



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:

MARTÍNEZ GÓMEZ JUANA ESTEFANIE
BASTOS REYES GELBERT RENEE

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. GÓMEZ CABRERA JOSÉ ÁNGEL



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., MARZO 2009.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-156

SRITA. JUANA ESTEFANIE MARTÍNEZ GÓMEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

INTRODUCCIÓN

- I PROPIEDADES DEL GAS NATURAL**
 - II FUNDAMENTOS DE YACIMIENTOS DE GAS**
 - III ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE GAS**
 - IV PROBLEMÁTICA EN POZOS DE GAS**
 - V MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F. a 12 de febrero de 2009

EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

14



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-155

SR. GELBERT RENEE BASTOS REYES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

INTRODUCCIÓN

- I PROPIEDADES DEL GAS NATURAL**
 - II FUNDAMENTOS DE YACIMIENTOS DE GAS**
 - III ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE GAS**
 - IV PROBLEMÁTICA EN POZOS DE GAS**
 - V MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

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

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

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F., a 12 de febrero de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO

“MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS.”

PRESENTADA POR:

JUANA ESTEFANIE MARTÍNEZ GÓMEZ

GELBERT RENEE BASTOS REYES

TESIS DIRIGIDA POR:

M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA.

SECRETARIO: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.

1ER. SUPLENTE: ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER.

2DO. SUPLENTE: DRA. ROCÍO GUADALUPE DE LA TORRE SÁNCHEZ.

Four handwritten signatures are written over horizontal lines, corresponding to the members of the professional exam jury listed in the text.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN

Aceptación de Trabajo Escrito

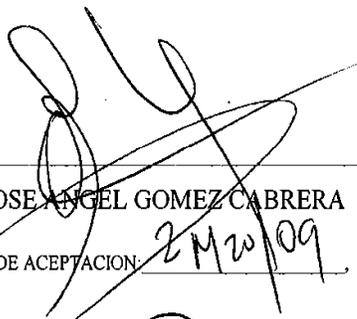
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional de la señorita MARTINEZ GOMEZ JUANA ESTEFANIE registrada con número de cuenta 30018566-5 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por la citada alumna.

Atentamente,



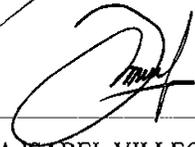
ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/03/09



M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA
FECHA DE ACEPTACION: 24/2/09



DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
FECHA DE ACEPTACIÓN: 9-Marzo-09



ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER
FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/marzo/09



DRA. ROCIO DE LA TORRE SANCHEZ
FECHA DE ACEPTACION: 12/03/09

FECHA DE EMISIÓN: 27 de Febrero de 2009.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCIÓN

Aceptación de Trabajo Escrito

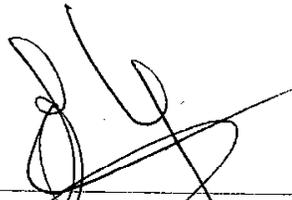
Mtro. José Gonzalo Guerrero Zepeda
Director de la Facultad de
Ingeniería de la U.N.A.M.
Presente.

En atención a su oficio en el que nos informa que hemos sido designados sinodales del Examen Profesional del señor BASTOS REYES GELBERT RENEE registrado con número de cuenta 40309788-7 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo desarrollado por el citado alumno.

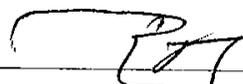
Atentamente,



ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/03/09



M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA
FECHA DE ACEPTACIÓN: 02 marzo /09



DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO
FECHA DE ACEPTACIÓN: 9/marzo/09



ING. MARIA ISABEL VILLEGAS JAVIER
FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/marzo/09



DRA. ROCIO DE LA TORRE SANCHEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 12/03/09

FECHA DE EMISIÓN: 27 de Febrero de 2009.



AGRADECIMIENTOS

Mamá no existe forma alguna para expresarte lo agradecida que estoy. Todo lo que soy te lo debo a ti. Eres lo máximo. Te amo Mamita

Papá, gracias por todo tu apoyo, cariño y consejos, que aunque no lo creas no he echado en saco roto. Ésta va por ti. Te amo Papi.

A mis hermanos, por su ejemplo, consejos y apoyo. Sin ustedes no sería lo mismo. Los quiero muchísimo gorditos.

A mis niños hermosos Oswa, Hoshi y Fer. Ustedes saben todo lo que significan para mí. Gracias por venir al mundo a alegrarme el alma. Los adoro mis pekes.

A mi familia, en especial a mis cuñados, por esos momentos de felicidad que hemos pasado juntos y que espero que no acabe.

A mi hermosa Universidad. "Por mi raza hablará el espíritu." Infinitas gracias.

A mi director de tesis M. I. José Ángel Gómez Cabrera por su paciencia, tiempo y gran apoyo durante toda mi carrera.

A mis sinodales y maestros por su tiempo, conocimientos y soporte que me han brindado.

A mi querida maestra María Isabel Villegas por tantos consejos que me han hecho ser mejor persona. Por todo ese apoyo incondicional y esa amistad que se a formado y que espero dure para siempre. Nunca la decepcionaré. La quiero mucho Inge.

Al Ing. Roque Riquelme por su grandiosa amistad, atención y guía. Por apoyarme cuando más lo he necesitado, mil gracias.

Al Activo Integral Macuspana y en especial al M. I. Tapia. Por todo el apoyo dado para la realización de este trabajo.

A mi amigo y compañero de tesis Gelbert por todo lo vivido en estos meses para lograr este triunfo.

A mis amigos Gelbert, Yari, Oscar (Chiquitirri), Paris, Manuel A., Juan Manuel (Apóstol), Josué, Albert, Jesús (Primito), Luis Vargas, Leslie, Jacky, Sindy, Marce y Julia P., por estar ahí en las buenas y en las malas. Por sus consejos y regaños, que aunque nos separe el destino la amistad estará ahí para siempre. “Que bello” es compartir las alegrías con ustedes amigos.

A mis compañeros de la Universidad por ese abrazo inesperado, por esa palmada en el hombro y por esas sonrisas milagrosas. Gracias chicos por su apoyo por en los momentos más difíciles de mi vida, y también gracias por los momentos de extrema felicidad y relajación.

Fa.

A mis padres:

Sebastiana Reyes Noceda por su amor, confianza, apoyo incondicional y paciencia a lo largo de mi carrera profesional, también por su apoyo en la carrera de la vida así como su ejemplo, consejos, su dedicación y por una enseñanza religiosa que le agradeceré siempre; agradezco a DIOS por tenerte como Madre.

Rogelio Bastos Hernández por su apoyo en las cosas que eran importantes para mí, por su confianza, por permitirme ser como soy, por su esfuerzo en ser el patriarca del hogar, Papá agradezco a DIOS tenerte en este tiempo.

A mis hermanos:

Audry y Rogelio por ser parte de mi vida y principalmente por cuidar de mí todo este tiempo, así como su apoyo en el hogar y la ayuda proporcionada a mi madre durante mi estancia en la Universidad. Los amo.

A mi familia:

A mi abuelita Josefina Hernández (Chepa) por sus frecuentes llamadas de atención y aunque ya no este aquí con nosotros, me dejó un legado determinante para mi formación como ser humano, como hijo y en un futuro como padre. Gracias abuelita....nunca te olvidaré.

A mi abuelito Rogelio Bastos Zetina por su apoyo para culminar mi carrera, por su tiempo y esfuerzo para lograr que mi estancia en el DF fuera más sencilla y sin tantas preocupaciones económicas.

A mis tíos Rosa Nelly Bastos Hernández y José Roberto Araiza Torres por darme un lugar donde vivir, por permitirme ser parte de su familia no sólo como sobrino, sino como un hijo más; por su apoyo moral, consejos, y el constante apoyo recibido que sólo una Madre y un Padre pueden dar; a sus hijos (mis primos) Ashmed Roberto y Grecia V. por su comprensión y por compartir conmigo su espacio, su tiempo, y principalmente el cariño de sus padres....siempre estarán en mi corazón.

A mis tías Telly, Emma, Maribel y Yoyi por el cariño que me brindan, por contar con ellas en cualquier momento y por el apoyo incondicional que han brindado a mis padres y a mis hermanos.

A mis primos (Kika, Kiko, Peña, Erick, Tifani y Jaredcito) por su amor y por aquellos momentos agradables. A mis sobrinos (León, Sadami, Barbi, Áaron) por quererme, por permitirme ser parte de sus vidas, por pensar en mí y preocuparse por la gente que amo; A mi cuñados (Felipe y Nury) por ser parte de mi familia; a mi familia en general por su comprensión y por estar a mi lado.

A mi Universidad por darme la oportunidad de desarrollarme como persona y como profesionalista.

A mi director de tesis M.I. José A. Gómez Cabrera por su tiempo y dedicación en la realización de este trabajo. A mis sinodales por su tiempo, esfuerzo y por ayudarme a cumplir con este requisito indispensable.

A la Ing. María Isabel Villegas por su ejemplo, regaños y por la enseñanza académica y profesional. Por sus consejos de la vida que me han hecho ser mejor persona. Por su amistad y compañía durante este tiempo en la Universidad. La quiero mucho y la admiro.

A mis amigos:

A Fanny por compartir conmigo no sólo parte de la carrera sino también por ser mi compañera en la realización de la tesis, pero principalmente por tu amistad y por los momentos agradables que pasamos durante toda la carrera.

A Fanny, Yarisol, Paris, Cristina Partida, Josué, Albert, Apóstol (Juan Manuel), Chucho (Ing. Zepeda), Manuel A. Silva, Moy, Oscar (Güero), Chucho del Castillo, Sindy, Victor, Erica y Marce, por estar conmigo en todo momento, por brindarme su apoyo y amistad; y en algunos casos su hogar para lograr este objetivo.

Al Ing. Roque Riquelme por su amistad, atención y guía en la realización de esta tesis. Al Activo Integral Macuspana y en especial al M. I. Carlos Tapia, por todo el apoyo dado para la realización de esta tesis, así como su opinión profesional en este trabajo.

A todos aquellos amigos y compañeros de la carrera que en varias ocasiones hemos compartido no solo materias, sino también momentos agradables (fiestas, congresos, zumpangazos, etc.)

Gelbert.

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	6
CAPÍTULO 1: PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	9
<u>1.1 COMPORTAMIENTO DE UN GAS IDEAL.....</u>	<u>9</u>
1.1.1 Ley de Boyle.....	10
1.1.2 Ley de Charles.....	10
1.1.3 Ley de Avogadro.....	11
1.1.4 Ley combinada de los gases.....	11
1.1.5 Densidad de un gas ideal.....	13
1.1.6 Teoría cinética de los gases ideales.....	13
<u>1.2 MEZCLA DE GASES IDEALES.....</u>	<u>14</u>
1.2.1 Ley de Dalton de las presiones parciales.....	14
1.2.2 Ley de Amagat de los volúmenes parciales.....	17
<u>1.3 PROPIEDADES DE UNA MEZCLA DE GASES IDEALES.....</u>	<u>19</u>
1.3.1 Peso molecular aparente.....	19
1.3.2 Gravedad específica del gas.....	19
<u>1.4 COMPORTAMIENTO DE UN GAS REAL.....</u>	<u>20</u>
<u>1.5 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....</u>	<u>21</u>
1.5.1 Factor de compresibilidad del gas.....	23
1.5.2 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases.....	24
1.5.3 Densidad del gas libre.....	25
1.5.4 Densidad relativa del gas.....	25
1.5.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.....	27
1.5.6 Factor de volumen del gas.....	27
1.5.7 Viscosidad del gas.....	28

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

1.5.8	<i>Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes.....</i>	28
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS DE YACIMIENTOS DE GAS.....		29
<u>2.1</u>	<u>CONCEPTOS BÁSICOS.....</u>	30
<u>2.2</u>	<u>TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS.....</u>	31
2.2.1	<i>Yacimientos de gas seco.....</i>	31
2.2.2	<i>Yacimientos de gas húmedo.....</i>	33
2.2.3	<i>Yacimientos de gas y condensado.....</i>	35
<u>2.3</u>	<u>FUNDAMENTOS DE FLUJO DE GAS EN TUBERÍAS.....</u>	38
2.3.1	<i>Ecuación general de energía.....</i>	38
2.3.2	<i>Pérdidas de presión por fricción.....</i>	40
2.3.2.1	<i>Ecuación de Darcy.....</i>	40
2.3.2.2	<i>Ecuación de Fanning.....</i>	41
2.3.2.3	<i>Factor de fricción.....</i>	41
2.3.2.4	<i>Rugosidad.....</i>	41
2.3.3	<i>Ecuación general de energía en unidades prácticas.....</i>	44
2.3.4	<i>Numero de Reynolds.....</i>	46
2.3.5	<i>Aspectos a considerar en la aplicación de la ecuación general de energía.....</i>	46
2.3.5.1	<i>Factor de fricción.....</i>	46
2.3.5.2	<i>Presión media.....</i>	47
2.3.5.3	<i>Eficiencia de flujo.....</i>	47
2.3.6	<i>Presencia de condensados.....</i>	47
<u>2.4</u>	<u>MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS.....</u>	49
2.4.1	<i>Presión de fondo estática.....</i>	49
2.4.1.1	<i>Método de presión y temperatura promedio.....</i>	50
2.4.1.2	<i>Método de Cullender-Smith.....</i>	50
2.4.2	<i>Presión de fondo fluyendo.....</i>	51
2.4.2.1	<i>Método de presión y temperatura promedio.....</i>	51
2.4.2.2	<i>Método de Cullender-Smith.....</i>	52

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE GAS.....	54
<u>3.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.....</u>	<u>55</u>
<u>3.2 CURVAS IPR.....</u>	<u>58</u>
3.2.1 <i>Métodos para graficar curvas IPR para pozos de gas.....</i>	60
<u>3.3 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LA TUBERÍA.....</u>	<u>63</u>
3.3.1 <i>Intersección de la curva de capacidad de transporte de tubería y la curva IPR.....</i>	64
<u>3.4 FLUJO DE GAS A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES.....</u>	<u>65</u>
3.4.1 <i>Válvulas de seguridad subsuperficiales.....</i>	67
<u>3.5 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA YACIMIENTOS DE GAS.....</u>	<u>67</u>
3.5.1 <i>Patrones de flujo.....</i>	68
3.5.2 <i>Conceptos básicos.....</i>	71
3.5.3 <i>Correlaciones de flujo multifásico para gas y condensado, gas húmedo y gas seco.....</i>	72
3.5.3.1 <i>Correlación de Duns y Ros.....</i>	73
3.5.3.2 <i>Correlación de Govier y Aziz.....</i>	73
3.5.3.3 <i>Correlación de Gray y Ros.....</i>	74
3.5.3.4 <i>Correlación Beggs y Brill.....</i>	74
.	.
<u>3.6 EJEMPLO DE ANÁLISIS NODAL.....</u>	<u>75</u>
CAPÍTULO 4: PROBLEMÁTICA EN POZOS DE GAS.....	78
<u>4.1 ANTECEDENTES.....</u>	<u>78</u>
<u>4.2 MODELO DE TURNER.....</u>	<u>78</u>
4.2.1 <i>Movimiento de las gotas de líquido atrapadas en el gas.....</i>	79
4.2.2 <i>Modelo de movimiento de arrastre de burbujas.....</i>	80

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

4.2.3	<i>Modelo de movimiento de arrastre de burbujas modificado.....</i>	81
4.3	CARGA DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS.....	83
4.3.1	<i>Etapas de la formación de carga de líquidos.....</i>	86
4.3.2	<i>Síntomas del colgamiento de líquidos en pozos de gas.....</i>	87
4.3.3	<i>Indicadores de carga de líquidos en pozos de gas.....</i>	88
4.4	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS.....	92
4.4.1	<i>Apertura de pozos a la atmósfera.</i>	93
4.4.2	<i>Inyección de nitrógeno a pozos.</i>	93
4.4.3	<i>Inyección de reactivos espumantes.....</i>	93
4.4.3.1	<i>Barras espumantes.....</i>	94
4.4.3.2	<i>Líquidos reactivos.....</i>	95
4.4.4	<i>Sarta de velocidad.....</i>	96
4.4.5	<i>Émbolo viajero.....</i>	96
4.4.6	<i>Válvula motora.....</i>	97
4.4.7	<i>Compresores a boca de pozo.</i>	97
4.5	PROBLEMÁTICA EN POZOS DE GAS EN MÉXICO.....	98
CAPÍTULO 5: MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS.....		101
5.1	COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	102
5.1.1	<i>Compresores.....</i>	102
5.1.1.1	<i>Tipo dinámico.</i>	103
5.1.1.2	<i>Desplazamiento positivo.....</i>	103
5.1.2	<i>Separadores.</i>	103
5.1.2.1	<i>Clasificación de los separadores.....</i>	105
5.1.3	<i>Motores.....</i>	106
5.1.4	<i>Enfriadores.....</i>	107

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

<u>5.2 MÉTODO NO CONVENCIONAL DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS</u>	108
5.2.1 <i>Principios de operación de los componentes del sistema</i>	109
5.2.1.1 <i>Principios de separación de hidrocarburos</i>	110
5.2.1.2 <i>Principio de compresión de gases</i>	113
<u>5.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MOTOCOMPRESIÓN</u>	114
5.3.1 <i>Especificaciones del equipo</i>	115
5.3.2 <i>Análisis del comportamiento del pozo</i>	117
<u>5.4 ETAPAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE POZOS</u>	119
5.4.1 <i>Información</i>	119
5.4.2 <i>Proceso general para el análisis nodal de un pozo</i>	124
<u>5.5 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE MOTOCOMPRESIÓN EN EL ACTIVO “A”</u>	126
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
APÉNDICE.....	131
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.....	137
NOMENCLATURA.....	140

INTRODUCCIÓN

Durante la última década, la demanda de gas natural en México ha crecido a un ritmo superior al de su producción. Para satisfacer de manera eficiente, segura y oportuna las necesidades del país, Pemex ha realizado importaciones de gas natural y gas LP proveniente de diferentes países.

Desde el 2002 se mantiene una tendencia creciente en la producción de gas natural; durante el periodo enero-septiembre de 2008 la producción de gas natural aumentó 13.7 por ciento, al pasar de 5 mil 982 millones de pies cúbicos diarios a 6 mil 804 millones, lo que significó un incremento de 822 millones de pies cúbicos al día. Cabe mencionar que a partir del mes de octubre del 2008 superó los 7000 mmpcd cantidad por de más relevante que permite incrementar la oferta nacional.

Aún cuando en teoría existen suficientes reservas de gas en el mundo para satisfacer sus necesidades durante los siguientes 60 años, estas reservas están concentradas principalmente en el Medio Oriente, Asia-Pacífico y África.

Por otra parte, las condiciones de reservas, producción y consumo en Norteamérica, han ocasionado que se observe una fuerte volatilidad en los precios del gas.

Dadas las perspectivas de demanda para los próximos años, Pemex ha planteado proyectos para incrementar la oferta interna de gas a través de la explotación de campos existentes y el descubrimiento y desarrollo de nuevos campos (proyectos exploratorios de incorporación de reservas).

Los tiempos de maduración y el riesgo inherente a los proyectos exploratorios, ocasionan incertidumbre sobre los escenarios prospectivos de producción, por lo que es importante generar alternativas para diversificar las fuentes de abastecimiento de gas natural.

En nuestro país las regiones productoras de gas, han incrementado su producción debido a los descubrimientos en los últimos años de nuevos campos productores y/o la ampliación de campos ya desarrollados, así como a la aplicación de tecnología de vanguardia en todas las fases del proceso de la exploración-producción y la creciente actividad exploratoria.

Pemex logró una producción récord de mil 415 millones de pies cúbicos de gas al día en la Cuenca de Burgos, volumen que representa 21% de la producción total de gas en México, lo cual ha convertido a esta región como la más importante fuente productora de gas en el país.

El Proyecto Burgos tiene como objetivo satisfacer la creciente demanda de gas, mediante la explotación del potencial productivo de la cuenca, maximizando su valor económico a largo plazo.

Este logro se debe a que Pemex Exploración y Producción ha pasado a la cartera de inversiones, muchos proyectos que debido a la gran producción de Cantarell, fueron desplazados por ser considerados de menor rentabilidad comparados con los proyectos de Cantarell, más ahora para compensar la fuerte caída de Cantarell, estos proyectos fueron reactivados.

En la Región Sur durante los últimos años se ha incrementado la actividad en muchas áreas de Ingeniería Petrolera; una de las más importantes es la reactivación de algunos pozos los cuales estaban programados para taponamiento, así como el descubrimiento de nuevos campos y la búsqueda de extensiones en diversas cuencas de la región.

En el Capítulo 1 de esta tesis se explica el comportamiento de las propiedades del gas natural. En el Capítulo 2 se da una explicación sobre los fundamentos de los yacimientos de gas que incluye los diferentes tipos de yacimientos, el comportamiento de los fluidos a través de las tuberías de producción y algunos métodos para calcular las caídas de presión en pozos de gas natural.

En el Capítulo 3 se explica un procedimiento matemático conocido como análisis nodal que permite optimizar el sistema integral de producción con pozos productores de gas. En el Capítulo 4 se presentan los diferentes factores que influyen para la presencia de líquido y la problemática que genera en pozos productores de gas.

Finalmente, se presenta en el Capítulo 5 el método de producción con el uso de equipo de compresión a boca de pozo, recomendable para pozos de gas depresionados con carga de líquido. Se presentan ejemplos de casos reales donde el sistema ha sido aplicado con resultados satisfactorios, mismos que han permitido incrementar la producción de varios pozos de gas dando lugar a que este método se extienda a más pozos con características similares y como consecuencia continúen produciendo por más tiempo.

2. La atracción intermolecular es pequeña bajo cualquier condición. Así, resulta claro que un gas ideal es hipotético, ya que cualquier gas debe contener moléculas que ocupan un volumen definido y ejercen atracciones entre sí.

