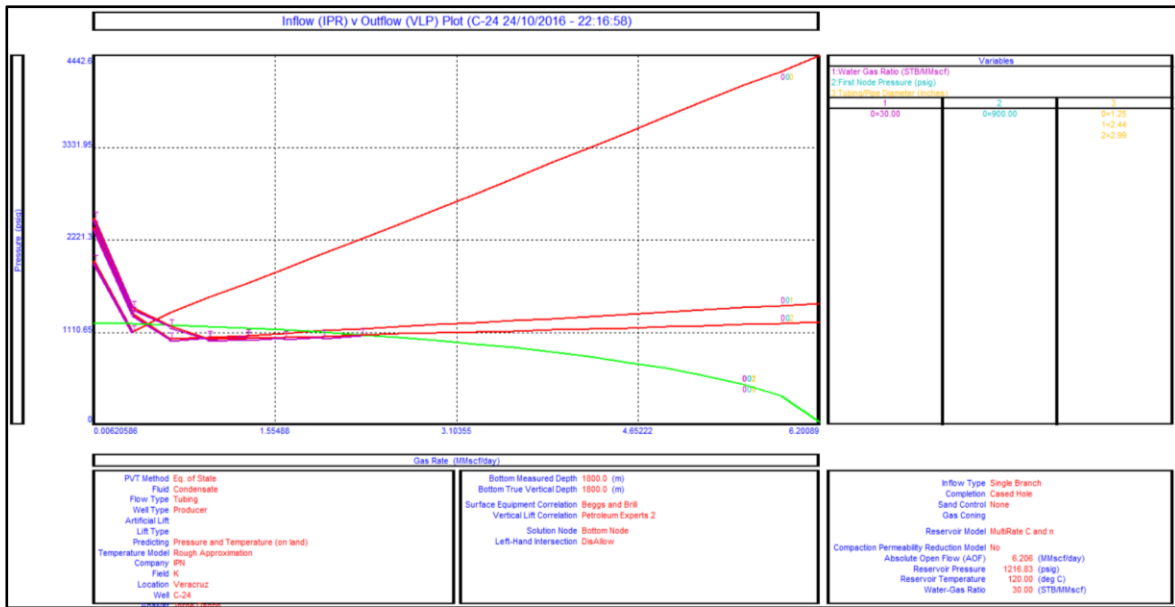


Figura 7.13. Comportamiento de la curva TPC a diferentes diámetros.

La curva TPC generada por la tubería de 1 ¼ (curva roja superior) presenta flujo tipo burbuja y un aumento de la pendiente en la parte derecha de la curva, que significa que las caídas de presión por fricción aumentan significativamente y en detrimento de la capacidad de transporte la TP, y genera una contrapresión significativa al mismo pozo; por lo tanto queda descartada a primera vista, el análisis queda entre la tubería actual y la de 2 3/8". El cruce con la curva generada por la tubería de 2 3/8" sigue siendo en una zona transitoria, y a pesar de que se encuentra por encima de la velocidad crítica de Turner, muestra un punto nodal con un gasto máximo de 1.866 MMpcd por los 2.333 MMpcd que presenta la tubería actual, entonces se determina que la reducción del gasto para simplemente cumplir con el criterio de Turner no es tan recomendable, dado que implica una alta inversión para cambiar el aparejo de producción o introducir una sarta de velocidad que en el futuro, con la declinación de la presión del yacimiento se vuelve a tener el mismo problema, por lo tanto se propone continuar con la misma TP.

Análisis de Sensibilidad, Escenario 2:

Variación de la Presión de la Cabeza del Pozo

Al tener como base la TP de 2 7/8" se procede a suponer el segundo parámetro que es la presión de cabeza (Pwh actual=900 psi). Se proponen Pwh que van de 200 psi a 1000 psi y a partir de estas se generará el potencial productivo del pozo:

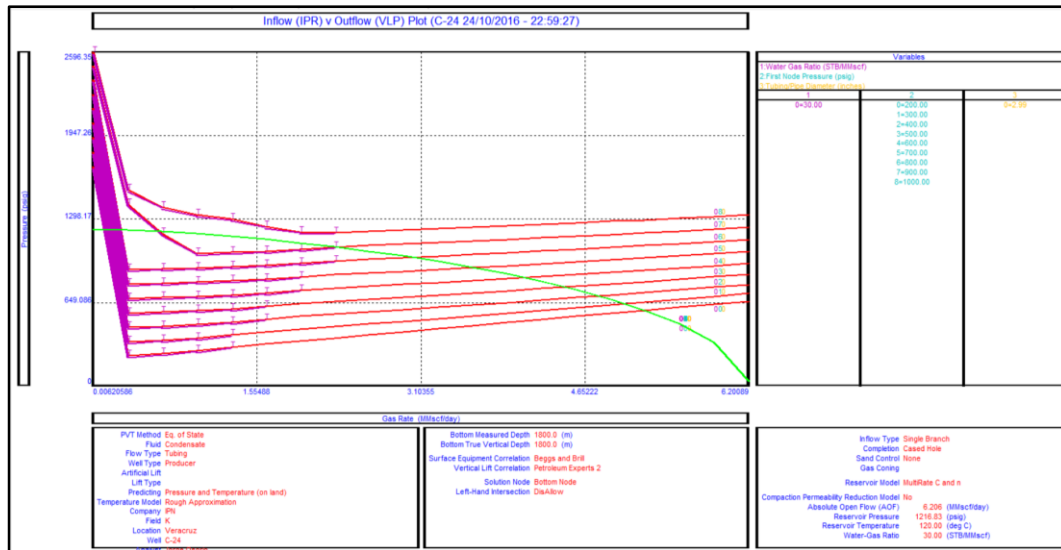


Figura 7.14. Comportamiento de la curva TPC a diferentes Pwh.

Con una Pwh de 1000 psi el pozo no tiene flujo dado que el comportamiento de la TPC no intersecta a la capacidad de aporte que tiene el pozo. Y por el contrario con una presión en cabeza de 200 psi el flujo en la intersección probablemente es del tipo neblina pero también corre el riesgo de tener altas caídas de presión por fricción, lo cual no es conveniente para el aseguramiento de flujo.

Por lo tanto, se sugiere operar con una **Pwh** entre **500 y 700 psi** para las condiciones actuales del pozo, teniendo en cuenta que se requiere una presión suficiente en superficie para mantener las condiciones deseables de flujo sónico en el estrangulador y para disponer de la presión necesaria para la operación de los equipos de superficie (líneas de descarga, separadores, compresores, válvulas, etc.). Además, se debe de considerar que la presión estática va a disminuir con el paso del tiempo por lo que se necesita dar un seguimiento constante al comportamiento de IPR y TPC.

Comparativa de los modelos para el arrastre de líquidos:

Ventana operacional

Una vez que se determina el rango en que debe operar el pozo se procede a generar la curva del potencial productivo, la cual se realiza al seleccionar los gastos máximos que aporta el pozo a diferentes condiciones dadas, en este caso a la Pwh va de 200 hasta 1000 psi, obteniendo la siguiente gráfica:

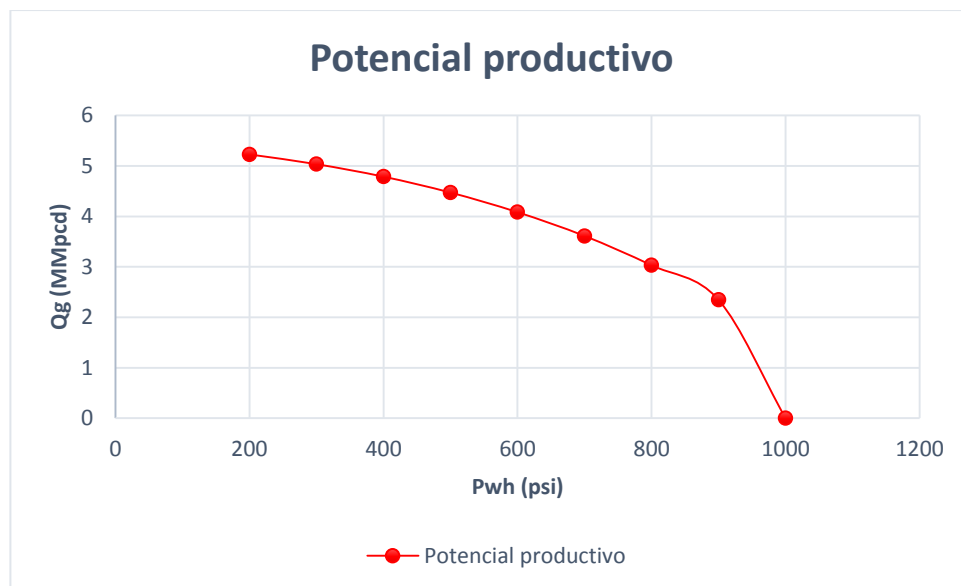


Figura 7.15. Potencial Productivo del pozo de acuerdo a cada Pwh.

Ahora con esta gráfica se puede hacer un análisis con los modelos de velocidad crítica. Para esto se exportaron todos los datos del simulador a la hoja de cálculo, dichos datos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 7.1. Datos obtenidos del simulador.

Pwh (psi)	Pwf (psi)	ρ líquido (lb/pie ³)	ρ gas (lb/pie ³)	μ líquido (cp)	μ gas (cp)	Vsl (pie/s)	Vsg (pie/s)	σ (dina/cm)	σ (lbf/pie)	factor z	Temperatura (°F)	NRe	Qg (MMpcpd)
200	587.24	66.74	0.5041	0.4332	0.01315	0.2157	105.03	76.24	0.0052	0.9841	87.37	1492860	5.23
300	638.65	66.63	0.7447	0.4346	0.01321	0.2076	68.47	74.60	0.0051	0.9771	87.10	1431107	5.04
400	700.26	66.94	0.9891	0.4366	0.01327	0.1973	49.01	72.98	0.0050	0.9703	86.76	1353547	4.79
500	768.9	66.83	1.2374	0.4391	0.01335	0.1842	36.60	71.37	0.0049	0.9638	86.32	1257548	4.47
600	842.62	66.87	1.4898	0.4422	0.01343	0.1681	27.54	69.78	0.0048	0.9575	85.78	1132618	4.08
700	920.14	66.91	1.7465	0.4461	0.01352	0.1486	20.94	68.20	0.0047	0.9514	85.11	1003212	3.61
800	1000.04	66.96	2.0080	0.4509	0.01361	0.1246	15.28	66.65	0.0046	0.9455	84.29	835854	3.03
900	1077.51	67.02	2.2746	0.4567	0.01371	0.0963	10.44	65.11	0.0045	0.9397	83.32	641969	2.35
1000	1218.69	67.05	2.5119	0.4573	0.01377	0.0000	0.00	63.46	0.0043	0.9327	83.19	0	0.00

Con los datos anteriores se procedió a realizar el cálculo con 4 modelos distintos para la Velocidad Crítica (Turner, Coleman, Nosseir y Li).

Cabe destacar que debido a que se va a realizar una comparación con el potencial productivo del pozo no se eligió hacer el cálculo con el modelo de Guo, ya que con este modelo se deben de proponer diferentes gastos e iniciar un proceso iterativo lo cual entorpecería la comparación. De igual manera se omitió el modelo de Zhou y Yuan, debido a su condicionante ($H_l \leq \beta$), entonces se puede utilizar el modelo de Turner, ya que la corriente de gas en el pozo aún no cuenta con una concentración

de líquido lo suficientemente alta como para ser un factor de control en la Velocidad Crítica del gas. Por lo tanto, de acuerdo a las consideraciones de Zhou y Yuan, en este caso intervienen las fuerzas de arrastre y gravitacionales propuestas por Turner.