1.1.1 Ley de Robert Boyle

Del experimento realizado por Robert Boyle (1627-1691), se observó que el volumen de cualquier cantidad definida de gas a *temperatura constante* variaba inversamente a la presión ejercida sobre él. Si se expresa matemáticamente, establece que a temperatura constante:

$$V = \frac{1}{p}, \text{ o que } V = \frac{K_1}{p}, \quad (1.1)$$

donde V es el volumen y p es la presión del gas, mientras que K_1 es el factor de proporcionalidad cuyo valor depende de la temperatura, el peso del gas, su naturaleza, y las unidades en que se exprese, p y V ; por lo que la ecuación anterior conduce a lo siguiente:

$$pV = K_1. \quad (1.2)$$

De la ecuación anterior se puede deducir que en cierto estado la presión y el volumen del gas son p_1 y V_1 , mientras que en otro serían p_2 y V_2 , a temperatura constante se cumple:

$$p_1V_1 = K_1 = p_2V_2, \text{ entonces tenemos: } \frac{p_1}{p_2} = \frac{V_2}{V_1}. \quad (1.3)$$

1.1.2 Ley de Jacques Charles

El trabajo experimental atribuido a Jacques Charles permite descubrir que el volumen de una cantidad definida de gas a *presión constante* es directamente proporcional a la temperatura para una masa de gas, es decir:

$$V = K_2T \quad ; \quad \frac{V}{T} = K_2, \quad (1.4)$$

donde K_2 es un factor de proporcionalidad determinado por la presión, la naturaleza del gas y las unidades de V .

1.1.3 Ley de Amadeo Avogadro

Esta ley establece que *volúmenes iguales de todos los gases, a la misma presión y temperatura, contiene igual número de moléculas*. El número de moléculas por mol de cualquier gas es una constante física importante conocida como *Número de Avogadro*, y está representada por el símbolo N ; se determina por diversos métodos y el mejor valor actual de esta cantidad es 6.0229×10^{23} moléculas por gramo-mol y 2.73×10^{26} moléculas por lb-mol.

1.1.4 Ley combinada de los gases

La ley de Boyle y la Ley de Charles dan separadamente la variación del volumen de un gas con la presión y la temperatura. Si se desea obtener un cambio simultáneo, se procede de la siguiente manera:

Se considera una cantidad de gas a p_1 , V_1 y T_1 y suponemos que se desea obtener el volumen del gas V_2 a p_2 y T_2 . Primero se comprime (o se expande) el gas desde p_1 a p_2 a temperatura constante T_1 , el volumen resultante V_x será entonces de acuerdo con la Ley de Boyle.

$$\frac{V_x}{V_1} = \frac{p_1}{p_2}, \text{ despejando } V_x: \quad V_x = \frac{p_1 V_1}{p_2}. \quad (1.5)$$

Si ahora el gas a V_x , p_2 y T_1 es calentado a presión constante p_2 desde T_1 a T_2 , el estado final a $p_2 T_2$ tendrá un volumen V_2 dado por la Ley de Charles, esto es:

$$\frac{V_2}{V_x} = \frac{T_2}{T_1}, \text{ despejando } V_2: \quad V_2 = \frac{T_2 V_x}{T_1}. \quad (1.6)$$

Si se sustituye en la ecuación 1.6, el valor de V_x , Tenemos que V_2 se transforma en:

$$V_2 = \frac{p_1 V_1 T_2}{p_2 T_1}. \quad (1.7)$$

al reagrupar términos se observa que:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2} = R = \text{constante.} \quad (1.8)$$

Es decir, la relación $\frac{pV}{T}$ para cualquier estado gaseoso es una constante (R); cuando la cantidad del gas es igual a un peso molecular, tenemos $\frac{pV_M}{T} = R$, a partir de esta ecuación no se puede conocer si R es igual para todos los gases ideales. Por lo tanto, a partir de este punto se tiene que tomar en cuenta la Ley de Avogadro. Por lo que al final de la combinación de estas tres leyes, tenemos la Ley de los Gases Ideales y se representa con la siguiente ecuación:

$$pV = nRT, \quad (1.9)$$

donde n es el número de moles de un gas y se define como: $n = \frac{m}{M}$, sustituyendo esta expresión en la ecuación 1.9, se obtiene:

$$pV = \left[\frac{m}{M} \right] RT, \quad (1.10)$$

donde:

p = presión absoluta, [lb/pg²abs].

V = volumen, [pie³].

T = temperatura absoluta, [°R].

n = número de moles del gas, [lb-mol].

m = masa del gas, [lbm].

M = peso molecular, [lbm / lbm-mol].

R = constante universal de los gases

(10.730 lb/pg²abs pie³ / lb-mol °R).

Todos los parámetros muestran unidades utilizadas en la ingeniería petrolera.

La ecuación 1.9 representa la ecuación de los gases ideales, una de las más importantes; establece una relación directa entre el volumen, temperatura, presión y el número de moles de un gas, y permite toda clase de cálculos cuando se conoce el valor de R.

1.1.5 Densidad de un gas ideal

La densidad se define como la masa de un volumen dado de una sustancia. Es la relación de masa a volumen, es decir, masa dividido por el volumen.

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{(pM)}{RT}, \quad (1.11)$$

donde ρ_g es la densidad del gas, [lbm/pie³].

Esta ecuación proporciona resultados aceptables cuando los gases se encuentran sometidos a bajas presiones. Pero para el cálculo de las propiedades físicas de los gases naturales a altas presiones, el uso de la ecuación 1.11 para gases ideales podría dar errores mayores al 500%, comparados con los errores que se presentan al utilizar esta ecuación pero en condiciones atmosféricas que van del 2 al 3%.

1.1.6 Teoría cinética de los gases ideales

Se han mostrado los principios de conducta de los gases obtenidos por experimentación, pero la *teoría cinética* pretende poner en claro la conducta de estos gases por procedimientos teóricos. El principio básico de la teoría cinético-molecular es que las moléculas de gas se mueven constantemente y en desorden. Siete postulados básicos se pueden deducir de este principio:

1. Todos los gases están formados por diminutas partículas llamadas moléculas o átomos.
2. Las moléculas de un gas están ampliamente separadas unas de otras (a menos que el gas esté sometido a alta presión). El espacio entre las moléculas está vacío.
3. Las moléculas de un gas se mueven constantemente, su velocidad es alta, su trayectoria es recta, pero su dirección es al azar.
4. La velocidad de las moléculas de un gas aumenta cuando la temperatura sube y disminuye cuando la temperatura baja.

5. Las moléculas de un gas se mueven a diferentes velocidades, pero a una temperatura dada la energía cinética media de todas las moléculas del gas es la misma.
6. Las moléculas chocan regularmente entre ellas y con las paredes del recipiente.
7. Cuando las moléculas del gas chocan, no hay pérdida de energía.

Al desconocer el tamaño de las moléculas y su interacción, este tratado teórico se limita a los gases ideales, podemos decir que un gas ideal presenta las siguientes propiedades:

1. El volumen ocupado por las moléculas es insignificante en comparación con el volumen total ocupado por el gas.
2. Las fuerzas de atracción y repulsión entre las moléculas y las paredes del contenedor en donde se aloja el gas son despreciables.
3. Los choques entre las moléculas son perfectamente elásticas (no existiendo pérdida de energía interna durante los choques).

1.2 MEZCLA DE GASES IDEALES

Para la ingeniería petrolera es importante el comportamiento de mezclas de gases, ya que los gases naturales se presentan como una mezcla y rara vez como componentes puros. Es momento de introducir las leyes que gobiernan el comportamiento de las mezclas de gases ideales, para después entender de una forma más clara el comportamiento de una mezcla de gases reales.

1.2.1 Ley de Dalton de las presiones parciales

La ley de Dalton de las presiones parciales dice que a temperatura constante la presión ejercida por una mezcla de gases en un volumen definido, es igual a la suma de las presiones individuales que cada gas ejercería si ocupase sólo el volumen total. En forma matemática:

$$P_{total} = p_1 + p_2 + p_3 + \dots, \quad (1.12)$$

donde las presiones individuales, p_1 , p_2 , p_3 , etc., se denominan presiones parciales de los gases respectivos. La presión parcial de cada componente puede concebirse como la presión que ejercería si estuviera aislado en el mismo volumen y a igual temperatura que en la mezcla.

En función de las presiones parciales la ley de Dalton puede establecerse de nuevo, así: la presión total de una mezcla de gases es igual a la suma de las presiones parciales de los componentes individuales de la mezcla.

Considere una mezcla gaseosa compuesta de n_1 moles de gas, n_2 moles de otro gas, y n_3 moles de un tercero. Si consideramos que el volumen total es V y la temperatura T ; si las condiciones de presión y temperatura no son extremas, las leyes de los gases ideales serían válidas para cada gas en la mezcla y se obtiene para las respectivas presiones parciales:

$$p_1 = \frac{n_1 RT}{V}, \quad (1.13a)$$

$$p_2 = \frac{n_2 RT}{V}, \quad (1.13b)$$

$$p_3 = \frac{n_3 RT}{V}. \quad (1.13c)$$

De acuerdo con la ley de Dalton, la presión total se convierte en

$$p = \frac{n_1 RT}{V} + \frac{n_2 RT}{V} + \frac{n_3 RT}{V} \quad ; \quad p = \frac{n_t RT}{V}, \quad (1.14)$$

$$p = \frac{(n_1 + n_2 + n_3) RT}{V}$$

donde $n_t = (n_1 + n_2 + n_3)$ = número total de moles del gas en la mezcla.

Partiendo de la ecuación 1.14 se observa que las leyes de los gases se pueden aplicar a las mezclas igualmente que a los gases puros y en forma idéntica, si dividimos las ecuaciones 1.13a-1.13c entre la ecuación 1.14 se obtiene que:

$$p_1 = \left(\frac{n_1}{n_t} \right) p + \dots \quad (1.15a)$$

$$p_2 = \left(\frac{n_2}{n_t} \right) p, \quad (1.15b)$$

$$p_3 = \left(\frac{n_3}{n_t} \right) p, \quad (1.15c)$$

$$p_i = \left(\frac{n_i}{n_t} \right) p. \quad (1.15d)$$

Como las fracciones $\left(\frac{n_1}{n_t} \right), \left(\frac{n_2}{n_t} \right), y, \left(\frac{n_3}{n_t} \right)$ representan los moles de un componente particular en la mezcla, divididos por el número total de moles presentes, estas cantidades se llaman *fracciones molares* y se designan con los símbolos y_1, y_2, y_3, \dots , etc., respectivamente.

La suma de estas fracciones molares para un sistema debe ser igual a 1, es decir:

$$y_1 + y_2 + y_3 + \dots + y_i = 1. \quad (1.16)$$

En función de estas definiciones, *la presión parcial de cualquier componente en una mezcla gaseosa es igual a la fracción molar de aquél multiplicado por la presión total.*

Esto es cierto cuando la ley de los gases ideales se aplica a cada uno de los constituyentes de la mezcla, por lo tanto al final tenemos:

$$p_i = y_i p, \quad (1.17)$$

donde:

p_i es la presión parcial del componente i , [lb/pg²abs].

y_i es la fracción mol del componente i .

1.2.2 Ley de Amagat de los volúmenes parciales

Esta ley dice que *en una mezcla cualquiera de gases, el volumen total puede ser considerado como la suma de los volúmenes parciales de los componentes de la mezcla, es decir:*

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + \dots, \quad (1.18)$$

donde V es el volumen total mientras V_1, V_2, V_3 , etc., son volúmenes parciales. El volumen parcial de un componente es aquél que ocuparía si estuviese presente solo a una temperatura dada y a la presión total de una mezcla. Empleando un argumento similar al empleado para las presiones parciales, es fácil demostrar que si las leyes de los gases son aplicables de nuevo, entonces:

$$V_1 = y_1 V, \quad V_2 = y_2 V, \quad \text{etc.} \quad (1.19)$$

$$V_i = y_i V, \quad (1.20)$$

donde V_1, V_2, V_i , etc., son volúmenes parciales, y_1, y_2, y_i , etc., las fracciones molares y V el volumen total a cualquier presión y temperatura. Las leyes de Dalton y Amagat son equivalentes y se cumplen igualmente bien con gases cuya conducta se aproxima a la ideal, es decir, cuando no se hallan próximos a las temperaturas de condensación o sometidos a presiones demasiado elevadas, ya que en ese caso exhiben atracciones intermoleculares considerables que no son generales sino específicas de la composición y naturaleza de las sustancias. En general, la ley de los volúmenes parciales se mantiene algo mejor que la de las presiones parciales a presiones elevadas y temperaturas bajas.

Ya se ha definido lo que es una fracción molar, pero es conveniente también definir lo que es una fracción peso y una fracción volumen, puesto que serán de gran ayuda para resolver problemas dentro de la ingeniería petrolera.

Fracción peso: La fracción peso de cualquier componente se define como el peso del componente dividido por el peso total.

$$w_1 = \frac{m_i}{m} = \frac{m_i}{\sum m_i}, \quad (1.21)$$

donde:

w_i , es la fracción del peso del componente i .

m_i , peso del componente i en la fases gaseosa en unidades de peso.

m , peso total de la mezcla de gas en unidades de peso.

Fracción volumen: La fracción volumen de un componente específico en la mezcla se define como el volumen de ese componente dividido por el total del volumen de la mezcla.

$$v_i = \frac{V_i}{V} = \frac{V_i}{\sum V_i}, \quad (1.22)$$

donde:

v_i , es la fracción volumen del componente i en la fase de gas.

V_i , es el volumen ocupado por el componente i en la mezcla.

V , es el volumen total de la mezcla.

Es conveniente en muchos cálculos de ingeniería, convertir la fracción mol a fracción peso o viceversa. El procedimiento para convertir la composición del gas en fracción mol a fracción peso, asume los siguientes pasos:

Paso 1.

Se asume que el número total de moles de la fase de gas es igual a 1, esto es, $n=1$.

Paso 2.

Por lo tanto si $y_i = \frac{n_i}{n}$, entonces $n_i = y_i$.

Paso 3.

Se sabe que el número de moles del componente es igual al peso del componente dividido por el peso molecular del componente, entonces el peso del componente puede ser expresada por:

$$m_i = y_i M_i \quad \text{Y} \quad m = \sum m_i = \sum y_i M_i .$$

Paso 4.

De la definición de fracción peso, tenemos $w_i = \frac{m_i}{m}$ entonces:

$$w_i = \frac{y_i M_i}{\sum y_i M_i} . \quad (1.23)$$

Similarmente se puede convertir la fracción mol, aplicando la siguiente relación:

$$y_i = \frac{w_i / M_i}{\sum w_i / M_i} . \quad (1.24)$$

1.3 PROPIEDADES DE UNA MEZCLA DE GASES IDEALES

En la ingeniería petrolera es importante el estudio del comportamiento volumétrico y la evaluación de las propiedades básicas de una mezcla de gases naturales. Por tal motivo es apropiado definir las propiedades físicas de una mezcla de gases.

1.3.1 Peso molecular aparente

Considerando que una mezcla de gases está compuesta por moléculas de varias dimensiones e impurezas, el cálculo de su peso molecular no se puede decir que sea el exacto o el estrictamente correcto. Si se considera que una mezcla de gas muestra un comportamiento como el de un gas puro siendo posible la definición de su peso molecular, al cual se le denomina *peso molecular aparente* y es definido como:

$$M_a = \sum y_i M_i , \quad (1.25)$$

donde:

M_a , peso molecular aparente de la mezcla.

y_i , fracción mol del componente i .

M_i , peso molecular del componente i .

1.3.2 Gravedad específica del gas

La gravedad específica del gas, se define como la relación de la densidad del gas con respecto a la densidad del aire seco, a las mismas condiciones de p y T . La gravedad

específica del gas también es conocida como “*densidad relativa del gas*”, a pesar que para algunos autores este último término no es muy correcto, ya que consideran que es un término exclusivo de los líquidos, además de ser utilizado únicamente por el Sistema Internacional (SI)¹, simbólicamente se representa de la siguiente manera:

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}}, \quad (1.26)$$

donde γ_g es la gravedad específica del gas.

Asumiendo que el comportamiento de ambos (gas y aire), se puede representar mediante la ecuación de los gases ideales, entonces la gravedad específica puede ser representada por:

$$\gamma_g = \frac{\left(\frac{pM_{gas}}{RT} \right)}{\left(\frac{pM_{aire}}{RT} \right)} = \frac{M_{gas}}{M_{aire}} = \frac{M_{gas}}{28.96} \quad (1.27)$$

$$\gamma_g = \frac{M_{gas}}{28.96} = \frac{M_a}{28.96}. \quad (1.28)$$

La ecuación 1.27 representa la gravedad específica de un gas en función de su peso molecular y 28.96 es el peso molecular del aire; si se tratara de una mezcla de gases se tendría la ecuación 1.28, donde M_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gas que se tenga y 28.96 es el peso molecular aparente del aire. Haciendo un análisis dimensional, observamos que la gravedad específica es adimensional.

1.4 COMPORTAMIENTO DE UN GAS REAL

Los yacimientos de gas natural producen hidrocarburos que existen principalmente en fase gaseosa a las condiciones del yacimiento. Es una acumulación natural de una mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa e impurezas. Sus componentes típicos son: metano, etano y en menor cantidad propano y más pesados. Los no hidrocarburos contenidos en el gas pueden clasificarse en dos grupos; el primer grupo son elementos que diluyen como el vapor de agua,

N₂ y CO₂; el segundo grupo es el de los contaminantes tales como el H₂S y otros componentes del sulfuro que reducen el poder calorífico del gas.

El gas natural es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, incoloro e inodoro y es uno de los gases inflamables más estables. Su poder calorífico es de 1,000 Btu/pie³. Es importante saber que sería imposible o casi imposible que los gases que se encuentren en un yacimiento al que se desea explotar, se comporten como gases ideales. Ya que las condiciones bajo las que se encuentran son muy diferentes a las consideradas para un gas ideal.

Se ha demostrado experimentalmente que el utilizar la ecuación de los gases ideales para conocer el comportamiento de los gases reales da como resultado errores considerables, así que la mejor manera de ajustar la ecuación de los gases ideales a los gases reales es mediante la introducción de un factor de corrección, conocido como "*Factor de compresibilidad Z*".² Introduciendo este valor a la ecuación 1.9, se obtiene:

$$pV = ZnRT . \quad (1.29)$$

Donde Z es el factor de compresibilidad de los gases, también conocido como *factor de desviación* o *factor Z*.

1.5 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

Como antecedente a esta parte es necesario conocer sobre el factor "Z", El factor de compresibilidad se define como la razón de volumen realmente ocupado por un gas a determinada presión y temperatura, al volumen que ocuparía si fuese perfectamente ideal. Para un gas ideal el factor de compresibilidad "Z" es igual a uno, para todas las temperaturas y presiones. Para el caso de los gases reales el factor de compresibilidad suele variar con ambas variables, y su desviación de la unidad es un índice del comportamiento ideal.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} . \quad (1.30)$$

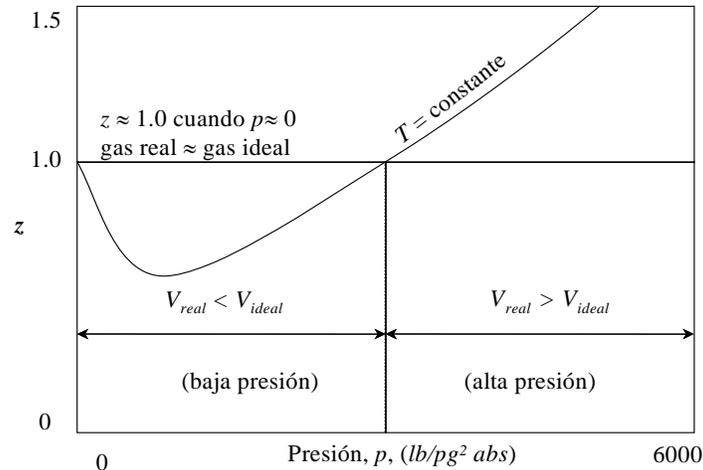


Figura 1.1 Forma típica del factor de compresibilidad “Z” en función de la presión a temperatura constante.

De acuerdo a la Figura 1.1, el factor de compresibilidad no es constante; éste varía con cambios en la composición, presión y temperatura. A bajas presiones la distancia entre las moléculas es considerable, y el factor de compresibilidad tiende a uno comportándose como un gas ideal, a presiones intermedias existe atracción molecular lo cual hace que el volumen real sea menor que el ideal y el factor de compresibilidad sería menor a uno, y a presiones altas las fuerzas repulsivas actúan, es decir, el volumen real es mayor que el volumen ideal y el factor de compresibilidad es mayor a uno.

En varios estudios experimentales de gases reales o puros como el metano, etano y propano, éstos mostraron una relación entre sus factores de compresibilidad, “Z”, y la presión y la temperatura; se puede ver que las isotermas del factor de compresibilidad son muy semejantes, esto debido a la ley de estados correspondientes que establece: “*Todos los gases reales se comportan similarmente (por ejemplo el factor Z) cuando son analizados en función de la presión reducida, volumen reducido y temperatura reducida*”.³

Esta ley es más exacta si los gases presentan similares características moleculares, dentro de la ingeniería petrolera los gases que se manejan presentan características moleculares semejantes; es decir, están primariamente compuestos de moléculas de la misma clase de compuestos orgánicos conocidos como hidrocarburos parafínicos.