El cálculo de las Velocidades Críticas y su conversión a Gasto Crítico resultaron como se indica en la Tabla 7.2:

Tabla 7.2. Resultados obtenidos para cada modelo.

Turner		Coleman		Li		Nosseir	
Vc	Qc	Vc	Qc	Vc	Qc	Vc	Qc
22.6961	1.2590	18.9134	1.0492	14.8367	0.8230	23.0086	1.2763
18.5475	1.5551	15.4563	1.2959	12.1248	1.0166	18.8029	1.5765
16.0090	1.8033	13.3408	1.5028	10.4653	1.1788	16.2295	1.8281
14.2141	2.0166	11.8451	1.6805	9.2919	1.3182	14.4099	2.0443
12.8710	2.2078	10.7258	1.8398	8.4139	1.4433	13.0482	2.2382
11.8103	2.3815	9.84195	1.9846	7.7205	1.5567	11.9729	2.4143
10.9424	2.5414	9.11867	2.1179	7.1532	1.6614	11.0930	2.5764
10.2131	2.6899	8.51093	2.2415	6.6764	1.7584	10.3537	2.7269
9.64911	2.8455	8.04092	2.3712	6.3077	1.8601	9.7819	2.8847

Analizado los resultados de Velocidad Crítica que se obtienen por diferentes modelos se aprecia que mientras menor sea Pwh se necesita mayor velocidad en el gas, esto debido a que se aumenta la producción de líquido y por lo tanto para evitar el colgamiento del mismo se necesita de velocidades mayores y este comportamiento sigue el mismo patrón al aumentar la presión de cabeza, generando una reducción en el gasto de gas y por consiguiente se reduce la producción de líquido, ocasionando que ahora la velocidad del gas necesaria para sacar el líquido sea menor.

Para comparar los modelos se graficaron junto con el potencial productivo del pozo quedando de la siguiente manera:

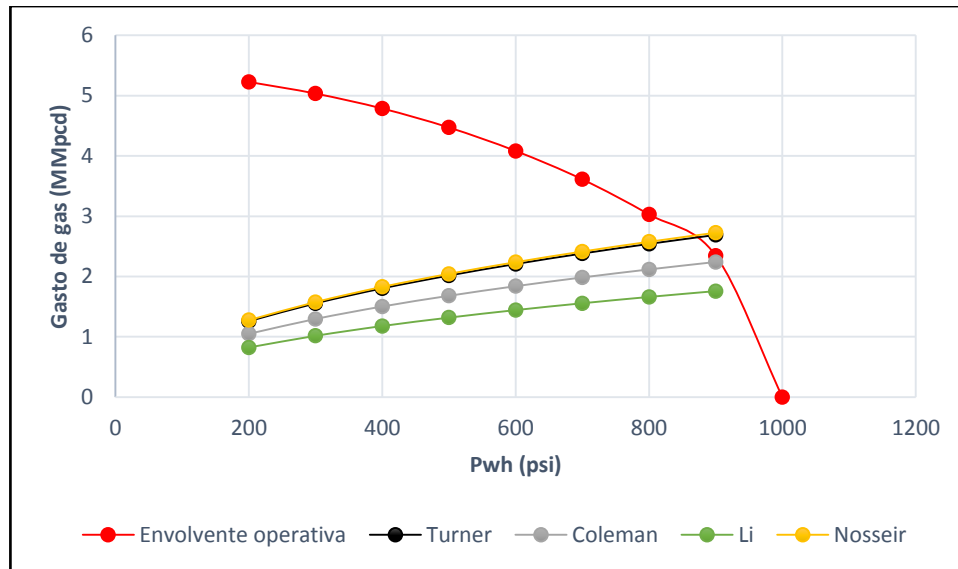


Figura 7.16. Ventanas operacionales de los modelos de Velocidad Crítica.