Además este principio puede ser aplicable a una mezcla de gases basándonos en el hecho de que el factor de compresibilidad es una función universal de la presión reducida y la temperatura reducida, razón por la cual Kay⁴ en 1936 introduce el concepto de valores pseudo-críticos para una mezcla (llamadas Reglas de mezclado) en vez de los valores críticos de los hidrocarburos; así como él, hubo otros que hicieron grandes contribuciones en esta área como: Steward en 1958, Standing y Katz⁵ en 1942, Yarborough⁶, Dranchunk⁷ en conjunto con Purvis y Robinson en 1974, y el método para el cálculo de Z a presiones altas ($p > 5000$ lb/pg²abs y densidades mayores o iguales que 0.7) desarrollado por Hall K. R. y Yarborough.⁸

Todos estos trabajos ayudaron a conocer de forma más exacta el comportamiento de los gases, así como su comportamiento dentro de una mezcla de gases, ya que es la forma como lo encontramos en la naturaleza y de esta manera estudiarlo de forma más adecuada, es importante saber que existen todos estos desarrollos aunque no sea parte principal de este trabajo de tesis de forma que nos ayude a tener una comprensión mayor del tema y poder ampliarlo en caso de ser necesario.

1.5.1 Factor de compresibilidad del gas⁹

Dranchunk⁷, Purvis y Robinson en 1974, desarrollaron una correlación basada en la ecuación de estado de Benedict-Wedd-Rubin. Los 8 coeficientes de la ecuación propuesta se determinaron a partir de 1500 puntos localizados en la carta de Standing, para el cálculo del factor de compresibilidad como se muestra la ecuación más adelante.

Utilizando la correlación de Standing, las ecuaciones 1.31 y 1.32 son para las condiciones pseudocríticas del gas:

Para gas seco:

$$\begin{aligned} T_{pc} &= 167 + 316.67 \gamma_{gf} \\ P_{pc} &= 702.5 - 50 \gamma_{gf} \end{aligned} \quad (1.31)$$

Para gases húmedos:

$$\begin{aligned} T_{pc} &= 238 + 210 \gamma_{gf} \\ P_{pc} &= 740 - 100 \gamma_{gf} \end{aligned} \quad (1.32)$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z en la ecuación (1.33):

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}}, \quad p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}}, \quad \rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}}.$$

$$Z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{pr}} + \left(\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right) \left(1 + A_8 \rho_r^2 \right) \exp(-A_8 \rho_r^2), \dots(1.33)$$

donde:

$A_1 = 0.31506$	$A_4 = 0.5353$	$A_7 = 0.68157$
$A_2 = -1.0467$	$A_5 = -0.6123$	$A_8 = 0.68446$
$A_3 = -0.5783$	$A_6 = -0.10489$	

El procedimiento consiste en suponer un valor de Z y obtener ρ_r , para ese valor supuesto. Se calcula Z con la ecuación anterior y se compara con el supuesto, si no coinciden estos valores, se hace para la siguiente iteración el valor de Z supuesto igual al valor de z calculado. El procedimiento se repite hasta caer dentro de una tolerancia preestablecida (se recomienda menor o igual a 0.001). Este procedimiento es para calcular Z a presiones menores de 5,000 [lb/pg² abs] y densidades relativas menores o iguales que 0.7.

1.5.2 Correcciones para el factor de compresibilidad del gas por presencia de otros gases.

Las propiedades pseudocríticas de gases que contiene cantidades apreciables de CO₂ y H₂S, pueden calcularse por el método de Standing⁵-Katz, modificado por Wichert y Aziz². La modificación de este método consiste en usar un factor de ajuste (ϵ_3) para calcular la presión y temperatura pseudocríticas:

$$T'_{pc} = T_{pc} - \epsilon_3. \quad (1.34)$$

$$P'_{pc} = \frac{P_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + y_{H_2S}(1 - y_{H_2S}) \varepsilon_3}. \quad (1.35)$$

ε_3 se determina con base en las fracciones molares de CO_2 y H_2S de la siguiente manera:

$$\varepsilon_3 (^{\circ}R) = 120 \left(y_{CO_2}^{0.9} - y_{H_2S}^{1.6} \right) + 15 \left(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4 \right), \quad (1.36)$$

donde:

y_{CO_2} , Es la suma de las fracciones molares de CO_2 y H_2S .

y_{H_2S} , Es la fracción molar de H_2S .

1.5.3 Densidad del gas libre

$$\rho_g = \frac{0.0764 \gamma_{gf}}{B_g}. \quad (1.37)$$

1.5.4 Densidad relativa del gas

Existen 3 tipos de densidades relativas del gas. La densidad relativa que generalmente se tiene como dato, es la del gas producido (γ_g).

$$\gamma_g = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_{gi} q_{gi}}{q_g}, \quad (1.38)$$

donde:

n = número de etapas de separación.

γ_{gi} = densidad relativa de gas en la salida del separador i .

q_{gi} = gasto de gas a la salida del separador i [pies³ @ c.s./dia].

q_g = gasto de gas a la entrada del separador [pies³ @ c.s./dia].

La densidad relativa del gas disuelto puede obtenerse con la correlación de katz¹⁰.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + 0.02^{\circ} API + R_s \times 10^{-6} (0.6874 - 3.5864^{\circ} API). \quad (1.39)$$

El valor de la densidad relativa del gas libre puede obtenerse de un balance másico:

$$W_g = W_{gd} + W_{gf} \quad , \text{ donde :} \quad (1.40)$$

$$W_g = R \left(\frac{pie_g^3 @ c.s.}{bl_o @ c.s.} \right) q_o \left(\frac{bl_o @ c.s.}{día} \right) x 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s.} \right) x \gamma_g \left(\frac{\frac{lb_g}{pie_g^3 @ c.s.}}{\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s.}} \right), \quad (1.41)$$

$$W_g = 0.0764 R q_o \gamma_g ; \quad (1.42)$$

$$W_{gd} = R_s \left(\frac{pie_{gd}^3 @ c.s.}{bl_o @ c.s.} \right) q_o \left(\frac{bl_o @ c.s.}{día} \right) x 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s.} \right) x \gamma_{gd} \left(\frac{\frac{lb_{gd}}{pie_{gd}^3 @ c.s.}}{\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s.}} \right), \quad (1.43)$$

$$W_{gd} = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} ; \quad (1.44)$$

$$W_{gf} = (R - R_s) \left(\frac{pie_{gl}^3 @ c.s.}{bl_o @ c.s.} \right) q_o \left(\frac{bl_o @ c.s.}{día} \right) x 0.0764 \left(\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s.} \right) x \gamma_{gf} \left(\frac{\frac{lb_{gl}}{pie_{gl}^3 @ c.s.}}{\frac{lb_{aire}}{pie_{aire}^3 @ c.s.}} \right), \quad (1.45)$$

$$W_{gf} = 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf} , \quad (1.46)$$

donde:

W_g = es el gasto másico total de gas producido en $lb_m/día$.

W_{gd} = es el gasto másico del gas disuelto en $lb_m/día$.

W_g = es el gasto másico del gas libre en $lb_m/día$.

Sustituyendo las ecuaciones 1.42, 1.44, 1.46 en la ecuación 1.40, tenemos:

$$0.0764 R q_o \gamma_g = 0.0764 R_s q_o \gamma_{gd} + 0.0764 (R - R_s) q_o \gamma_{gf}. \quad (1.47)$$

Resolviendo para γ_{gf} :

$$\gamma_{gf} = \frac{R \gamma_g - R_s \gamma_{gd}}{R - R_s}. \quad (1.48)$$

1.5.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas¹¹

Se define como el cambio fraccional del volumen en función del cambio de presión a una temperatura constante, en forma matemática:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.49)$$

Recordando la ecuación para gases reales:

$$pV = ZnRT, \quad (1.50)$$

despejando V de la ecuación 1.42, tenemos: $V = nRT \left(\frac{Z}{p} \right)$ derivando la ecuación 1.42 respecto

a p para una $T = \text{cte}$, tenemos: $\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = nRT \frac{p \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T - z}{p^2}$ al sustituir estas dos ecuaciones en la

ecuación 1.41, tenemos finalmente la ecuación 1.43 que nos ayuda a calcular el valor del coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas.

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad (1.51)$$

Nota: para el caso de un gas ideal, sabiendo que el valor de z es una constante igual a la unidad, la derivada parcial de “ z ” con respecto de p , es igual a cero, entonces $c_g = \frac{1}{p}$.

1.5.6 Factor de volumen del gas

Se define como el volumen de una masa de gas medida las condiciones de presión y temperatura de interés (condiciones de yacimiento), dividido por el volumen de la misma masa de gas expresada a condiciones estándar. De la ecuación de los gases reales se obtiene:

$$B_g = \frac{0.02825(T + 460)Z}{p} \quad (1.52)$$

1.5.7 Viscosidad del gas

La viscosidad del gas se define como la resistencia que una parte del fluido ofrece al desplazamiento de la otra. La viscosidad del gas disminuye conforme la presión va disminuyendo, ya que las moléculas se separan cada vez más y el movimiento de éstas es más fácil. En 1966 Lee, González y Eakin¹² presentaron una relación semi-empírica (generalmente conocida como la correlación de Lee), estos expresaron la viscosidad de gas en términos de la temperatura del yacimiento, densidad del gas y el peso molecular, generalmente se obtiene con

la siguiente ecuación:
$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp \left(X \left(\frac{\rho_g}{62.428} \right)^Y \right), \quad (1.53)$$

donde K, Y y X se calculan con las siguientes expresiones:

$$K = \frac{(9.4 + 0.5794 \gamma_{gf})(T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)} ;$$

donde:

$$Y = 2.4 - 0.2X \quad ; \quad X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_{gf} .$$

1.5.8 Corrección de la viscosidad del gas por presencia de gases contaminantes¹³

La viscosidad del gas natural corregida, se calcula con la ecuación 1.46.

$$\mu_g = \mu_{gc} + C_{N_2} + C_{CO_2} + C_{H_2S} . \quad (1.54)$$

Donde cada uno de los términos se calculan con las siguientes expresiones:

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log y_g + 9.59 \times 10^{-3}) .$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log y_g + 6.24 \times 10^{-3}) .$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log y_g + 3.73 \times 10^{-3}) .$$

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DE YACIMIENTOS DE GAS

Los yacimientos de gas natural producen hidrocarburos que existen principalmente en fase gaseosa a las condiciones del yacimiento. Esto es simplemente una acumulación natural de una mezcla de hidrocarburos en forma gaseosa e impurezas. Sus componentes típicos son: metano, etano y en menor cantidad propano y más pesados. Los no hidrocarburos contenidos en el gas pueden clasificarse en dos grupos; el primer grupo son elementos que se diluyen como el vapor de agua, N_2 y CO_2 ; el segundo grupo es el de los contaminantes tales como el H_2S y otros componentes del sulfuro que reducen el poder calorífico del gas.

El gas natural es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, incoloro e inodoro. Es uno de los gases inflamables más estables. Se inflama dentro de los límites de 5 al 15 % de mezcla con aire, y su temperatura de ignición va de 1,100 a 1,300 °F. Su poder calorífico tiene un promedio de 1,000 Btu/pe³.

Para conocer más a fondo la composición y las características del fluido contenido en los yacimientos de gas, podemos clasificarlos de acuerdo al diagrama de fase, es decir, un diagrama P vs. T.

Esta clasificación se realiza con la localización de las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento. Para entender la clasificación de los yacimientos con sus correspondientes diagramas de fase, se definen a continuación algunos conceptos básicos.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

- ✓ Punto crítico: Es el estado a condiciones de presión y temperatura para el cual las propiedades que no dependen de la cantidad de materia, de la fase líquida y gaseosa son idénticas.
- ✓ Presión crítica: Es la presión correspondiente al punto crítico.
- ✓ Temperatura crítica: Es la temperatura correspondiente al punto crítico.
- ✓ Curva de burbujeo: Es el lugar geométrico de los puntos de presión-temperatura, en los cuales se forma la primer burbuja de gas, al pasar de la región líquida a la región de dos fases.
- ✓ Curva de rocío: Es el lugar geométrico de los puntos de presión-temperatura, en los cuales se forma la primer gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de dos fases.
- ✓ Región de dos fases: Es la región comprendida entre las curvas de rocío y burbujeo.
- ✓ Cricondenbara: Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.
- ✓ Cricodenterma: Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

En la Figura 2.1 se muestra gráficamente un diagrama de fase típico para una mezcla de hidrocarburos donde se encuentran ubicados los conceptos anteriormente mencionados.

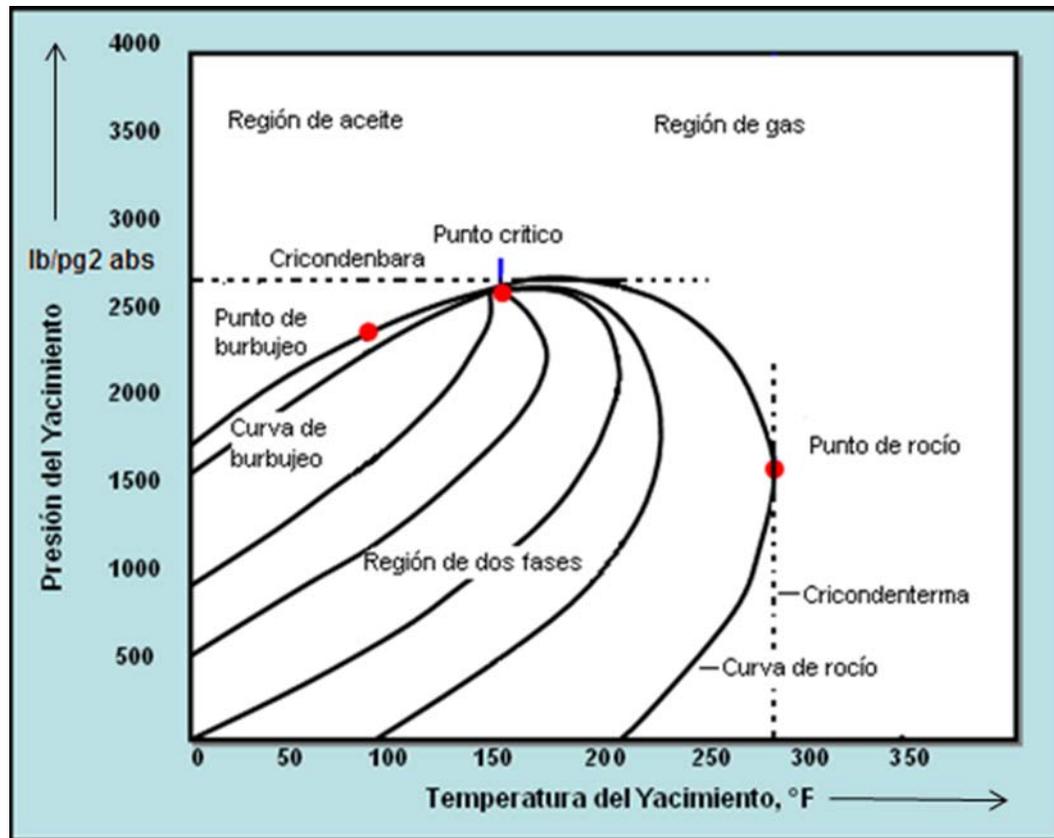


Figura 2.1 Diagrama de fase típico para una mezcla de hidrocarburos.

2.2 TIPOS DE YACIMIENTOS DE GAS¹⁴

2.2.1 Yacimientos de Gas Seco

El gas seco contiene principalmente metano con algunos hidrocarburos intermedios. La Figura 2.2, muestra el diagrama de fase del gas seco. Las condiciones iniciales del yacimiento (presión y temperatura medidas) se encuentran fuera de la envolvente a la derecha del punto crítico (1) y las condiciones normales del separador también caen fuera de la envolvente de fase, así que no se forma líquido en el yacimiento ni en la superficie.

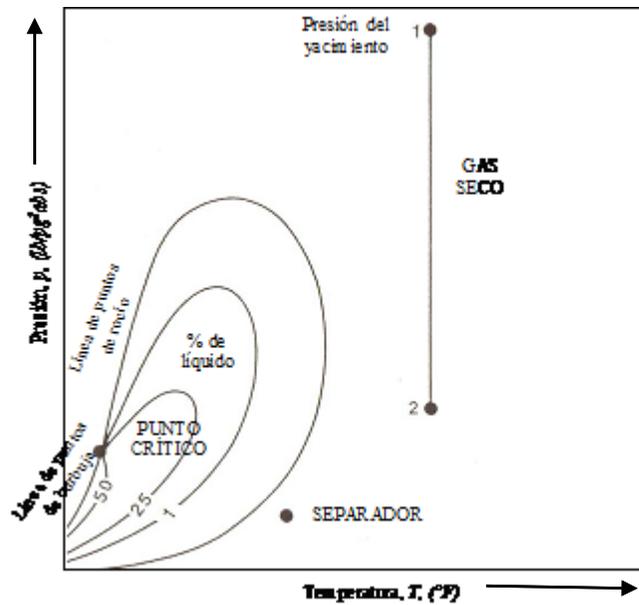


Figura 2.2 Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.

La palabra seco indica que el gas no contiene moléculas pesadas para formar hidrocarburos líquidos en la superficie. Usualmente se produce algo de agua en la superficie.

A continuación se enlistan algunas características con las que podemos identificar a un yacimiento de gas seco.

- ✓ La temperatura del yacimiento es mayor a la cricondenterma.
- ✓ El punto crítico está localizado a la izquierda de la cricondenterma.
- ✓ La presión del yacimiento nunca entra en la región de dos fases, en el yacimiento el fluido siempre se encuentra en estado gaseoso.
- ✓ Las curvas de calidad que se muestran en el diagrama de fase, se encuentran casi pegados a la línea de puntos de burbuja.
- ✓ La producción en superficie se encuentra en una sola fase.
- ✓ La composición del fluido contiene componentes ligeros en la mezcla original.
- ✓ La RGA es menor a $20,000 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.
- ✓ La densidad del líquido es mayor a $0.75 \text{ g} / \text{cm}^3$.

En la Figura 2.3 se presenta esquemáticamente un yacimiento de gas seco, en el cual podemos observar que no existe la presencia de hidrocarburos intermedios.

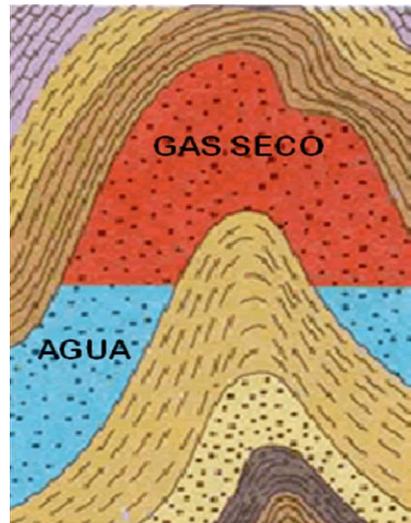


Figura 2.3 Yacimiento de gas seco.

2.2.2 Yacimientos de Gas Húmedo

En la Figura 2.4 se muestra el diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo. Las condiciones iniciales del yacimiento (presión y temperatura medidas) se encuentran fuera de la envolvente a la derecha del punto crítico, punto (1), y las condiciones normales del separador se encuentran dentro de la envolvente de fase.

En un yacimiento de gas húmedo existe únicamente gas en el yacimiento durante toda su vida productiva. Es por ello que no hay formación de líquidos en el yacimiento, sin embargo, las condiciones de separación caen dentro de la envolvente de fase ocasionando la formación de líquidos en la tubería de producción y en las instalaciones superficiales.

El líquido que se forma es comúnmente llamado condensado. Esto se presta a confusión al referirnos al gas húmedo y al gas retrogrado. La palabra “húmedo” se refiere a los hidrocarburos líquidos que se condensan a condiciones de superficie o en la tubería de producción y no al contenido de agua que pueda tener el gas; de hecho, el gas del yacimiento normalmente está saturado con agua.

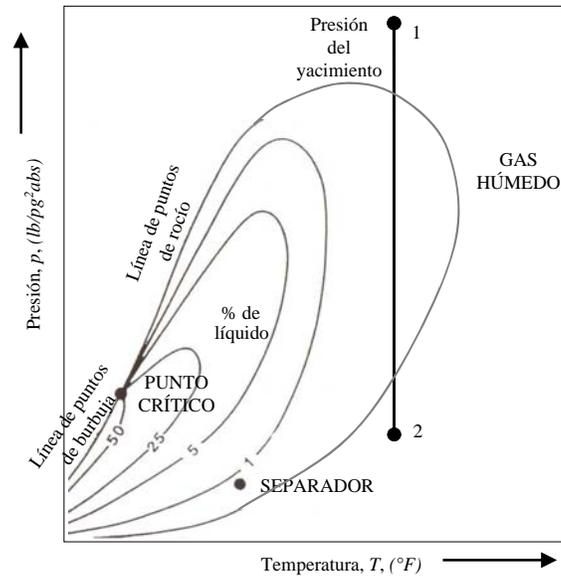


Figura 2.4 Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo.

Los líquidos producidos por el gas húmedo tienen los mismos rangos de densidad que los líquidos provenientes en los gases retrógrados. Sin embargo, la densidad de los líquidos en el tanque, provenientes de los yacimientos de gas húmedo no cambia durante la vida productiva del yacimiento.

A continuación se enlistan algunas características con las que podemos identificar a un yacimiento de gas húmedo.

- ✓ La temperatura del yacimiento es menor a la cricondenterma.
- ✓ El punto crítico está localizado a la izquierda de la cricondenterma.
- ✓ La presión del yacimiento nunca entra en la región de dos fases, en el yacimiento el fluido siempre se encuentra en estado gaseoso.
- ✓ Las curvas de calidad que se muestran en el diagrama de fase, se encuentran más pegadas a la línea de puntos de burbuja.
- ✓ La producción en superficie se encuentra dentro de la región de dos fases.
- ✓ La composición del fluido contiene componentes ligeros con pequeñas cantidades de componentes intermedios en la mezcla original.

- ✓ La RGA se encuentra entre 10,000 y 20,000 m^3 / m^3 .
- ✓ La densidad del liquido esta entre 0.80 y 0.75 g / cm^3 .