En la gráfica anterior se aprecia el potencial productivo del pozo al en cuenta una TP de 2 7/8" y diferentes Pwh propuestas. También se observa la interacción de los 4 modelos utilizados.

En las condiciones actuales del pozo se tiene el problema de bacheo de los líquidos, lo cual en un corto periodo va a ocasionar la carga de líquidos en el mismo. El gasto actual del pozo es de 2.347 MMpcpd, siendo un gasto insuficiente a fin de arrastrar los líquidos a través de la tubería.

Partiendo de lo anterior se analizan los modelos propuestos partiendo del modelo de Li.

Modelo de Li: Este modelo muestra un gasto crítico de 1.75 MMpcpd a las condiciones actuales del pozo, lo que nos lleva a decir que este modelo está subestimando el efecto del líquido en el pozo. Cabe recalcar que Li considera que una gota de líquido tiende a deformarse en la corriente de gas debido al efecto de la presión y esto hace que el área efectiva sea mayor lo cual provoca que sean mucho más fáciles de llevar hacia la cabeza del pozo. En este caso en particular el modelo se queda corto en su predicción, por lo tanto queda descartado para estas condiciones.

Modelo de Coleman: El modelo de Coleman toma como base el de Turner, solo que este propone no hacer el ajuste de 20% para pozos con Pwh menores a 500 psi. En este caso se ven que al igual que Li, se queda corto en cuanto a la predicción del gasto crítico, ya que a 900 psi en cabeza de pozo Coleman propone un Gasto de 2.24 MMpcpd, un gasto que se encuentra por debajo de los 2.347 MMpcpd actuales, por lo tanto si se produce a ese gasto el pozo seguira teniendo flujo tipo bache e incluso una acumulación de líquidos mayor que la actual.

Modelo de Nosseir: Este modelo propone dos ecuaciones para diferentes regímenes de flujo a partir del Número de Reynolds, en este caso se tiene que a condiciones base el modelo de Nosseir propone un Gasto Crítico por encima del actual, siendo 2.72 MMpcd el gasto requerido para poder transportar el líquido a través de la tubería. Lo que quiere decir que en efecto el gasto actual del pozo según el modelo de Nosseir no es capaz de retirar el líquido de la tubería y necesita estar por encima del potencial productivo a dichas condiciones por lo que se sugiere manejar una presión en cabeza de pozo menor a 900 psi.

Modelo de Turner: Este es el modelo por excelencia para predecir la carga de líquido en un pozo de gas. El modelo trabaja eficazmente según sus autores a presiones de cabeza por encima de 1000 psi pero también es efectivo por debajo de este parámetro. En el caso de estudio los resultados que se obtienen por el modelo de Turner son similares a los de Nosseir, indicando que incluso manejando el máximo gasto a condiciones actuales no se logra arrastrar el líquido hasta superficie provocando que el pozo se encuentre en un estado inestable generando baches de líquidos y picos de presión. Cabe destacar que Zhou y Yuan, quienes consideran que la concentración de líquido es un factor de suma importancia para determinar la Velocidad Crítica, refuerzan el modelo de Turner cuando se cumplen ciertas condiciones.

Al igual que en el modelo de Nosseir, para satisfacer este modelo se necesita un gasto mayor al que el pozo puede aportar con una Pwh de 900 psi, por lo que se sugiere manejar una **Pwh** de **700** a **500 psi** dependiendo de las condiciones de superficie.

CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

8.1 Conclusiones.

Este trabajo presentó el problema principal en pozos de gas: **La carga de líquido**, así como los síntomas y métodos para poder eliminar dicha carga. Sin embargo la parte medular del trabajo está en la aplicación del Análisis Nodal y los modelos para determinar la Velocidad Crítica del gas, para así encontrar la condición óptima en que el pozo debe de fluir, y además predecir el comportamiento del mismo.