La Figura 2.5 muestra esquemáticamente un yacimiento de gas húmedo donde podemos observar que éste esta constituido por hidrocarburos que no condensan a condiciones de yacimiento pero si a condiciones de separador.

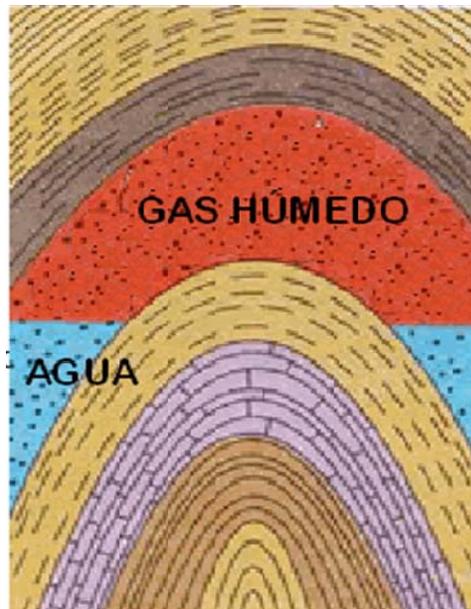


Figura 2.5 Yacimiento de gas húmedo.

2.2.3 Yacimientos de Gas y Condensado

También conocido como yacimientos de gas asociado, en este tipo de yacimientos los fluidos de están en una sola fase denominada gaseosa cuando la temperatura excede la crítica. La composición será la misma hasta que, debido a la extracción se alcance la presión de rocío. En este momento se iniciará la condensación de líquido en los poros del yacimiento, el cual será inmóvil, por lo que cambiará la composición del gas producido en la superficie, disminuyendo su contenido de líquido y aumentando, consecuentemente, la relación de gas-aceite producido. La temperatura del yacimiento está comprendida entre la crítica y la cricondenterma.

En la Figura 2.6 se muestra el diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado donde se puede observar lo antes mencionado.

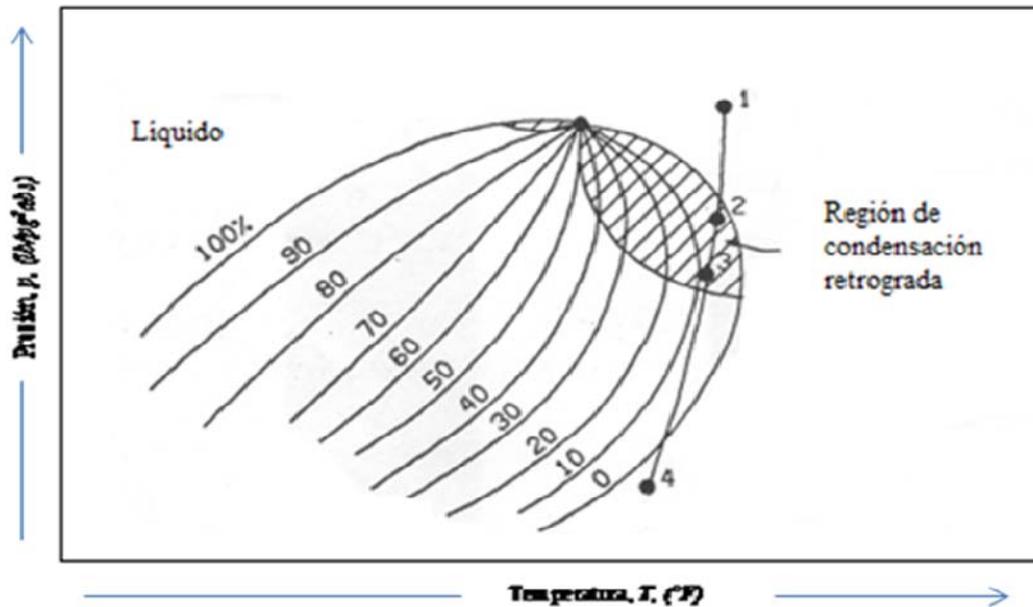


Figura 2.6 Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado.

A continuación se enlistan algunas características con las que podemos identificar a un yacimiento de gas y condensado.

- ✓ La temperatura del yacimiento es menor a la cricondenterma.
- ✓ El punto crítico está localizado a la izquierda de la cricondenterma.
- ✓ Se presentan fenómenos retrógrados durante su explotación.
- ✓ Las curvas de calidad que se muestran en el diagrama de fase tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja.
- ✓ La producción en superficie se encuentra dentro de la región de dos fases.
- ✓ La composición del fluido contiene componentes ligeros y regulares cantidades de componentes intermedios en la mezcla original.
- ✓ La RGA se encuentra entre 500 y 15,000 m^3 / m^3 .
- ✓ La densidad del líquido está entre 0.80 y 0.75 g / cm^3 .

La Figura 2.7 nos representa esquemáticamente un yacimiento de gas y condensado, aquí se puede observar el cambio de fase en el yacimiento cuando su presión alcanza la presión de rocío.

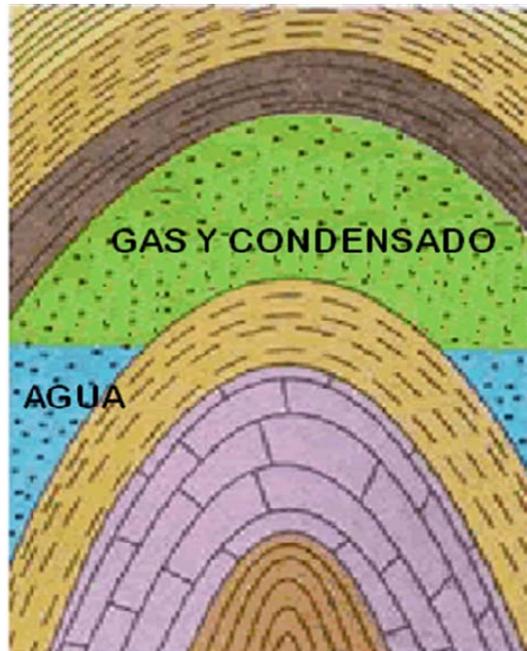


Figura 2.7 Yacimiento de gas y condensado.

En la Tabla 2.1 se muestra la composición típica de los diferentes tipos de yacimientos explicados anteriormente.

COMPUESTO	GAS SECO % mol	GAS HUMEDO % mol	GAS Y CONDENSADO % mol
CO ₂	1,1	2,1	2,0
C1	90,0	85,0	73,0
C2	4,9	4,7	6,6
C3	1,7	3,2	4,5
i-C4	0,6	1,2	1,6
n-C4	0,5	1,1	1,6
i-C5	0,3	0,9	1,2
n-C5	0,3	0,8	1,0
p-C6	0,3	0,4	2,5
p-C7	0,3	0,6	6,0
TOTAL	100%	100%	100%

Tabla 2.1 Composición típica de los gases.

2.3 FUNDAMENTOS DE FLUJO DE GAS EN TUBERÍAS¹⁵

Dentro de la producción de un yacimiento de gas, no solo es necesario entender el comportamiento del fluido dentro del yacimiento, sino que también es necesario saber como se comporta el fluido a través de la tubería hasta llegar a una batería de separación. Para entender esto, a continuación se presenta una breve explicación de la ecuación general de energía.

2.3.1 Ecuación general de energía

La ecuación general de energía que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance microscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento aislado del sistema. La ecuación general de energía expresa un balance de energía entre dos puntos en un sistema de flujo.

De acuerdo con el principio de conservación de energía, se establece que la energía de un fluido que entra en la sección 1 de una tubería, más el trabajo adicional realizado por el fluido entre las secciones 1 y 2, menos cualquier pérdida de energía en el sistema entre esas secciones 1 y 2, es igual a la energía de la sección 2. Esto lo podemos ver representado en la Figura 2.8.

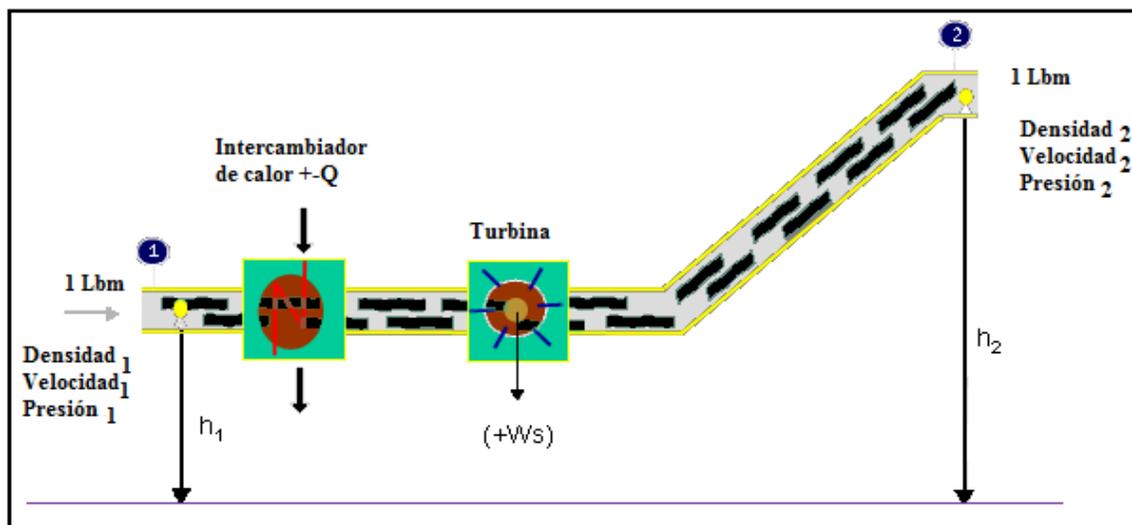


Figura 2.8 Diagrama de flujo en un conducto aislado.

Las demás ecuaciones de flujo de los fluidos están derivadas de la forma básica de balance de energía para un sistema sin dependencia en el tiempo ni en el patrón de flujo, la cual puede ser expresada como:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2, \quad (2.1)$$

donde:

ΔW_f = Pérdidas de energía por fricción.

E_1 = Energía por unidad de masa, en la posición 1.

ΔW_s = Pérdidas de energía por trabajo externo.

E_2 = Energía por unidad de masa, en la posición 2.

La energía de expansión E_e está dada por:

$$E_e \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = p \left(\frac{lb_f}{pie^2} \right) V \left(\frac{pie^3}{lb_m} \right) = pV, \quad (2.2)$$

donde:

V = Volumen específico, pie^3 / lbm .

La energía potencial E_p se expresa:

$$E_p \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = g \left(\frac{pie}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) h(pie) = \frac{g}{g_c} h, \quad (2.3)$$

donde:

g_c = Factor de conversión en la 2da. Ley de Newton = $32.174 lb_m \cdot pie / lb_f \cdot seg^2$.

La energía cinética E_c :

$$E_c \left(\frac{lb_f - pie}{lb_m} \right) = \frac{v^2}{2} \left(\frac{pie^2}{seg^2} \right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{lb_f - seg^2}{lb_m - pie} \right) = \frac{v^2}{2g_c}, \quad (2.4)$$

donde:

v = velocidad pie / seg .

Sustituyendo las tres energías anteriores en las posiciones uno y dos en la ecuación 2.1, sustituyendo el volumen específico V por $1/\rho$, multiplicando toda la ecuación por $\rho/\Delta L$ y

considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo, son estas consideraciones tenemos:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} + \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L} = 0. \quad (2.5)$$

Considerando la caída de presión positiva en la dirección de flujo, tenemos:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L}. \quad (2.6)$$

Esta ecuación podemos representarla de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f, \quad (2.7)$$

donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \text{gradiente de presión total.} \quad \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_{ac} = \text{gradiente de presión por aceleración.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e = \text{gradiente de presión por elevación.} \quad \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \text{gradiente de presión por fricción.}$$

2.3.2 Pérdidas de presión por fricción

Las pérdidas de presión por fricción, en conductos circulares de diámetro constante, han sido determinadas experimentalmente por varios investigadores. Los resultados de esta experimentación, utilizando tuberías de diversos materiales, constituyen la base de las fórmulas que actualmente se usan.

2.3.2.1 Ecuación de Darcy

Darcy, Weisbach y otros, en 1857, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación, expresada en unidades consistentes:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f = \frac{f\rho v^2}{2g_c d}. \quad (2.8)$$

Una ecuación similar fue establecida posteriormente por Fanning, quien obtuvo valores de f cuatro veces menores que los de Darcy. Esta diferencia se debe al uso del radio hidráulico en lugar del diámetro de la tubería al formular su ecuación.

2.3.2.2 Ecuación de Fanning

La ecuación establecida por Fanning es:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c R_h}, \quad (2.9)$$

donde:

$$R_h = \text{radio hidráulico} = \left(\frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}}\right) = \left(\frac{\pi d^2 / 4}{\pi d}\right) = \frac{d}{4} \text{ por lo tanto:}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \frac{2 f \rho v^2}{g_c d}. \quad (2.10)$$

2.3.2.3 Factor de fricción

El valor del factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ε) y del número de Reynolds (N_{Re}), esto es:

$$f = f(\varepsilon, N_{Re}). \quad (2.12)$$

El número de Reynolds (adimensional) se define como:

$$N_{Re} = \frac{d v \rho}{\mu}. \quad (2.13)$$

2.3.2.4 Rugosidad (ε)

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

La determinación del valor de la rugosidad se lleva a cabo a partir de la relación del área con respecto a la longitud de superficie de contacto con el fluido, de acuerdo a las siguientes condiciones de la prueba:

- ✓ Suponer constantes las propiedades del fluido.
- ✓ Mantener constante el gasto.
- ✓ La p y T constantes a la entrada y salida del ducto de prueba.
- ✓ Se relacionará en forma directa la variación de la longitud con la rugosidad por medio de la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta p_i}{\sum_{i=1}^n \Delta \left(\frac{p_i}{A_i} \right) L_i}, \quad (2.14)$$

donde:

$$\sum_{i=1}^n \Delta p_i = p_e - p_s. \quad (2.15)$$

Actualmente se admite que la rugosidad puede expresarse por la altura media (ε) de dichos pliegues, al considerar las características de flujo. Los valores más comúnmente empleados en la industria son:

Tubería	ε (pg)
Estriada	0.00006
Producción o Perforación	0.0006
Escurrimiento	0.0007
Galvanizada	0.006

Tabla 2.2 valores comunes de rugosidad.

Para calcular el valor de f, es necesario determinar el régimen de flujo, que puede ser flujo laminar si $N_{Re} < 2300$ ó flujo turbulento si $N_{Re} > 3100$; para flujo laminar de una sola fase, el factor de fricción depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}}, \quad (2.16)$$

para flujo turbulento, el factor de fricción está dado por la ecuación de Colebrook y White:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 d} + \frac{2.514}{\sqrt{f} N_{Re}} \right) \right]^{-2}. \quad (2.17)$$

Se observa que para calcular f , en este caso, se requiere de un proceso iterativo; basando se en la ecuación anterior Moody preparó un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial. En el diagrama de Moody mostrado en la Figura 2.9 podemos ver:

1. Para $N_{Re} < 2300$ (flujo laminar) f depende exclusivamente del número de Reynolds.
2. A partir de $N_{Re} = 3100$ se inicia la zona de transición. Dentro de está, f depende tanto de N_{Re} como de ε/d (rugosidad relativa).
3. La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de N_{Re} , dependiendo del valor de ε/d . En esta zona f es independiente de N_{Re} y varía únicamente con la rugosidad relativa, el valor de f puede obtenerse, para flujo turbulento, con:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 d} \right) \right]^{-2}. \quad (2.18)$$

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

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71} + \frac{2.514}{3100 \sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0.032. \quad (2.19)$$

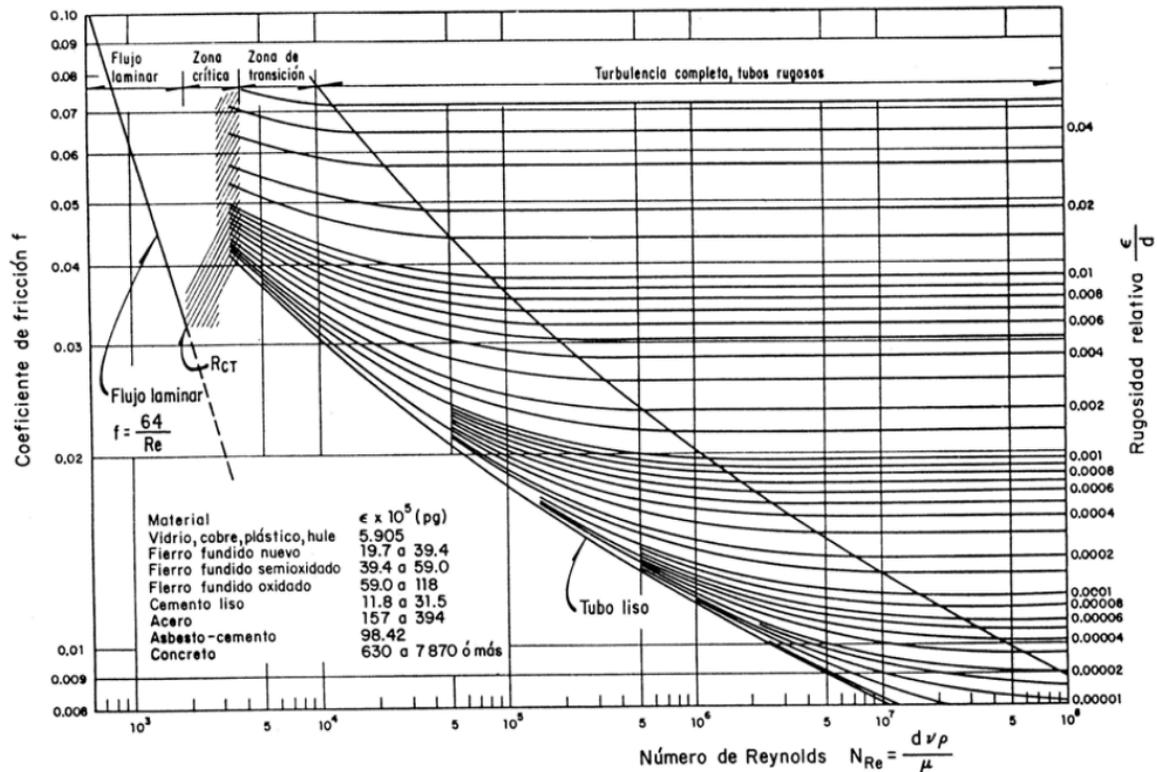


Figura 2.9 Diagrama de Moody.

2.3.3 Ecuación general de energía en unidades prácticas

El flujo en tubería vertical se considera despreciables las pérdidas de presión por aceleración. Sustituyendo en la ecuación 2.7 los términos de pérdidas de presión por fricción y elevación del gas en unidades prácticas y bajo las siguientes suposiciones se obtiene la ecuación 2.20:

- ✓ Flujo en régimen permanente.
- ✓ Flujo de una sola fase.
- ✓ Energía cinética despreciable.

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461.346^2} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) \left(\frac{q_g \gamma_g (T + 460)L}{d^5} \right) + 0.003756 \frac{\bar{P}^2 \gamma_g h}{Z(T + 460)}, \quad (2.20)$$

donde:

P_1 = Presión de entrada, lb/pg².

P_2 = Presión de salida, lb/pg².

f = factor de fricción del diagrama de Moody.

p_o = presión base, lb/pg².

T_o = Temperatura base, °F.

\bar{P}, \bar{T} = presión media y temperatura media.

P_o = presión @ c.s (14.7 lb / pg²).

q_g = gasto de gas producido, pies³_{@ c.s.} /día.

γ_g = densidad relativa del gas producido.

d = diámetro interior, pg.

L = Longitud, millas.

h = elevación con respecto a un nivel, pies.

\bar{z} = factor z del gas medido a \bar{P}, \bar{T} .

T_o = Temperatura @ c.s. (60°F).

De la ecuación anterior se puede determinar el comportamiento de un pozo productor de gas. A partir de la ecuación 2.20 se desarrollaron varios métodos para calcular las caídas de presión en tuberías verticales que al igual intervienen en las ecuaciones como por ejemplo el factor de fricción, entre otros.

Para determinar el gasto del gas:

$$q_g = \frac{k_4}{L^{0.5}} \left[(P_1^2 - P_2^2) - 0.003756 \frac{\bar{P}^2 \gamma_g h}{\bar{Z}(\bar{T} + 460)} \right]^{0.5} d^{2.5}, \quad (2.21)$$

donde:

$$k_4 = 461.346^2 \left(\frac{T_o + 460}{P_o} \right) \left(\frac{1}{f \gamma_g \bar{Z}(\bar{T} + 460)} \right), \quad (2.22)$$

o bien el diámetro:

$$d = \frac{L}{k} \left[\frac{1}{(P_1^2 - P_2^2) - 0.003756 \frac{\bar{P}^2 \gamma_g h}{\bar{Z}(\bar{T} + 460)}} q_g^2 \right]^{0.2}. \quad (2.23)$$

2.3.4 Número de Reynolds

Al igual que para el flujo de líquidos, es conveniente obtener una ecuación del número de Reynolds exclusivo para gas en la que sus factores estén en unidades prácticas, ésta expresión se muestra a continuación:

$$N_{Re} = 0.0201056 \left(\frac{q_g \gamma_g}{d \mu_g} \right), \quad (2.24)$$

donde:

q_g = Gasto del gas (pies³/día).

d = Diámetro de la tubería (pg).

γ = Adimensional.

μ_g = Viscosidad del gas (cp).

2.3.5 Aspectos a considerar en la aplicación de la ecuación general de energía

El conocimiento de las características particulares del flujo de gas, obligan a tomar en cuenta las siguientes consideraciones que conducirán a una aplicación más confiable de la ecuación 2.20.

2.3.5.1 Factor de fricción

Como la viscosidad del gas es baja y se manejan comúnmente gastos altos, el régimen de flujo es normalmente turbulento, por lo que el valor de f se puede obtener de la siguiente manera:

$$f = \left(2 \log \left(3.715 \frac{d}{\varepsilon} \right) \right)^{-2}, \quad (2.25)$$

donde:

d = Diámetro de la tubería (pg).

ε = Rugosidad de la pared de las tuberías.

2.3.5.2 Presión Media

Como la distribución de presiones en la tubería no es ideal, se recomienda usar la siguiente expresión para determinar la presión media:

$$\bar{P} = \frac{2}{3} \left(\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right). \quad (2.26)$$

2.3.5.3 Eficiencia de flujo

Al igual que el flujo de líquidos por tuberías, la eficiencia es un factor de ajuste para compensar los efectos de corrosión, erosión, rugosidad e incrustaciones, que no se consideran en la deducción de ecuaciones de flujo, de tal forma que los resultados que se obtengan deben ser corregidos para obtener el gasto real. Los valores más comunes de la eficiencia de flujo son los que se presentan en la siguiente tabla:

LINEA	CONTENIDO DE LÍQUIDOS (gal/10 ⁶ pies ³)	EFICIENCIA
Gas Seco	0.1	0.92
Gas Húmedo	7.2	0.77
Gas y Condensado	800	0.6

Tabla 2.3 Eficiencia de flujo.

2.3.6 Presencia de condensados

Debemos recordar que será necesario efectuar una corrección a la densidad del gas, por presencia de condensados del gas en la corriente de flujo, y poder así efectuar una evaluación más precisa de las caídas de presión. Por regla general la evaluación de tal efecto se obtiene a través de alguna correlación de flujo multifásico; sin embargo, aplicando la corrección mencionada a la densidad del gas pueden obtenerse resultados aceptables.

Peffer y Miller, presentaron en 1986 una serie de ecuaciones, de diversos autores, que permiten corregir la densidad del gas a la apropiada densidad de la mezcla. Aún y cuando su

objetivo era el de determinar la presión de fondo en pozos de gas, puede emplearse como una buena aproximación en líneas superficiales. Este método es recomendable para $R_L \geq 3900$ pies³/bl, en caso contrario deberá usarse alguna correlación de flujo multifásico.

- ✓ Ecuación de Razaza y Katz para corregir por presencia de condensados:

$$\gamma_{wg} = \frac{\gamma_g + \frac{4584\gamma_o}{R_L}}{1 + \frac{132800\gamma_o}{M_o R_L}}, \quad (2.27)$$

donde:

γ_{wg} = Densidad de la corriente de flujo.

M_o = Peso molecular del condensado.

$$M_o = \frac{6084}{^\circ API - 5.9} = \frac{44.29 \gamma_o}{1.03 - \gamma_o}. \quad (2.28)$$

Para calcular el factor z se utilizará γ_{wg} en vez de γ_g .

- ✓ Ecuación de Vitter para corregir γ_g por presencia de agua y condensados:

$$\gamma_{MIX} = \frac{\gamma_g + \frac{4591\gamma_L}{R_L}}{1 + \frac{1123\gamma_o}{R_L}}, \quad (2.29)$$

donde:

γ_L = densidad ponderada, por agua y condensados.

R_L = relación gas-líquido pies³_g/ bl.

- ✓ Ecuación de Ikoku para ajustar al gasto de gas por presencia de líquidos.

$$GE_o = \frac{133037\gamma_o}{M_o}, \quad (2.30)$$

donde:

GE_o = equivalente en gas del condensado ($\text{pies}^3_g @ \text{c.s./bl}$), por lo tanto, el gasto total de gas, esta dado por:

$$q_{Tg} = q_g + (GE_o)q_o. \quad (2.31)$$

El efecto de la presencia de condensados mediante el empleo de estas ecuaciones sólo proporciona resultados aproximados. La solución rigurosa implicaría el uso de ecuaciones de estado para determinar la cantidad de condensado en la corriente de gas, a diferentes presiones y temperaturas. Además se tendría que usar un método de flujo multifásico en el cálculo de las caídas de presión.

2.4 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CAÍDAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS¹⁴

Existen varios métodos para el cálculo de la caída de presión estática y la caída de presión fluyendo en pozos de gas. El método más usado y conocido es el método de Cullender y Smith.

Los métodos que se mencionan en este capítulo están basados en la ecuación general de energía, con modificaciones para la geometría del flujo. En primer lugar se mencionan los métodos para el cálculo de la caída de presión estática en pozos de gas y posteriormente se mencionarán los métodos para el cálculo de las caídas de presión fluyendo.

2.4.1 Presión de fondo estática

Considerando un pozo vertical y una velocidad del gas nula ($v=0$), tenemos que la ecuación general de energía la podemos reducir a la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\rho_g g}{g_c}, \quad (2.32)$$

donde:

$$\rho_g = \frac{pM}{ZRT}. \quad (2.33)$$

Combinando la ecuación 2.32 y la ecuación 2.33 tenemos:

$$\frac{\Delta p}{p} = \frac{gpM\Delta L}{g_c ZRT}. \quad (2.34)$$

2.4.1.1 Método de presión y temperatura promedio

Si consideramos que Z puede ser evaluada para la presión y temperatura promedio tenemos que la ecuación 2.34 la podemos expresar de la siguiente forma:

$$\int_{p_{TS}}^{p_{ws}} \frac{dp}{p} = \frac{gpM}{g_c \bar{ZRT}} \int_0^L dL, \quad (2.35)$$

donde:

P_{ws} = Presión de fondo estática (lb/pg²abs). P_{ts} = Presión estática en la tubería (lb/pg²abs).

Evaluando la ecuación anterior tenemos:

$$p_{ws} = p_{ts} \exp \frac{gpM}{g_c \bar{ZRT}}. \quad (2.36)$$

La ecuación anterior puede ser expresada en unidades consistentes como:

$$p_{ws} = p_{ts} \exp \left[\frac{0.01875 \gamma_g L}{\bar{T} \bar{Z}} \right], \quad (2.37)$$

donde:

L = Profundidad del pozo (ft). \bar{T} = Temperatura promedio en la tubería (°R).

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

2.4.1.2 Método de Cullender y Smith

El método presentado por Cullender y Smith toma en cuenta la variación de la temperatura respecto a la profundidad del pozo y la variación de Z con respecto a la presión y temperatura promedio. De la ecuación 2.34 obtenemos:

$$\int_{p_{ts}}^{p_{ss}} \frac{TZ}{P} dp = \int_{p_{ts}}^{p_{ws}} I dp = 0.01875 \gamma_g L, \quad 2.38$$

donde el valor de I corresponde al valor de la ecuación 2.54. El valor aproximado de la integral se puede obtener con la siguiente expresión:

$$2 \int I dp = (p_{ms} - p_{ts})(I_{ms} + I_{ts}) + (p_{ws} - p_{ms})(I_{ws} + I_{ms}), \quad 2.39$$

donde:

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

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

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

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

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

$$p_{ms} = p_{ts} + \frac{0.01875 \gamma_g L}{I_{ms} + I_{ts}}, \quad (2.40)$$

$$p_{ws} = p_{ms} + \frac{0.01875 \gamma_g L}{I_{ms} + I_{ws}}. \quad (2.41)$$

2.4.2 Presión de fondo fluyendo

Para los pozos fluyendo, la velocidad no es cero, por lo que es necesario considerarla. Por otro lado se ignora la aceleración y se considera un ángulo de inclinación θ tomando en cuenta $\theta=90^\circ$ para pozos verticales; por tanto la ecuación de balance de energía puede expresarse de la siguiente manera:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{g}{g_c} \rho \cos \phi + \frac{f \rho v^2}{2g_c d}. \quad (2.42)$$

Varios métodos se han presentado para la integración de la ecuación anterior dependiendo de las consideraciones hechas para el factor Z . A continuación se presentan dos métodos para calcular la caída de presión de fondo fluyendo.

2.4.2.1 Método de presión y temperatura promedio

Substituyendo la expresión para la densidad del gas, en términos de P , T y Z en la ecuación 2.42 tenemos:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{pM}{zRT} \left(\cos \phi + \frac{f v^2}{2g_c d} \right). \quad (2.43)$$

La integración de la ecuación 2.43 se hace asumiendo la temperatura promedio en el flujo y evaluando Z a las condiciones de presión y temperatura promedios. Considerando lo anterior tenemos:

$$p_{wf}^2 = p_{if}^2 EXP(S) + \frac{25\gamma_g q^2 \bar{T} \bar{Z} f(MD)(EXP(S)-1)}{S d^5}, \quad (2.44)$$

donde:

P = Presión (lb/pg²abs).

q = Gato del gas (MMscf).

S = 0.0375 γ_g (TVD)/TZ.

d = Diámetro del a tubería (pg).

MD = Profundidad medida (pies).

f = Factor de fricción calculado con el N_{Re}.

\bar{T} = Temperatura promedio (°R).

2.4.2.2 Método de Cullender y Smith

El método de Cullender y Smith se deriva de la ecuación 2.42 considerando las siguientes sustituciones hechas para la velocidad del gas:

$$v = \frac{q}{A}, \quad (2.45)$$

$$q = q_{sc} \frac{p_{sc} TZ}{T_{sc} p Z_{sc}}, \quad (2.46)$$

Haciendo las sustituciones correspondientes tenemos:

$$\frac{dp}{dL} = \frac{pM \cos \phi}{ZRT} + \frac{MTZ p_{sc}^2 f q_{sc}^2}{Rp T_{sc}^2 2 g_c d A^2}, \quad (2.47)$$

ó:

$$\frac{p}{ZT} \frac{dp}{dh} = \frac{M}{R} \left[\left(\frac{p}{ZT} \right)^2 \cos \phi + C \right], \quad (2.48)$$

donde:

$$C = \frac{8 p_{sc}^2 q_{sc}^2 f}{T_{sc}^2 g_c \pi^2 d^5}, \quad (2.49)$$

C es la constante para un gasto de gas dado. Separando las variables de la ecuación 2.48 tenemos:

$$\int_{p_{sf}}^{p_{wf}} \frac{\frac{p}{ZT} dp}{\left(\frac{p}{ZT}\right)^2 \cos \phi + C} = \frac{M}{R} \int_0^{MD} -dL \quad (2.50)$$

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

$$\int_{p_{sf}}^{p_{wf}} \frac{\frac{p}{ZT} dp}{0.001 \left(\frac{p}{ZT}\right)^2 \frac{TVD}{MD} + F^2} = 18.75 \gamma_g MD \quad (2.51)$$

donde:

$$F^2 = \frac{0.667 f q_{sc}^2}{d^5} \quad \text{y} \quad \frac{TVD}{MD} = \cos \phi.$$

Usando la expresión 2.51 y dividiendo el pozo en dos incrementos de longitud L/2 tenemos para la mitad superior:

$$18.75 \gamma_g (MD) = (p_{mf} - p_{tf})(I_{mf} + I_{tf}). \quad (2.52)$$

Para la mitad inferior:

$$18.75 \gamma_g (MD) = (p_{wf} - p_{mf})(I_{wf} + I_{mf}), \quad (2.53)$$

donde:

$$I = \frac{\frac{p}{TZ}}{0.001 \left(\frac{p}{TZ}\right)^2 \frac{TVD}{MD} + F^2}. \quad (2.54)$$

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS NODAL PARA POZOS DE GAS

El concepto “nodal” fue publicado en 1979 por Kermit Brown, Joe Mach y Eduardo Proaño. El análisis nodal combina, utilizando una técnica sencilla, los diversos componentes de los pozos ya sean de aceite o gas, con el fin de predecir sus gastos de flujo y optimizar los diversos componentes del sistema de producción.

Se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectores o productores mediante un equipo artificial de producción. Por otra parte, al analizar el comportamiento de los elementos del sistema, se pueden identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de producción y/o transporte. Con esto es posible estudiar y comprender con relativa facilidad el comportamiento de los estranguladores, válvulas de seguridad y demás herramientas usadas para la producción de un yacimiento. Esta técnica también se puede utilizar para hacer evaluaciones de los tratamientos de estimulación que se hayan hecho para reducir el daño a la formación.

El análisis Nodal divide el sistema total del pozo en 2 subsistemas, en un lugar específico llamado “punto Nodal”. El primer subsistema considera la entrada del flujo desde el yacimiento hasta el punto nodal (inflow), el otro subsistema considera la salida del flujo desde la superficie hasta el punto nodal (outflow). Para cada subsistema la presión en el punto nodal es calculada y gráficada por separado, es decir, dos curvas independientes de presión vs gasto. La intersección de las 2 curvas nos muestra el punto de operación donde el gasto y la presión de las 2 curvas son iguales, como se muestra en la Figura 3.1.

El método de análisis nodal utiliza correlaciones de flujo monofásico o multifásico y modelos teóricos desarrollados para varios componentes del yacimiento, terminación del pozo y equipo superficial para calcular la pérdida de presión asociada con cada uno de los componentes del sistema. Este método también es útil para analizar los efectos del colgamiento, así como determinar los efectos que causan la producción excesiva en superficie.

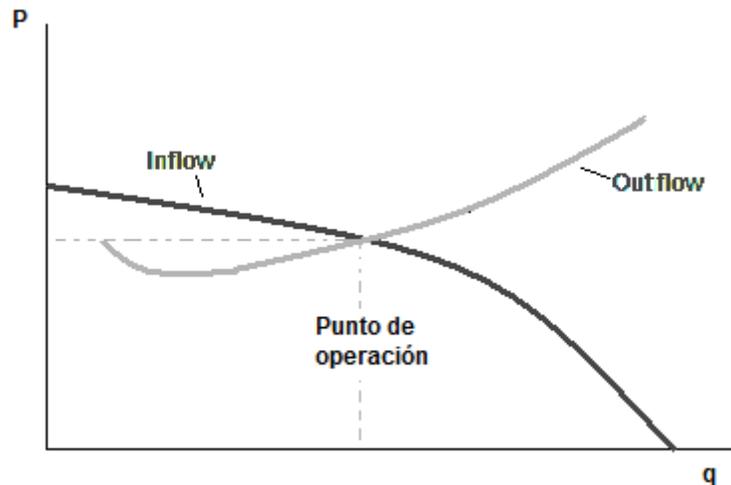


Figura 3.1 *Sistemas de Análisis Nodal*¹⁶.

3.1 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN¹⁵

Para entender el análisis nodal es necesario conocer el sistema integral de producción. Este sistema consta básicamente de tres secciones:

1. Flujo a través del medio poroso: es ahí donde se mide la capacidad de un yacimiento para llevar a superficie los fluidos, utilizando la curva IPR (Inflow Performance Relationship).
2. Flujo a través de las tuberías verticales o inclinadas de los pozos: terminación del pozo, perforaciones, estimulaciones, etc.
3. Flujo a través de las tuberías horizontales o inclinadas de las instalaciones superficiales: ductos de transporte, válvulas superficiales de seguridad, estranguladores, sistemas artificiales, etc.

La Figura 3.2 muestra un sistema integral de producción.

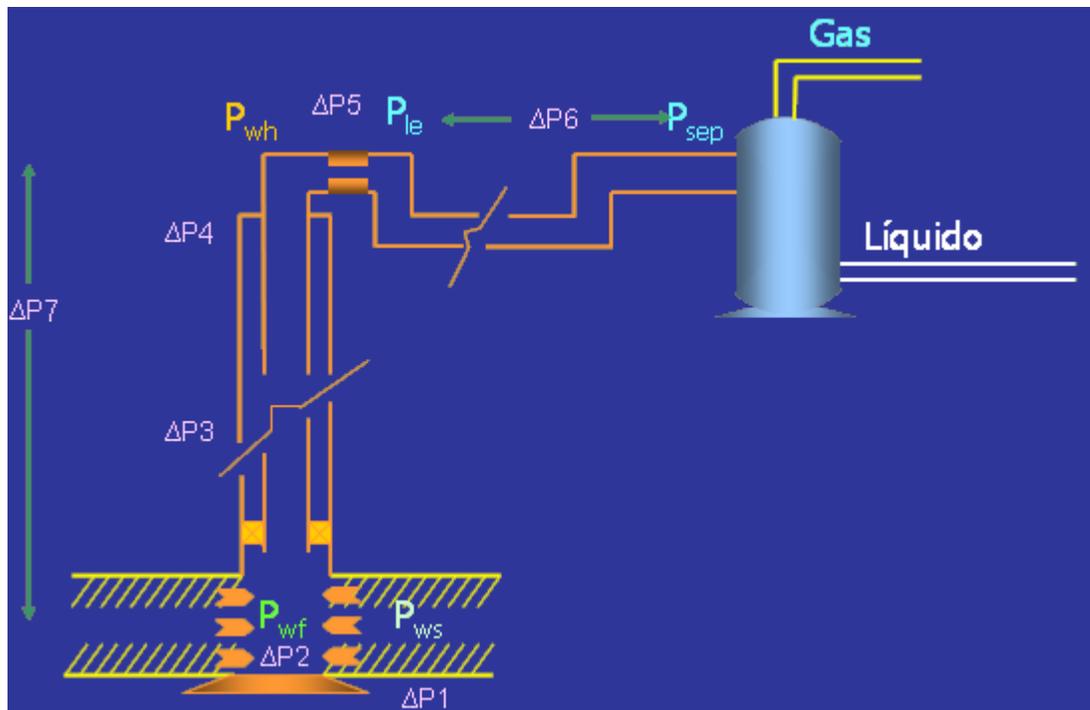


Figura 3.2 Sistema integral de producción.

Donde:

$\Delta P1$ =pérdidas de presión a través del medio poroso.

$\Delta P2$ =pérdidas de presión a través de los disparos.

$\Delta P3$ =pérdidas de presión a través de una restricción existente.

$\Delta P4$ =pérdidas de presión en la válvula de seguridad.

$\Delta P5$ =pérdidas de presión en el estrangulador superficial.

$\Delta P6$ =pérdidas de presión a lo largo del ducto hasta el separador.

$\Delta P7$ =pérdidas de presión en el pozo incluyendo tubería y accesorios.

El sistema cumple con una igualdad, la cual nos indica que el gasto de hidrocarburos siempre está en función de las caídas de presión en todo el sistema de producción a través de sus componentes.

El someter a un análisis nodal a un sistema de producción nos permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto del comportamiento del pozo. En esta tesis solamente nos enfocaremos a estudiar las caídas de

presión para pozos verticales de yacimientos de gas, con un diseño simple como se muestra en la Figura 3.3

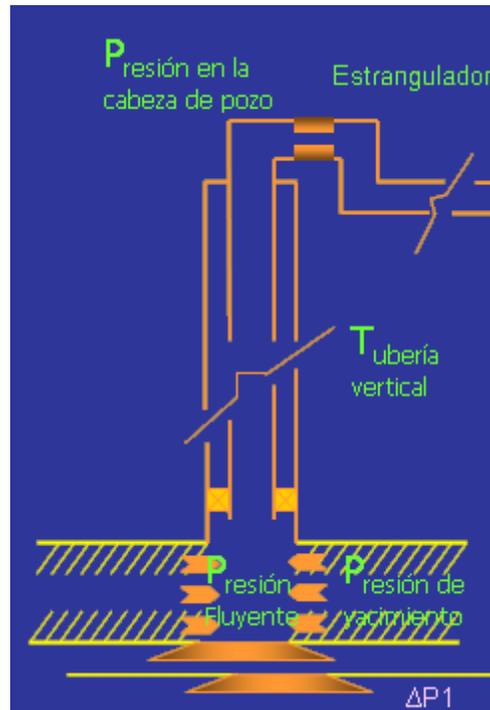


Figura 3.3 *Nodos en un sistema de producción simple.*

Para entender como se analizan las caídas de presión en los pozos con esta técnica, debemos definir lo que es un nodo. Un nodo no es un elemento físico; es un punto que se elige dentro de cualquier elemento del sistema de producción y que se considera funcional cuando existe un cambio de presión a través de él. La Figura 3.3 muestra algunos puntos donde pueden ser colocados los nodos.

De todos los nodos que se pueden colocar en el sistema de producción, se selecciona uno de ellos para dar una solución al sistema mismo, y se llamará nodo solución. La selección de éste depende del componente que queremos aislar para evaluarlo; de esta manera se puede evaluar el funcionamiento de herramientas como válvulas y estranguladores. La ubicación del nodo no modifica el resultado final, pero en la mayoría de los casos resulta conveniente en el fondo del pozo.

De esta forma el nodo queda ubicado entre el yacimiento y otro componente dominado por el comportamiento de la tubería, dividiendo el sistema en dos partes.

Los parámetros del yacimiento que se pueden estimar utilizando el análisis nodal son:

- ✓ Daño.
- ✓ Permeabilidad

El análisis nodal tiene dos componentes principales: las curvas IPR y las curvas de capacidad de transporte en la tubería, empezaremos definiendo la primera parte de este sistema, las curvas IPR.

3.2 CURVAS IPR^{15,17}

La curva IPR es una relación del comportamiento del gasto de gas respecto a la presión de fondo fluyendo (q vs. P_{wf}), otro parámetro muy importante que relaciona el gasto y las caídas de presión (Δp) es el índice de productividad (J), este último puede ser constante o variable esto dependerá si la p_{wf} se encuentra por arriba o por debajo de la P_b , por lo que el valor de J a lo largo de la vida productiva del pozo cambiará dependiendo del tiempo y la producción acumulada.

El nodo seleccionado puede dividir en dos partes al sistema. La curva IPR, representará el comportamiento de todos los componentes ubicados debajo del nodo según la dirección del flujo. Algunas cualidades de la curva IPR son:

- ✓ Gasto de aceite o gas vs. presión de fondo fluyendo.
- ✓ Origen de la ordenada = presión del yacimiento.
- ✓ Intersección de la abscisa = gasto máximo posible.

Los factores que afectan a la curva IPR son:

- ✓ Las propiedades de los fluidos:
 - ✓ Aceite: viscosidad, RGA, punto de burbujeo, B_o , densidad.
 - ✓ Gas: viscosidad, factor Z , compresibilidad, densidad.