Las siguientes conclusiones se elaboraron en base al análisis del caso real de un pozo de gas con problemas de líquidos:

- ◆ El uso de un simulador especializado en combinación con rutinas en hoja de cálculo, facilita el análisis de las condiciones productivas del pozo.
- ◆ La introducción de los datos medidos del pozo y la validación de los mismos, para su uso en un simulador es esencial para obtener resultados confiables y significativos.
- ◆ La disminución de la presión en la cabeza (P_{wh}), trae consigo beneficios significativos como aumento de la producción de gas y aumento de la velocidad crítica del gas. Sólo debe asegurarse que esta P_{wh} mantenga los requerimientos de transporte en superficie, una condición de flujo sónico en el estrangulador ($P_{wh}=0.5 P_{idd}$) y que no aumenten significativamente los requerimientos de compresión.
- ◆ La reducción del diámetro del aparejo de producción o la introducción de una Sarta de Velocidad, son buenas opciones para incrementar la velocidad del gas en el pozo, siempre y cuando no se incremente significativamente la caída de presión por fricción. Sin embargo, esta reducción del diámetro hidráulico debe considerar la disminución correspondiente del gasto de gas producido y los costos asociados al adquirir un nuevo aparejo de producción o al de colgar una Tubería Flexible como Sarta de Velocidad.
- ◆ La identificación temprana de la carga de líquidos es fundamental para poder prevenir la formación de una columna que genere una carga hidrostática hacia la formación, con sus consecuentes daños crónicos y degenerativos.
- ◆ El conocimiento teórico en unión con la experiencia para identificar los síntomas que presenta un pozo cargado de líquidos, así como los conocimientos sobre los modelos de Velocidad Crítica y Análisis Nodal facilita la toma de decisiones para optimizar la producción.
- ◆ El análisis de los diferentes modelos es indispensable para determinar cuál de ellos se ajusta a las condiciones del pozo. En este caso el modelo

de Turner y Nossair se ajustan mejor, sin embargo no debe dejar de hacerse la comparación para diferentes casos.

- ◆ Los modelos son fáciles de utilizar ya que no implican ecuaciones de alto grado, y su complejidad radica en la discreción para su uso (rangos de aplicación o ajustes empíricos).
- ◆ La metodología que se emplea permite predecir y corregir problemas de carga de líquidos durante el diseño o la operación de los pozos de gas.
- ◆ La metodología utilizada no controla de manera permanente la carga de líquidos, esto significa que en algún momento se debe de hacer un análisis tomando en cuenta métodos de eliminación.

También es importante generar conciencia dentro de la industria energética, en dar la importancia requerida al Gas Natural, ya que a medida que pasa el tiempo se convierte en una energía de mayor demanda debido a sus ventajas económicas y ambientales sobre el petróleo y el carbón.

8.2 Recomendaciones.

- ◆ Para la simulación es necesario tomar datos recientes, reales y validados del pozo en cuestión.
- ◆ Cada pozo tiene condiciones de flujo y características del fluido diferentes, por lo que lo ideal es que no se tomen datos de pozos cercanos al pozo estudiado solo por pertenecer al mismo yacimiento, ya que esto entorpece el estudio y puede arrojar datos erróneos.
- ◆ A pesar de que Turner considera el cálculo de la Velocidad Crítica a condiciones de cabeza de pozo, es prioritario que la Velocidad Crítica se dé desde el fondo del pozo para evitar carga de líquidos.
- ◆ Mientras más datos se tengan del pozo la simulación es más cercana a la realidad, lamentablemente en ocasiones la dificultad para obtener dichos datos propicia vacíos de información, lo que provoca problemas a la hora de simular.
- ◆ Es necesario realizar un Análisis Nodal en el diseño del pozo para así predecir el comportamiento del mismo antes de que se presenten los problemas típicos o para corregir/optimizar las condiciones prevalecientes en el pozo.
- ◆ Se debe de utilizar la metodología que se aplica para el pozo después de cierto periodo de tiempo, debido a que a medida que pasa el tiempo la presión de yacimiento comienza a declinar, lo cual altera todo el análisis realizado.
- ◆ Realizar un seguimiento continuo a cada pozo para corroborar que esté operando a condiciones esperadas.