- ✓ Algunas correlaciones de IPR que se pueden utilizar son:
 - ✓ Para aceite: Darcy o Vogel.
 - ✓ Para gas: Jones o Darcy.
- ✓ Geometría del pozo (vertical u horizontal).
- ✓ Propiedades de la formación:
 - ✓ presión promedio del yacimiento.
 - ✓ Permeabilidad.
 - ✓ Daño.
 - ✓ Espesor neto.

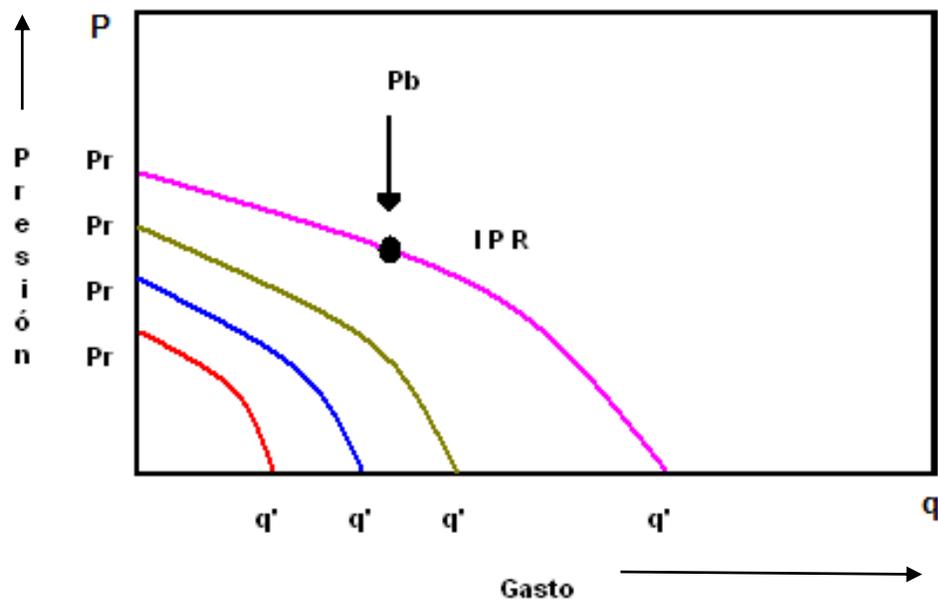


Figura 3.4 Curvas IPR de un pozo a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

En la Figura 3.4 se muestran las curvas IPR para un mismo pozo en distintas etapas de la vida del yacimiento.

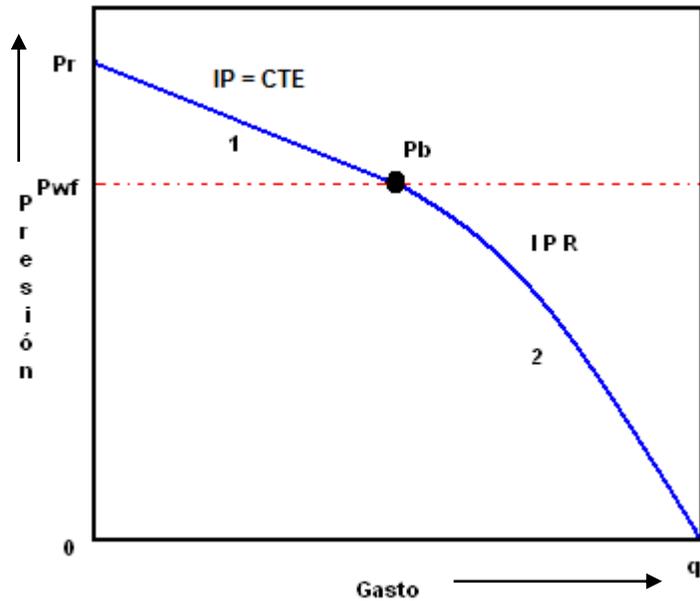


Figura 3.5 Curvas IPR¹⁵.

En la Figura 3.5 se muestra una curva que se puede dividir en dos partes. La primera curva indicada con el número 1, representa los índices de productividad (PI) constantes que normalmente ocurren en flujo de líquido en una sola fase por arriba de la presión del punto de burbujeo. La segunda curva representada con el número 2, indica el índice de productividad por debajo de la presión de burbujeo, debido a que en el yacimiento existe aceite y gas.

3.2.1 Métodos para graficar curvas IPR para pozos de gas

A continuación se mencionarán algunos métodos para graficar curvas IPR para pozos de gas:

- ✓ PI constante.

$$q_g = J(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^{1/2}, \quad (3.1)$$

donde:

J = índice de productividad, bpd/ lb/pg².

q_g = gasto de gas, pies³/día.

p_{ws} = presión estática, lb/pg².

p_{wf} = presión de fondo fluyendo, lb/pg².

- ✓ Estado pseudo estacionario/ Darcy¹⁷.

Combinando las ecuaciones de estado y continuidad con la ley de Darcy obtenemos el comportamiento de flujo radial para pozos de gas, incluyendo el factor de daño “s”.

$$Q = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_r^2 - P_{wf}^2)}{\left[\bar{\mu}_g T \bar{Z} \left(\ln \left(0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right) \right]}, \quad (3.2)$$

donde:

Q = gasto de gas, mpc.

r_e = radio de drene, pie.

k = permeabilidad, md.

r_w = radio del pozo, pie.

h = espesor de la formación, pies.

p_r = presión en el re, lb/pg².

T = temperatura del yacimiento, °R.

p_{wf} = presión de fondo fluyendo, lb/pg².

\bar{z} = factor “z” del gas a presión media.

S = factor de daño, adimensional.

$\bar{\mu}_g$ = viscosidad del gas a presión media, cp.

- ✓ Contrapresión / C, n¹⁸.

Desarrollada por Rawlins y Schellhardt en 1935. La constante “C” y la inversa de la pendiente “n”, son parámetros calculados a partir del IPR del pozo constituida con pruebas de presión (pruebas de potencial) al mismo. La ecuación es:

$$Q_g = C (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n, \quad (3.3)$$

donde:

Q_g = gasto de gas, mpc.

C = Coeficiente de la curva de contrapresión para pozos de gas.

n = coeficiente de turbulencia (valores entre 0.5 y 1).

Nota: valores de n cercanos a 0.5, indica flujo turbulento, y para valores cercanos a 1, indica flujo laminar.

Esta ecuación es de las más usadas en la industria petrolera para encontrar la curva IPR, en la aplicación de este método es necesario determinar la potencialidad de un pozo por medio de pruebas multigastos o pruebas de potencial, pueden ser de 2 tipos (isocronal ó flujo continuo), en las cuales un pozo es producido a varios gastos y de esta forma medir el q_g y la p_{wf} correspondiente a cada prueba. Se requieren por lo menos 2 pruebas, pero se recomiendan 4 pruebas para minimizar los errores en la medición.

El valor de C depende de las características del pozo y de las propiedades del gas, puede ser obtenido analíticamente con la siguiente ecuación:

$$C = \frac{703 \times 10^{-6}}{\left[\bar{\mu}_g T \bar{Z} \left(\ln \left(0.472 \frac{re}{rw} \right) + s \right) \right]} \quad (3.4)$$

Para predecir el comportamiento de las curvas IPR para pozos de gas en un tiempo futuro se puede utilizar la siguiente aproximación:

$$Q_F = C_F (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (3.5)$$

Y se sabe que C_F es igual a:

$$C_F = C_p \frac{(\bar{\mu}_g \bar{Z})_p}{(\bar{\mu}_g \bar{Z})_F} \quad (3.6)$$

donde

Q_F = gasto de gas futuro.

C_p = coeficiente al tiempo presente.

C_F = coeficiente al tiempo futuro.

La elaboración de curvas de IPR futuras es importante, ya que de esta forma podemos determinar los gastos futuros de producción para los pozos fluyentes o en su defecto saber el momento óptimo para la instalación de un Sistema Artificial de Producción conforme declina la presión del yacimiento.

3.3 CURVAS DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LA TUBERÍA¹⁶

La curva de capacidad de transporte de la tubería representará el comportamiento de todos los componentes ubicados en la parte superior del nodo. Teniendo el mismo nodo en el fondo del pozo, la curva mostrará como se comporta el fluido del yacimiento a través de las tuberías y herramientas con base en sus características. La caída de presión que se presenta en la tubería esta en función de la presión de superficie, la presión hidrostática y la pérdida de presión por fricción. Para gastos muy altos de gas un término adicional se le agrega a la caída de presión total, este termino es el de la aceleración del gas.

La curva de capacidad de transporte de la tubería es mostrada en la Figura 3.6, la parte derecha de la curva nos muestra que la pérdida de presión total incrementa por que las pérdidas por fricción aumentan debido al alto gasto de gas. En la parte izquierda de la curva el gasto de flujo es bajo y la pérdida total de presión se debe principalmente a la presión hidrostática de la columna del fluido, es decir, al colgamiento del líquido presente en la tubería.

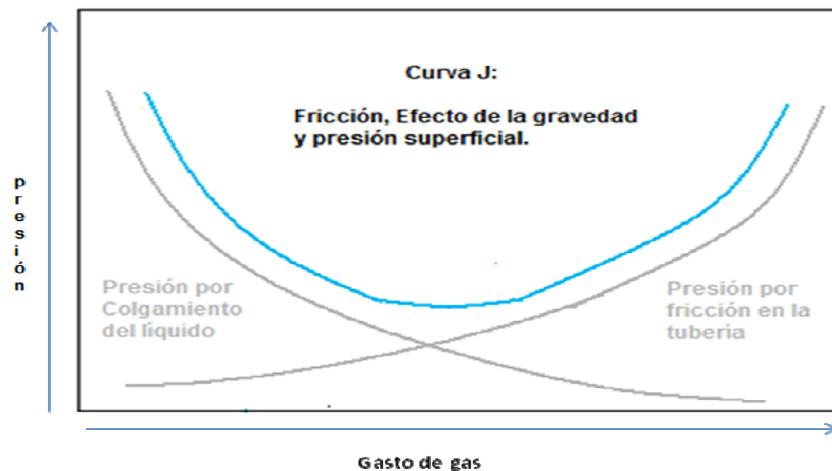


Figura 3.6 Curva de capacidad de transporte de tubería.

Los factores que afectan las curvas de capacidad de transporte son:

1. Propiedades del fluido.
 - ✓ Aceite: viscosidad, RGA, punto de burbujeo, Bo, densidad, entre otros.
 - ✓ Gas: viscosidad, factor Z, compresibilidad, densidad, entre otros.

2. Correlaciones de la capacidad de transporte usadas.
3. Fricción en las tuberías.
4. Condiciones de la terminación del pozo y arreglo del aparejo de producción.
 - ✓ Tamaño de la tubería.
 - ✓ Restricciones de la tubería.
 - ✓ Rugosidad de la tubería.

La intersección de ambas curvas en la grafica P_{wf} vs. Q , (Figura 3.1) nos indica el punto de operación, que significa el máximo gasto que podemos obtener por las condiciones establecidas en nuestro sistema. Si cambiamos el diámetro de la tubería, por ejemplo, la presión estática del yacimiento o alguna otra característica del sistema, será diferente.

3.3.1 Intersección de la curva de capacidad de transporte y la curva IPR

Las Figuras 3.7, 3.8 y 3.9 muestran la intersección de la curva de capacidad de transporte y la curva IPR. En la primer figura observamos 2 intersecciones, la primera está localizada del lado izquierdo la cual nos representa una operación inestable, y la segunda localizada del lado derecho, representa una operación estable. En la operación estable tenemos un gasto mayor de gas como se muestra en la Figura 3.7.



Figura 3.7 Curva del comportamiento de flujo en la tubería en relación con el IPR.

En la Figura 3.8 se muestra más detalladamente la operación estable. Como se observa en el punto 1 que va de la intersección al punto A, se asume que el gasto incrementa; para el punto 2 la presión en la tubería incrementa más de lo requerido por la curva IPR, con esto asumimos que la fricción en la tubería aumenta; para el punto 3 se observa que el gasto regresa a su valor inicial debido a que la presión en la tubería se decremента.

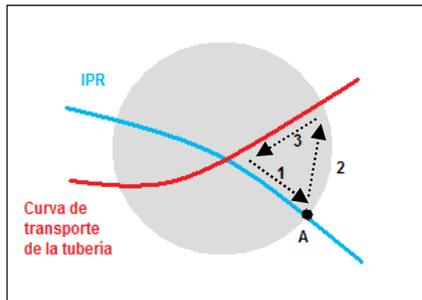


Figura 3.8 *Flujo Estable.*

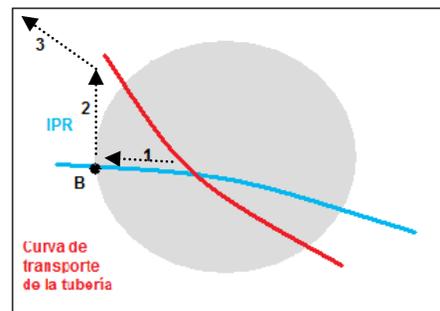


Figura 3.9 *Flujo Inestable.*

En la figura 3.9 se muestra una operación inestable, en el punto 1 asumimos que el gasto decrece hacia el punto B, en el punto 2 la presión en la tubería es más de la requerida por la curva IPR por el incremento del colgamiento debido al bajo gasto; en el punto 3 el incremento de la presión en la tubería disminuye aún más el gasto de gas.

3.4 FLUJO DE GAS A TRAVÉS DE ESTRANGULADORES^{15, 19}

Un estrangulador es una herramienta cuya función es la de restringir el paso del fluido bajo presión, con el objeto de controlar el gasto del pozo en las cantidades deseadas y con esto:

- ✓ Ejercer una contrapresión suficiente para evitar la entrada de arena en el pozo o la conificación de agua.
- ✓ Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- ✓ Proteger el equipo superficial y subsuperficial.

Los principios sobre los cuales se soporta esta teoría son los que se deducen de la ecuación general de energía presentada en el capítulo anterior. En el caso de flujo a través de

un estrangulador los límites de la siguiente expresión están dados por la entrada al flujo (1) y la salida de éste (2), como se muestra en la Figura 3.10.

$$\int_1^2 \left(V dp + \frac{g}{g_c} dh + \frac{1}{2} \frac{dv^2}{g_c} + dws \right) = 0. \quad (3.7)$$

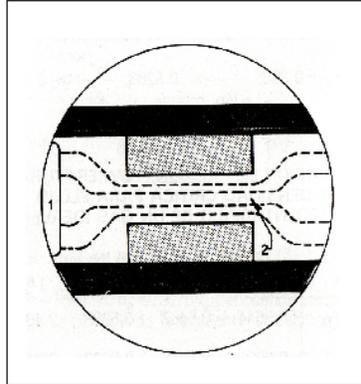


Figura 3.10 Límites de integración y líneas de flujo.

Con los estranguladores que se instalan a boca de pozo, para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico, se pretende, al seleccionar uno de ellos, que la presión después de la restricción no afecte a la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia su comportamiento. Un número de Mach igual o mayor a la unidad asegurará esta pretensión.

El número de Mach se define como la relación de la velocidad real del fluido (v_f) entre la velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido en cuestión (v_p).

$$M = \frac{v_f}{v_p}. \quad (3.8)$$

En función de éste número, se definen tres diferentes regímenes :

- ✓ Para $M < 1$ el flujo es subsónico.
- ✓ Para $M > 1$ el flujo es supersónico.
- ✓ Para $M = 1$ el flujo es sónico o crítico.

3.4.1 Válvulas de seguridad subsuperficiales.

A continuación se presenta una ecuación con la cual se puede evaluar la caída de presión en una válvula de presión subsuperficial operando bajo condiciones de flujo subsónico. Esta ecuación es:

$$p_1 - p_2 = \frac{2.7\gamma_g P_1}{Z_1(T_1 + 460)} \left(1 - \frac{d_v}{d}\right) \left(\frac{69.22 \times 10^{-6} Z_1(T_1 + 460) q_g}{p_1 d_v^2 Y}\right)^2, \quad (3.9)$$

donde:

$$Y = 1 - \left(0.41 + 0.35(d_v / d)^4\right) \left(\frac{p_1 - p_2}{kp_1}\right). \quad (3.10)$$

3.5 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO PARA YACIMIENTOS DE GAS^{15, 17}

Para entender el comportamiento del flujo de los fluidos a través de la tubería, es necesario conocer los conceptos y ecuaciones fundamentales de flujo multifásico y las correlaciones que describen dicho comportamiento. En este trabajo nos enfocaremos en yacimientos de gas.

Cuando el gas pasa a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de energía disponible para transportarlo hasta las compresoras, por lo que es importante hacer una evaluación de la distribución de la presión a lo largo de la tubería. Al hacer este estudio junto con un análisis nodal, es posible:

- ✓ Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- ✓ Obtener la presión de fondo fluyendo sin intervenir el pozo.
- ✓ Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
- ✓ Estudiar el comportamiento de los pozos fluyentes.

Cuando el flujo es vertical, las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma generalmente se desprecia:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Total} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Elevación} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Fricción} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{Aceleración} \quad (3.6)$$

Las correlaciones existentes para el cálculo de distribuciones de presión con flujo multifásico en tuberías, pueden clasificarse en tres grupos en base al criterio utilizado en su desarrollo.

Grupo I: No se considera resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se obtiene en función de las propiedades de los fluidos, corregidas por presión y temperatura. Las pérdidas por fricción y los efectos por colgamiento se expresan por medio de un factor de fricción correlacionado empíricamente. Estas correlaciones no distinguen patrones de flujo. En este grupo están incluidos los métodos de Poettman y Carpenter, Fancher y Brown, y Baxendell y Thomas.

Grupo II: Se toma en cuenta el resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades combinadas del gas y el líquido. No se distinguen patrones de flujo. Un ejemplo de este grupo es la correlación de Hagedron y Brown.

Grupo III: Se considera resbalamiento entre fases. La densidad de la mezcla se calcula utilizando el efecto del colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua. En este grupo se distinguen diferentes patrones de flujo. Las principales correlaciones de este grupo son las de Duns y Ros, Orkiszewski, Aziz, Beggs y Brill etc.

3.5.1 Patrones de flujo

En general, el problema de predecir la caída de presión cuando fluyen gas y líquidos al mismo tiempo es muy complejo. Consiste en predecir la variación de la presión con elevación a lo largo de la tubería de producción para ciertas condiciones conocidas de flujo. El flujo vertical multifásico puede tener variaciones en la distribución de una fase respecto a la otra, llamándosele patrón de flujo. A continuación se definirán cuatro patrones de flujo.

El primero de ellos es el régimen de burbuja, que consiste en la liberación de gas de un aceite bajo saturado cuando éste alcanza su punto de burbujeo dentro de la tubería. El aceite forma la fase continua. Figura 3.5.

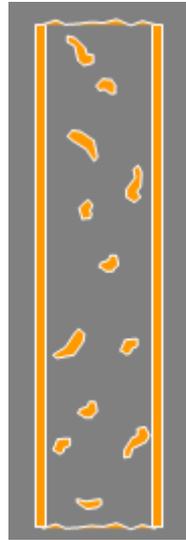


Figura 3.5 Flujo burbuja.

El siguiente patrón de flujo que se ha identificado es el tipo bache; aquí tanto la fase líquida como la gaseosa contribuyen al gradiente de presión. El gas existe en forma de burbujas más grandes llenando la tubería, separadas por baches de líquido. Figura 3.6.



Figura 3.6 Flujo bache.

El tercer tipo de flujo es el anular bache, también llamado transición; esencialmente los baches de líquidos desaparecen y se forma una fase discontinua.

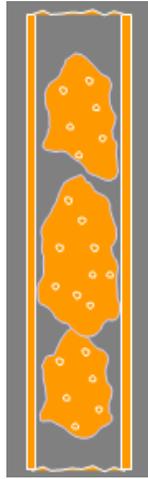


Figura 3.7 *Flujo anular-bache.*

El cuarto patrón de flujo es el anular-niebla; se caracteriza por la continuidad de la fase gaseosa con pequeñas gotas de líquido contenido en él y formando una película en la pared de la tubería. El caso típico de este tipo de régimen es cuando se produce en un yacimiento de gas y condensado. Figura 3.8.

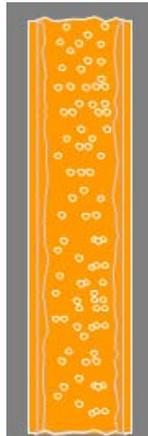


Figura 3.8 *Flujo anular niebla.*

El gas-condensado existe únicamente como un gas en el yacimiento durante toda su vida productiva. Debido a esto, no hay formación de líquidos en el yacimiento. Sin embargo, las

condiciones de separación caen dentro de la envolvente ocasionando la formación de líquidos en la tubería de producción y en la superficie.

3.5.2 Conceptos básicos

Los siguientes conceptos han sido utilizados por distintos autores, para explicar el fenómeno del flujo multifásico en tuberías verticales y desarrollar sus correlaciones. Es necesario tener claro estos conceptos para poder comprender la forma en la que se describen y predice el flujo de un fluido dentro de una tubería vertical.

El primer concepto para poder entender el flujo multifásico es el colgamiento. El **colgamiento** (Y_L) es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, y el volumen de la sección aludida. Esta depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen al mismo tiempo en la tubería, por lo que si la mezcla es homogénea, el colgamiento se considera despreciable. El colgamiento de líquido ocurre cuando la fase líquido dentro de la tubería viaja a una menor velocidad que la fase gaseosa provocando el resbalamiento entre fases. El colgamiento se puede expresar como:

$$y_L = \exp \left[\left(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2 \right) \frac{N_{gv}^{C_5}}{N_{Lv}^{C_6}} \right]. \quad (3.7)$$

Con las ecuaciones (3.7a-3.7c, podemos calcular el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases:

$$N_{L\mu}^2 = 0.15726 \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^3} \right)^{0.25}, \quad (3.7a)$$

$$N_{Lv} = 1.938 v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25}, \quad (3.7b)$$

$$N_{gv} = 1.938 v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.25}, \quad (3.7c)$$

El segundo concepto es **resbalamiento**. El resbalamiento describe el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con exactitud el colgamiento

considerando el resbalamiento entre fases, por medio de las expresiones de Mukherjee y Brill, ecuación (3.7).

V_{SL} y V_{Sg} son las **velocidades superficiales** del líquido y del gas respectivamente y estas son las velocidades que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería. Por otro lado tenemos las velocidades reales del líquido V_L y del gas V_g , las cuales se pueden obtener a partir del concepto de colgamiento.

La **velocidad de la mezcla** es la suma de la velocidad superficial del gas y la velocidad superficial del líquido.

Otro concepto importante es la **densidad de la mezcla** de los fluidos la cual se obtiene a partir del colgamiento:

$$\rho_m = \rho_L y_L + \rho_g (1 - y_L). \quad (3.8)$$

Además podemos obtener la densidad de la mezcla sin resbalamiento con la siguiente expresión:

$$\rho_{ns} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 - \lambda). \quad (3.9)$$

Por último la viscosidad de la mezcla dependiendo del método que se utilice, se usan las siguientes expresiones:

$$\mu_{ns} = \mu_L + \mu_g (1 - \lambda), \quad (3.10)$$

$$\mu_m = \mu_L^{y_L} \mu_G^{(1-y_L)}, \quad (3.11)$$

3.5.3 Correlaciones de flujo multifásico para gas y condensado, gas húmedo y gas seco

A continuación se mencionarán las características principales de las correlaciones en las cuales se han presentado mejores resultados en el cálculo de la caída de presión en tuberías verticales para pozos de gas.

Las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales utilizadas son:

- ✓ Duns y Ros.
- ✓ Govier y Aziz.

- ✓ Gray y Ros.
- ✓ Beggs y Brill.

3.5.3.1 *Correlación de Duns y Ros*

Es el resultado de trabajos de investigación en laboratorio con modificaciones y ajustes usando datos de campo. Utilizaron mezclas gas-líquidos que varían de gas y agua, a aceite lubricante de alta viscosidad. La correlación sirve para calcular pérdidas de presiones y colgamiento determinando el régimen de flujo por la correlación que desarrollaron ellos mismos. Tomaron como base para su estudio el balance de presión en vez de la ecuación de balance de energía.

Desarrollaron ecuaciones para tres regiones de flujo, (I) régimen de flujo burbuja, tapón y espuma, (II) el remanente de flujo espuma y régimen de flujo bache, (III) régimen de flujo niebla. La correlación esta en términos de la velocidad del gas adimensional, el diámetro de la tubería, la viscosidad del liquido y una expresión adimensional.

Duns y Ros correlacionaron la velocidad con el resbalamiento como una relación entre el colgamiento del líquido y la relación del colgamiento de gas-liquido. Las correlaciones para la velocidad con resbalamiento, dieron el método para calcular el gradiente de presión total.

Su trabajo tuvo las siguientes conclusiones:

1. La ecuación de balance de presión puede ser resuelta utilizando diferentes correlaciones para varios regímenes de flujo.
2. Los tres regímenes de flujo deben usarse para predecir los gradientes de presión.
3. La precisión de las correlaciones es razonable en rangos de producción bajos de gas.
4. La correlación no es aplicable para en cálculo con tres fases.

3.5.3.2 *Correlación de Govier y Aziz*

Esta correlación esta basada en datos de laboratorio y campo para todo tipo de fluido y todos los tamaños de tubería. La correlación es usada para calcular las caídas de

presión, colgamiento y patrones de flujo; fue desarrollada en un estudio de pozos productores de gas y condensado. Se analizaron a detalladamente datos de gasto vs. caídas de presión, provenientes de 102 pozos con relaciones de gas-liquido entre 3900 y 1,170,000 pie³/bl. Las condiciones de fase en el agujero se determinaron usando cálculos flash.

Los datos de gradientes de presión para flujo bajo condiciones de una sola fase fueron comparados con las predicciones convencionales, y generalmente se confirmaron. Para el caso de las condiciones de flujo bifásico, los datos de campo se compararon con varios métodos empíricos de predicción y con este nuevo método de predicción basado parcialmente en la mecánica del flujo. La predicción incorpora una estimación empírica de la distribución de la fase liquida entre la que fluye como una película sobre la pared y la que entra en el núcleo de gas. Utiliza ecuaciones de momento separadas para la mezcla gas-liquido en el núcleo y para el contenido total en la tubería.

3.5.3.3 Correlación de Gray y Ros

La correlación de Gray es usada para predecir las pérdidas de presión y el colgamiento existente en la tubería. Esta correlación fue desarrollada para flujo vertical en sistemas de gas y condensado en los que predomina la fase gaseosa. El flujo es tratado como una sola fase, y el agua o el condensado que caen se asume que se adhieren a la pared de la tubería. Se recomienda utilizar en casos con flujo vertical donde la velocidad es menor a 50 pie/seg, el tamaño de la tubería es menor a 3 ½ pg, el gasto de condensado es menor a 5 bl/mmpc, y el gasto de agua es menor a 5 bl/mmpc.

La correlación no define patrones de flujo pero si propone una ecuación para el resbalamiento donde intervienen diversos números adimensionales. Para el cálculo de la perdida de carga por fricción, Gray propone que la rugosidad se calcule a partir de una correlación suya donde interviene la tensión superficial.

3.5.3.4 Correlación de Beggs y Brill

La correlación de Beggs y Brill se desarrolló a partir de 584 pruebas tomadas de datos obtenidos experimentalmente de una pequeña prueba a escala. Este método es aplicable para flujos horizontal, vertical e inclinado.

Los experimentos se desarrollaron en tubos de acrílico transparente, los cuales podían ser cambiados de posición horizontal a vertical y viceversa, esto en realidad fue la aportación de su trabajo, el poder calcular las pérdidas de presión en tuberías inclinadas y pozos direccionales. Estos experimentos tenían dispositivos para medir gastos, caídas de presión, ángulos de inclinación y colgamiento. Con lo anterior presentaron los resultados de los estudios en tuberías de 1 y 1 ½ pg, utilizando aire y agua.

No obstante la correlación fue desarrollada para rangos limitados pero se ha comprobado que la correlación permite predecir con bastante exactitud las caídas de presión en tuberías verticales con flujo simultáneo de aceite, gas y agua, y para pozos relativamente secos.

Para efectos de este trabajo, no se profundiza en las correlaciones de flujo mencionadas en este capítulo, el desarrollo y la información básica de éstas se pueden consultar en el apéndice, si se requiere más información sobre estas correlaciones consultar los artículos citados en la bibliografía.

3.6 EJEMPLO DE ANÁLISIS NODAL¹⁴

Calcular el gasto de gas dados los siguientes datos:

Datos:

Presión del yacimiento: 3500 lb/pg²abs.

Diámetro exterior de la TP 2 7/8 pg.

Diámetro interior de la TP 2.441pg.

Profundidad del pozo (pozo vertical) 12000 pies.

Producción de agua 60 bbls/MMscf.

Gravedad específica del gas 0.65.

Temperatura superficial 120 °F.

Temperatura De fondo 170 °F.

Presión superficial 300 lb/pg²abs.

Gasto de Gas	Pwf
Mscf/D	lb/pg ² abs
263	3170
380	2897
497	2440
640	2150

Desarrollo:

Calcular: $(P_r^2 - P_{wf}^2)^2 10^6$.

Gasto de Gas	$(P_r^2 - P_{wf}^2)^2 10^6$
Mscf/D	lb/pg ² abs
263	2,911
380	4,567
497	7,006
640	8,338

Resolviendo "n" y "C" de la ecuación de contrapresión tenemos:

$$n = 0.83 \quad \text{y} \quad C = 1.13 \times 10^{-3} \text{ Mscf/D} / \text{lb/pg}^2 \text{abs} \cdot 2n$$

Por lo que la ecuación para el IPR es:

$$q_g = 1.13 \times 10^{-3} (3600 - P_{wf}^2)^{0.83}$$

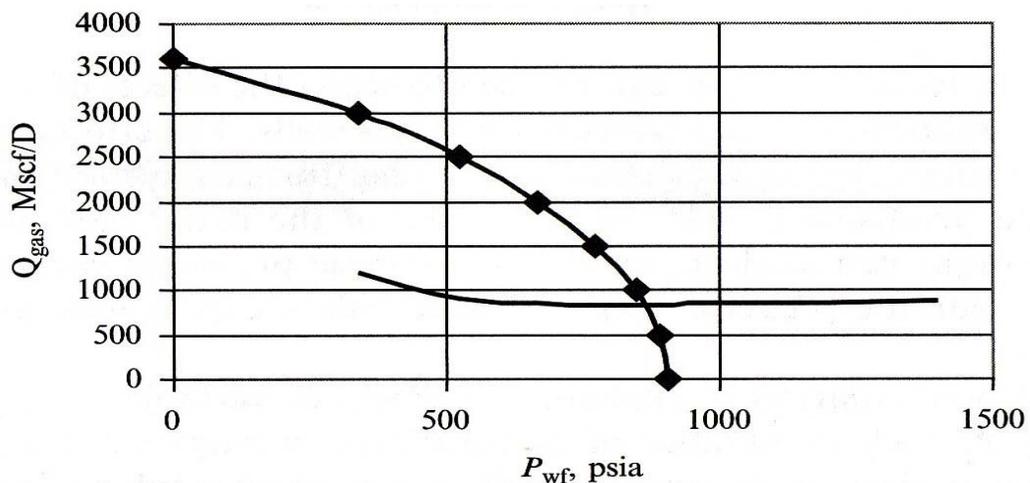
Evaluando la ecuación de contrapresión anterior del pozo estudiado, con diferentes presiones podemos graficar la curva IPR.

Ahora bien, con la ayuda de algún programa, la curva de capacidad de transporte de tubería puede ser calculada con la correlación de Gray (usada debido a la presencia de líquidos y para tomar en cuenta el colgamiento del líquido existente en el pozo). La presión es la suma de la presión superficial y la caída de presión de la tubería.

La siguiente tabla representa los puntos para formar la curva de capacidad de transporte usando la correlación de Gray:

Gasto del gas	Pwf
Mscf/D	lb/pg ² abs
0	0
338	1200
524	900
666	865
772	835
846	838
890	841
905	844
1000	849
1200	855
1400	890

La siguiente gráfica representa la intersección de las dos curvas. Como se puede observar en la intersección el gasto de gas es de 846 Mscf/D. Es ahí donde se presenta flujo estable aunque por la posición de la intersección (cerca de la abscisa), la producción se tornará inestable. Debido a que la presión de superficie es muy alta para este pozo, se recomienda bajar la presión para que la presión decremente lentamente aunque con esto no se logre una mayor producción.



CAPÍTULO 4

PROBLEMÁTICA EN POZOS DE GAS

4.1 ANTECEDENTES

Desde hace algunos años, los pozos de gas tienen una gran problemática que es la presencia de líquidos, por tal motivo ha surgido la necesidad de buscar soluciones a este problema debido a que estos líquidos hacen una contrapresión en el yacimiento y llega el momento en que no tiene suficiente energía para descargar los líquidos acumulados en el fondo del pozo, provocando una declinación súbita en la producción de gas, hasta que el pozo deja de producir.

La implantación de métodos de producción en pozos de gas, surge como una respuesta a la problemática mencionada anteriormente. Para este caso, los sistemas artificiales de producción convencionales no son muy útiles, debido a que estos operan generalmente en pozos de aceite.

En la industria petrolera los sistemas artificiales de producción no convencionales juegan un papel muy importante para el desarrollo de la producción de gas ya que este hidrocarburo es muy utilizado en el mundo debido a que el consumo de éste es muy alto para cubrir las necesidades humanas.

4.2 MODELO DE TURNER^{16,20}

Para entender el modelo de Turner es necesario hacer algunas definiciones.

- ✓ Velocidad terminal (Crítica): Es la velocidad mínima del gas que se necesita para transportar las gotas de líquido a la superficie a través de la tubería de producción.

- ✓ Gasto crítico: Es el gasto mínimo requerido del gas para acarrear los líquidos del fondo del pozo hasta la superficie.

Uno de los aspectos más importantes en las investigaciones del fenómeno de la carga de líquidos en los pozos de gas es que el gasto crítico de flujo de gas o los parámetros de producción debajo de cada arrastre de líquidos es imposible.

La tarea es predecir, para varios tipos geométricos de agujeros, presiones, temperatura y volumen, el gasto del flujo crítico del gas para una determinada tasa de producción de líquido.

Turner hizo una contribución muy grande a este problema en 1968. Se predijo empíricamente y de manera general el gasto de gas crítico. Los dos fenómenos físicos que definen el modelo de transporte vertical del líquido son:

- ✓ Capa de líquido en movimiento a través de las paredes de la tubería.
- ✓ Arrastre del líquido en el flujo de gas a alta velocidad.

4.2.1 *Movimiento de las gotas de líquido atrapadas en el gas*

El modelo se basa en el cálculo de la velocidad terminal de las gotas que caen y también de los cálculos del rompimiento de las burbujas para determinar la medida máxima de las gotas en las condiciones dadas.

En otras palabras, el modelo desarrollado se basa en el cálculo de la velocidad terminal de las gotas más grandes que existen en un flujo dado, para asegurar el movimiento de todas las gotas en la corriente de gas.

Turner mostró que una partícula cayendo libremente en un fluido, su velocidad terminal esta en función de:

- ✓ Tamaño y forma de las partículas.
- ✓ La densidad de la partícula (líquido).
- ✓ La densidad y la viscosidad del fluido en el que cae la partícula.

Desde que la gota está prácticamente moviéndose hacia un fluido en el campo gravitacional, pueden emplearse mecánicas prácticas para determinar el gasto mínimo de gas.

Una partícula cayendo libremente en un fluido alcanzará una velocidad terminal, que será la máxima velocidad que pueda lograr bajo esa influencia de gravedad cuando las fuerzas de arrastre (F_d) igualen las fuerzas de aceleración gravitacional (F_g), como se muestra en la Figura 4.1.



Figura 4.1 *Movimiento de las gotas de líquido atrapadas en el gas (Turner).*

4.2.2 Modelo de movimiento de arrastre de burbujas.

Las gotas de líquido moviéndose relativamente en un gas están sujetas a fuerzas que tratan de fragmentarlas mientras que la tensión superficial del líquido (σ_L) actúa para mantenerlas unidas. El antagonismo de las dos presiones (velocidad y tensión superficial) determinan el tamaño máximo que la gota puede alcanzar.

Presión de la velocidad:

$$\frac{v^2 \rho_g}{g_c} \quad (4.1)$$

Presión de la tensión superficial:

$$\frac{\sigma}{d} \quad (4.2)$$

La relación entre estas dos presiones es el Número de Weber, N_w :

$$N_w = \frac{v^2 \rho_g d}{\sigma_L g_c} \quad (4.3)$$

Si el número de Weber excede del valor crítico, la gota de líquido será fragmentada. Para gotas en caída libre N_w crítico = 20-30. Turner dedujo la velocidad terminal y el gasto de gas crítico usando lo siguiente:

1. Número de Weber = 30.
2. La deformación de las gotas de líquidos a altas velocidades de la corriente de gas no es tomada en cuenta.
3. El coeficiente de arrastre (C_d) para gotas de líquido esféricas es del orden de 0.44 (Turner), Figura 4.2

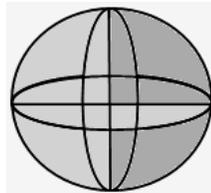


Figura 4.2 Forma de la burbuja de líquido cuando el $N_w=30$ y $C_d= 0.44$.

4.2.3 Modelo de movimiento de arrastre de burbujas modificado.

Cuando las gotas de líquido sean arrastradas a grandes velocidades de la corriente de gas, existe una diferencia de presión entre la parte de enfrente y la posterior de la gota de líquido. La gota de líquido se deformará bajo la fuerza aplicada y su figura cambia a una forma ovalada.

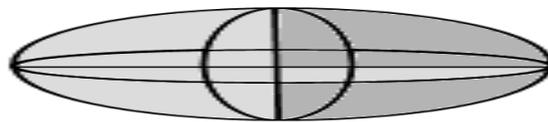


Figura 4.3 Burbuja de líquido $20 < N_w < 30$, $C_d=1$.

Modelo de Turner con coeficiente de arrastre (C_d)=0.44 $K=1.593$:

$$v_t = 1.593 \sqrt[4]{\frac{\sigma_L (\rho_L - \rho_g)}{\rho_g^2}}, \quad (4.4)$$

donde:

v_t = Velocidad terminal o velocidad crítica del gas [pies/seg].

ρ_L = Densidad del líquido (agua y/o condensado) en [lbm/pie³].

ρ_g = Densidad del gas en [lbm/pie³].

σ_L = Tensión superficial (agua y/o condensado) en [Dina/cm].

Con la ecuación anterior y sustituyendo valores típicos de las propiedades del líquido y del gas, llegamos a una ecuación más simple y simplificando tenemos:

Para el agua:

$$v_{t(\text{agua})} = 5.62 \frac{(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}}. \quad (4.5)$$

Para el condensado:

$$v_{t(\text{cond})} = 4.02 \frac{(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}}, \quad (4.6)$$

donde:

$v_{t(\text{agua})}$ = Velocidad crítica del gas para el arrastre de partículas de agua, [pie/seg].

$v_{t(\text{condensado})}$ = Velocidad crítica del gas para el arrastre de partículas de condensado [pie/seg].

P = Presión [psi].

Este método es aplicable para relaciones mayores de 130 (bl/10⁶ pies_g³) y en caso de presentarse flujo de agua y/o condensados, Turner recomienda emplear la ecuación 4.5.

Con el valor obtenido en la ecuación 4.5 podemos calcular el “Gasto Crítico” que es el gasto mínimo del gas para acarrear los líquidos del fondo del pozo hasta la superficie con la siguiente ecuación:

$$q_{gc} = 3.06 * \frac{P * v_t * A}{T * Z}, \quad (4.7)$$

donde:

P = Presión (psia).

A = Área de la tubería (pie²).

T = Temperatura (°R).

q_{gc} = Gasto de gas crítico (MMPCD).

V_t = Velocidad Terminal (pie/seg).

Z = Factor de compresibilidad.

4.3 CARGA DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS²¹

La carga de líquido en pozos de gas es un problema para los ingenieros de producción y el factor de mayor influencia en el control y/o abandono de yacimientos de gas y gas y condensado con baja presión (yacimiento agotado y/o depresionado).

La carga de líquidos ocurre en pozos con baja presión de fondo cuando la tasa de flujo de gas se vuelve insuficiente para cargar y remover continuamente el líquido del fondo del pozo hasta la superficie.

Es esencial el mantener los pozos de gas, libres del líquido, de otra manera la producción se reducirá fuertemente por la contrapresión de los líquidos acumulados y por la permeabilidad relativa reducida del gas en la zona cercana al pozo.

La selección correcta del diámetro de la tubería de producción es crucial para mantener las condiciones fluyentes sin carga de líquido. La selección apropiada del diámetro de la T.P., así como la energía natural del yacimiento es lo que le dará al gas suficiente velocidad para levantar los líquidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Cuando el gas natural es producido desde el yacimiento, elementos como el agua e hidrocarburos pueden condensarse en líquidos dentro del pozo. El agua o hidrocarburos

líquidos también pueden producirse directamente del yacimiento. Tan alto como sea el gasto de flujo para mantener el flujo anular, los líquidos podrán ser retirados del pozo.

Si el gasto declina en un campo de gas maduro, el régimen de flujo cambia de flujo anular a flujo de transición y la capacidad de levantar el líquido disminuye dramáticamente. El gasto al cual ocurre este cambio de régimen de flujo es en el gasto de gas crítico, que sucede cuando el líquido no puede ser levantado hasta la superficie, provocando que se acumule en el pozo de forma que el pozo crea una contra presión no deseada en la formación, restringiendo de esta forma la producción de gas.

Si algunos de los métodos específicos de levantamiento como los agentes espumantes (barras o líquido), émbolo viajero, etc; no se implementa, la producción de gas continuará declinando y finalmente el pozo terminará su producción de manera acelerada.

La fuente de transporte de energía del yacimiento se vuelve baja y no es suficiente para soportar el levantamiento del líquido desde el fondo del pozo. El líquido se acumula en el fondo de la tubería.

Mientras se acumule el líquido en el fondo del pozo, causará presión hidrostática adicional y decrementará la caída de presión frente a la formación así como el gasto de gas. Si el proceso de acumulación continua, el pozo acumulará los líquidos suficientes (agua y condensado) para equilibrar la energía disponible del yacimiento y causará que el pozo muera. Este fenómeno es conocido como carga de líquido. Figura 4.4.