- ◆ Realizar un diseño considerando la carga de líquido, erosión de la tubería y métodos de eliminación de líquidos cuando la presión de yacimiento ha declinado demasiado, todo esto a fin de abarcar el ciclo de vida del pozo.
- ◆ Utilizar simuladores en régimen transitorio para el seguimiento de baches de líquidos en pozos de gas.
- ◆ Evitar el uso de modelos *Black Oil* en la simulación de pozos de gas, ya que su predicción en la generación de condensados no es representativa de un pozo de gas.
- ◆ Abundar en el estudio estadístico de los modelos de Velocidad Terminal en pozos de gas de México, ya que de éstos estudios se pueden obtener constantes o parámetros empíricos de ajuste para que los modelos reproduzcan las condiciones prevalecientes en los pozos del país.
- ◆ Operativamente, debe hacerse conciencia en los beneficios de no sobre-estrangular los pozos como medida de seguridad adicional para obtener flujo sónico en el estrangulador. Ya que al disminuir la presión de cabeza se obtienen beneficios importantes en la aportación de gas y su consecuente incremento en la velocidad.

BIBLIOGRAFÍA

1. Beggs, H. D. (1973). A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*.
2. Bellini, N. G. (2013). Acumulación de Líquido en Pozos de Gas. *Petrotecnia*.
3. Bizanti, M. S. (1989). How to Determine Minimum Flow Rate for Liquid Removal. *World Oil*.
4. Clavel, A. (2015). Apuntes del Comportamiento de Pozos Fluventes. México D.F.
5. Coleman, S. B. (1991). A New Look at Predicting Gas-Well Load Up. *Journal of Petroleum Technology*.
6. Fetkovitch, M. J. (1973). Vertical Flow Correlation in Gas Wells. *SPE(4529)*.
7. Flores, A. F. (2015). Metodología de Envoltorio Operativa para el Diseño de Pozos de Gas. México D.F.
8. Garaicochea, F. B. (1991). *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. México D.F.: CIPM.
9. Gilbert, W. E. (1954). *Flowing and Gas-Lift Well Performance*. Drilling and Production Practice.
10. Gou, B. G. (2006). A systematic Approach to Predicting Liquid Loading in Gas Wells. *SPE(94081)*.
11. Gray, H. E. (1974). Vertical Flow Correlation in Gas Wells. *API User's Manual for API 14*.
12. Lea, J. N. (2003). Gas Well Deliquification: Solution to Gas Well Liquid Loading Problems. Gulf Professional.
13. Lea, J. N. (2008). *Gas Well Deliquification*. Gulf Professional Publishing.
14. Lea, J. y. (1983). Gas Well Operation with Liquid Production. *SPE(11583)*.
15. Li, M. S. (2001). A New View on Continuous-removal Liquids on Gas Wells. *SPE(70016)*.
16. Maggiolo, R. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima, Perú: ESP Oil.
17. McCain, W. D. (1999). *The Properties of Petroleum Fluids*. PennWell Corp.
18. Nosseir, M. A. (1997). A New Approach for Accurate Prediction of Loading in Gas Wells Under Different Flowing Conditions. *SPE(37408)*.
19. Oudman, P. (2007). On the Flow Performance of Velocity to Unload Wet Gas Wells. *SPE(104605)*.
20. Paris, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
21. Rojas, G. (2003). Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. Puerto la Cruz.
22. Schlumberger. (2006). Revisión de los Yacimientos de Gas y Condensado.
23. Trammel, P. a. (1976). Continuous Removal of Liquids from Gas Wells by

use of Gas Lift. *SWPSC*.

24. Turner, R. .. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *Journal of Petroleum Technology*.
25. Zhou, D. Y. (2010). A New Model for Predicting Gas Well Liquid Loading. *SPE(120580)*.