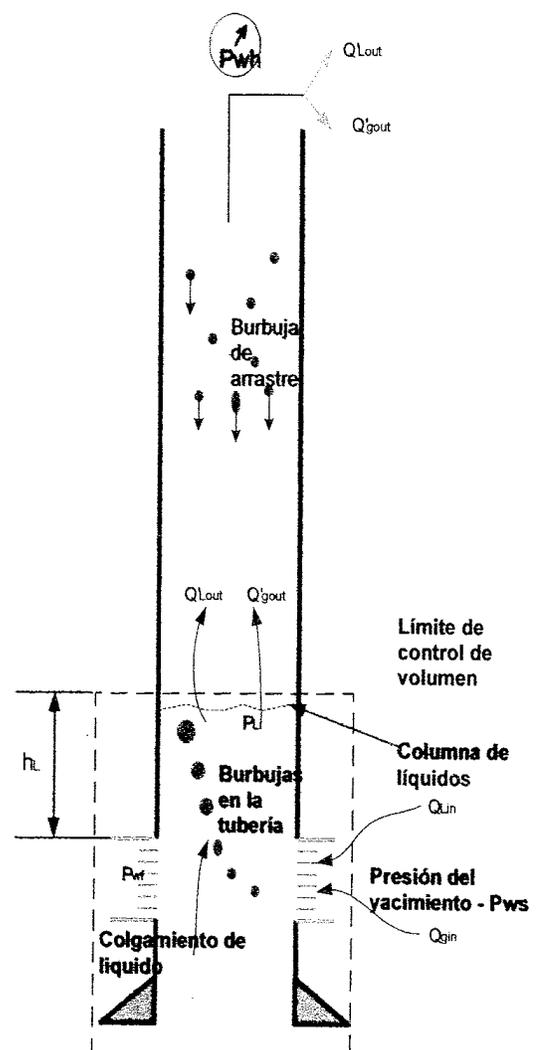


Figura 4.4 Carga de líquidos.

La carga de líquidos en los pozos de gas está relacionada con el cambio en el régimen de flujo (de continuo a intermitente). El gas fluye a la cabeza en forma de burbujas a través del líquido. La caída de presión a través de la tubería de producción se incrementa y existen rápidas fluctuaciones de la relación gas-líquidos (GLR), fenómenos típicos del proceso de carga de líquidos. La velocidad del gas en la tubería disminuye por debajo del mínimo requerido para remover los líquidos hacia arriba y afuera del pozo.

La fuente de líquido es:

- ✓ El condensado de gas debido a la pérdida de temperatura del pozo.
- ✓ El agua y condensado producidos junto con el gas.

Otros problemas que pueden ocurrir debido a la carga de líquido:

- ✓ La zona cercana al pozo puede estar saturada con líquido, causando un decremento de la permeabilidad relativa del gas que decrementará la producción potencial del pozo.
- ✓ El condensado puede causar daño a la región en la vecindad del pozo, particularmente si la formación contiene arcillas hidratables.

Las 5 variables más significativas que influyen en la carga del líquido son:

1. Presión estática del yacimiento.
2. Temperatura del pozo.
3. Diámetro de la tubería de producción del pozo.
4. Presión en la cabeza del pozo.
5. Propiedades del gas y líquidos (Gravedad específica, Tensión interfacial, etc.).

La temperatura del pozo controla la cantidad de líquido que será separada de la corriente del gas. Cuando la temperatura aumenta la cantidad de líquido que sale del gas se incrementará.

El levantamiento de líquidos para un pozo de gas produciendo líquidos se vuelve un problema, cuando la velocidad dentro de la tubería se vuelve muy pequeña para mantener las condiciones de flujo estable.

El problema es debido a una relación gas-líquido insuficiente, pero puede ser atribuido a un gasto de gas bajo, debido a una baja presión y/o permeabilidad del yacimiento. Pozos con tuberías de diámetro pequeño tiene mejor capacidad de levantamiento debido a que la velocidad de transporte de gas se incrementa.

La instalación de un empacador a una distancia grande por arriba de los intervalos puede ocasionar un problema prematuro de carga de líquido. Para una presión en la cabeza del pozo alta, se requiere una producción alta para prevenir la acumulación de líquidos.

4.3.1 Etapas de la formación de carga de líquidos

Etapas 1

El gasto de gas es mayor que el gasto crítico ($q_g > q_{gc}$). Todos los líquidos producidos son acarreados hacia la superficie por el gas y el pozo exhibe un comportamiento estable y relativamente predecible.

La energía disponible que permite al gas fluir desde el yacimiento está limitada por la presión promedio del pozo en el área de drene (P_r) y la presión del sistema (P_s).

La presión de fondo fluyendo depende del comportamiento del yacimiento. La presión de cabeza del pozo (P_{wh}) es controlada por el comportamiento de cualquier equipo o tubería superficial.

Etapas 2

Cuando el flujo de gas es menor que el gasto crítico ($q_g < q_{gc}$), el líquido no puede ser llevado a la superficie, quedándose en el pozo en una columna gasificada. La presión fluyendo en la cara del pozo (P_{sf}) y la presión de la cabeza del pozo (P_{wh}) convergen a los límites de presión, a medida que el líquido producido se acumula e incrementa la presión hidrostática de

la columna de gas fluyendo. La presión fluyendo en la cara del pozo incrementa hasta que se iguala con la presión promedio del yacimiento (P_r).

Este incremento de la presión de fondo fluyendo ocasiona la declinación del gasto de gas y de la presión en la cabeza del pozo. Durante el período de carga, las caídas de presión en la línea de flujo, en la columna de gas y en el yacimiento disminuyen, por que las caídas de presión son principalmente debidas a la fricción y éstas decrecen al disminuir el gasto.

La presión causada por el incremento de la columna hidrostática del líquido en el pozo incrementa. La columna hidrostática continúa creciendo hasta que las condiciones hidrostáticas del pozo, combinadas con la P_{wh} equilibran las fuerzas de empuje del yacimiento causando que el pozo muera, en ese momento el gasto de gas es cero.

Etapa 3

La presión promedio del yacimiento (P_r) continúa aumentando hasta que se iguala con la presión en el radio de drene (P_e), o en algunos casos se provoca una carga hidrostática inducida y empieza la descarga del pozo. Cuando un pozo pueda completar más del ciclo de descarga naturalmente, entonces, se ha alcanzado su "límite de flujo".

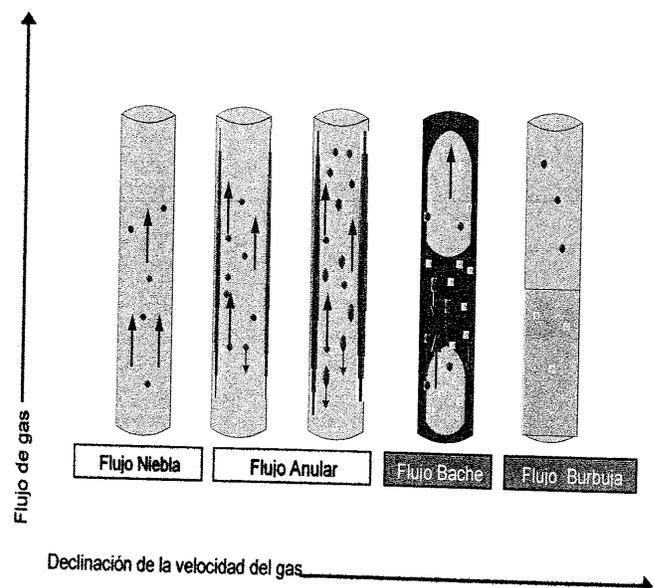


Figura 4.5 Etapas de formación de carga de líquido.

4.3.2 Síntomas del colgamiento de líquidos en pozos de gas

A través de la vida de un pozo de gas el volumen de líquidos que se producen incrementan mientras que el volumen de gas que se produce va decreciendo. Esta situación da como resultado la acumulación de líquidos en el fondo del pozo hasta que eventualmente el pozo muere o el gasto del gas se vea minimizado radicalmente.

Si se diagnostica tempranamente este problema, las pérdidas en la producción de gas pueden ser minimizadas al implementar uno de los muchos métodos disponibles que se mencionaran posteriormente.

Por otro lado, si no notamos la presencia de carga de líquidos, los líquidos podrían acumularse en el fondo del pozo adjunto al yacimiento y posiblemente causarían un daño temporal o permanente. Es vital detectar a tiempo los efectos causados por la carga de líquidos para prevenir la pérdida de producción o un posible daño al yacimiento.

A continuación se discutirán los síntomas que indican cuando un pozo de gas esta teniendo problemas con la carga de líquidos. Los síntomas son:

- ✓ La producción de gas muy variable.
- ✓ Se incrementa la declinación del gasto de gas.
- ✓ La presión en la tubería disminuye y la presión en la tubería de revestimiento aumenta.
- ✓ Los registros de presión muestran distintos cambios en el gradiente de presión.
- ✓ Cabeceo.
- ✓ La producción de líquidos aumenta.

4.3.3 *Indicadores de carga de líquidos en pozos de gas*¹⁶

Determinar con exactitud cuando un pozo tiene problemas de carga de líquido, o si los síntomas que tiene el pozo dependen exclusivamente de la carga de líquido o de otro problema, no es sencillo, a continuación se presentan 5 indicadores, que nos pueden ayudar a identificar estos problemas, dejando claro que pueden existir más dependiendo de la información del pozo y la confiabilidad de los datos que se tengan.

1) Registrador de flujo

Uno de los métodos disponibles más comunes para detectar la carga de líquidos es el “registrador de flujo”. Como su nombre lo dice, este dispositivo registra las medidas de gasto del gas a través de un orificio todo el tiempo. Normalmente cuando un pozo produce líquidos sin problemas de carga, el líquido es producido junto con el gas (flujo niebla) y tiene pequeños efectos en la caída de presión del orificio.

Cuando el líquido pasa por el orificio, la densidad relativamente alta del líquido causa cambios abruptos. Estos cambios de presión se presentan en una gráfica. Estos cambios se pueden observar en la Figura 4.6.

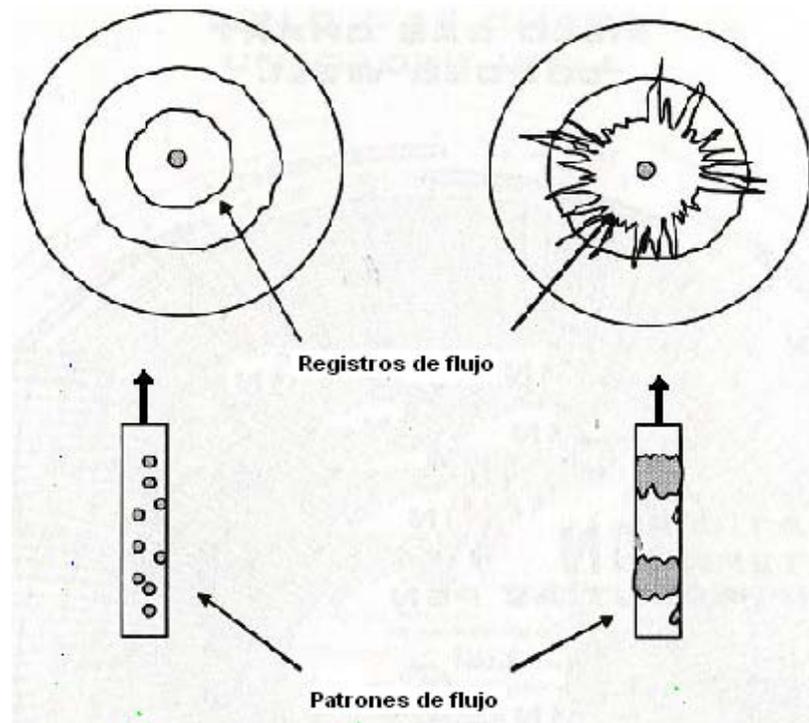


Figura 4.6 Registrador de flujo.

El diagrama mostrado en la parte izquierda de la figura representa un registro de flujo con una producción de líquidos de forma normal (flujo niebla) y en la parte derecha se muestra el pozo con problemas de carga de líquidos. Cuando el líquido se empieza a acumular más, estos cambios se tornan más abruptos hasta que la presión superficial y el gasto del gas decrece.

2) Análisis de la declinación de la curva

La forma de la curva de declinación del pozo puede indicar si existe problema de carga de líquidos. La curva de declinación debe observarse periódicamente para ver si hay cambios en ella.

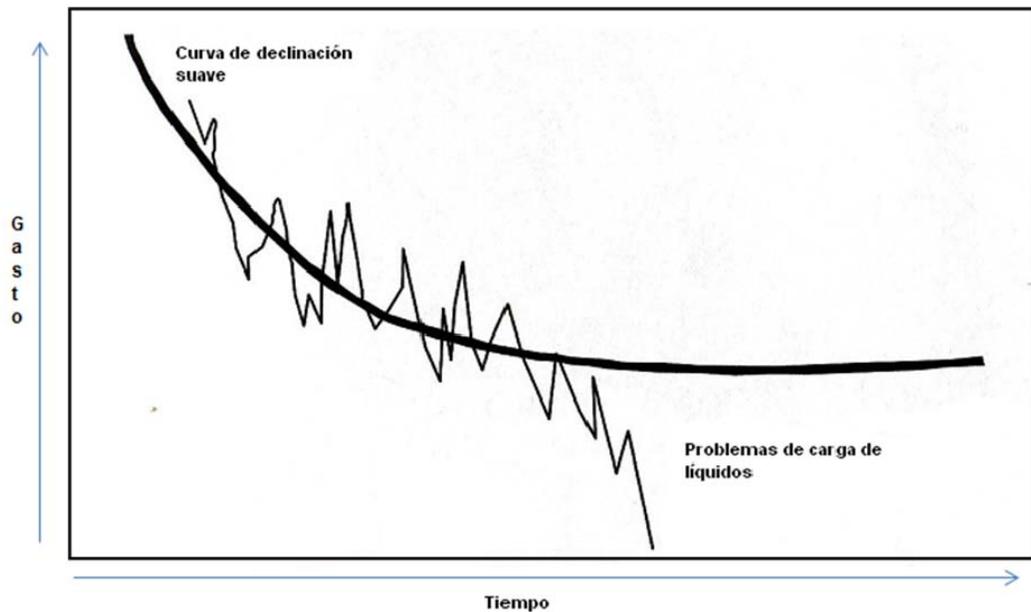


Figura 4.7 Análisis de la declinación de la curva.

En la Figura 4.7 se muestran dos curvas de declinación. La curva de declinación exponencial (suave) es característica de una declinación del yacimiento normal, la cual indica que no existe el problema de carga de líquidos. La forma de la segunda curva es muy variante. Como se puede observar, esta curva muestra que el pozo se depresiona más rápidamente que la curva anterior.

3) Disminución de la presión en la T.P. y aumento de la presión en la T.R.

Si los líquidos se comienzan a acumular en el fondo del pozo y además, se aumenta la producción de éstos, se forma una contrapresión contra la formación y de este modo se reduce la presión en la TP.

En terminaciones sin obturadores de empaque, donde el fenómeno puede ser observado, la presencia de líquidos en la tubería muestra un incremento de la presión en la TR. Estos fenómenos se muestran en la siguiente figura, aunque cabe mencionar que los cambios de presiones mostrados son lineales solo para mostrar el comportamiento.

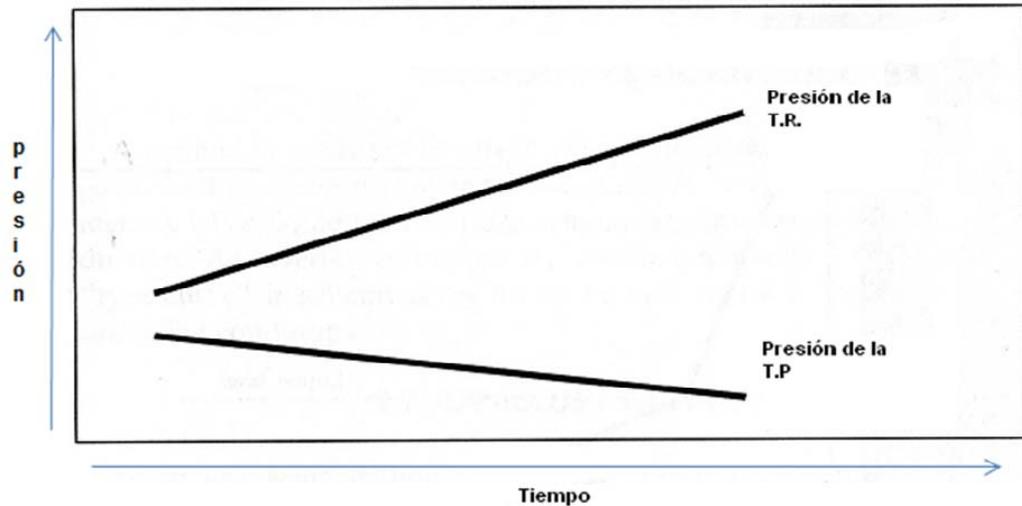


Figura 4.8 Disminución de la presión en la T.P. y aumento de la presión en la T.R.

4) Registros de presión que muestra el nivel del líquido

Los registros de la presión estática o fluyendo son quizás los métodos más precisos para determinar el nivel del líquido en un pozo de gas. Estos registros miden la presión respecto a la profundidad del pozo ya sea fluyendo o no. Debido a que la densidad del gas es más baja que la densidad del agua o condensado, la curva del gradiente medido mostrará un cambio en la pendiente cuando la herramienta de medición entre a la parte donde los líquidos estén localizados. La Figura 4.9 muestra el principio básico asociado con el registro de presión.

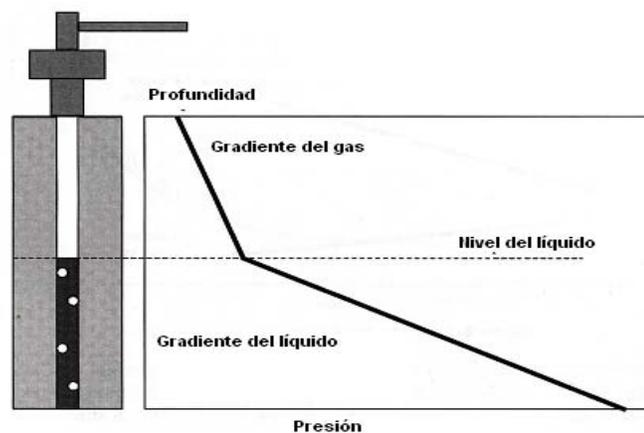


Figura 4.9 Registros de presión que muestra el nivel del líquido.

5) Cabeceo

En pozos donde la producción es inestable se pueden observar descargas intermitentes de líquido o “Cabeceo”, Estos cambios de presión en la cabeza del pozo, se originan por la descargas de las columnas de líquidos que se forman en el fondo del pozo y, al acumularse la presión necesaria son arrastradas a la superficie en forma de tapones, estas descargas se generan en pozos que se encuentran en un régimen semi-fluyente.

Con estos antecedentes es más fácil identificar cual es el problema del pozo y dar una posible solución o soluciones en caso de haberlas, mediante el uso y aplicación de los métodos de producción usados en la industria petrolera para el manejo de la carga de líquidos en pozos de gas, así como su eliminación y manejo.

4.4 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS²²

Hoy en día en la industria petrolera se utilizan diversos métodos de producción en los pozos de gas para manejar la carga de líquidos, cada uno de ellos nos ayuda a resolver esta problemática, a su vez estos pueden trabajar en conjunto y/o cambiar de un método a otro dependiendo de las necesidades y características actuales del pozo.

En este tema hablaremos brevemente de estos métodos, y aunque no se tratarán a profundidad es necesario conocerlos y saber cual es su función. Existen muchos métodos pero para cuestiones de este trabajo nos enfocaremos en 7 principales como son:

1. Apertura de pozos a la atmósfera.
2. Inyección de Nitrógeno a pozos (tubería flexible ó por espacio anular).
3. Introducción de reactivos espumantes, estos pueden ser de 2 tipos:
 - a) Barras espumantes (manualmente ó con lanzadores de barras).
 - b) Líquidos reactivos (tubería flexible).
4. Sarta de velocidad.
5. Émbolo viajero.

6. Válvula motora.
7. Compresores a boca de pozo y/o módulos de compresión.

4.4.1 Apertura de pozos a la atmósfera

Este método consiste en abrir el pozo al quemador, para no tomar en cuenta la contrapresión que existe en la cabeza del pozo, lo que aunado a la carga que ejercía la columna de líquidos y evitaba que este fluyera; de forma que al eliminarse la contrapresión que ejercía la línea de flujo, el pozo podía descargar parte de los líquidos acumulados, haciendo que el pozo fluyera nuevamente.

Este método no se utiliza en la actualidad debido al daño ecológico que causaba al entorno así como, por dañar la fractura del pozo al triturar y/o expulsar la arena, debido a cambios bruscos de presión dañando la vecindad del pozo.

4.4.2 Inyección de nitrógeno al pozo

En este método se emplea el uso de tubería flexible para inyectar el nitrógeno o se puede inyectar por el espacio anular en pozos que constan de T.P. o sarta de velocidad. Los líquidos acumulados son llevados a la superficie por el nitrógeno, no se recomienda su uso para pozos de baja presión o de manera continua por los costos de operación altos.

4.4.3 Inyección de reactivos espumantes

En este método los reactivos espumantes pueden ser introducidos al pozo de forma líquida o en barras, su funcionamiento es similar, ambas soluciones son surfactantes que se emplean para la generación de espumas y éstas a su vez transforman las columnas cortas de líquidos dentro del pozo en columnas de espuma de mayor longitud para alcanzar la superficie y descargar los líquidos en forma parcial o completa.

Los agentes espumantes contenidos en las barras y en los líquidos reactivos son absorbidos en una interfase gas/líquido y disminuyen la tensión superficial. Los químicos que pueden ser usados como agentes espumantes son sustancias que presentan una gran actividad superficial, debido a esta propiedad se llaman agentes activadores de superficie o surfactantes, en presencia de de estos componentes la tensión superficial disminuye significativamente.

Los componentes principales de los agentes espumantes son los surfactantes y estos pueden ser cadenas cortas de ácidos grasos, alcoholes, jabones, detergentes sintéticos, proteínas u otras macromoléculas solubles en agua. Entre mayor es la concentración de agente espumante mejor es la estabilidad de la espuma. Los agentes espumantes proveen un medio de reducción de la densidad del líquido para que pueda ser removido del pozo con el flujo de gas. Por ejemplo, una columna de espuma de baja densidad puede ser expulsada del pozo con cierta presión, mientras que una columna similar de agua no lograría salir del pozo manejando esa misma presión. La acción espumante disminuye la contrapresión hidrostática y por ello incrementa la producción de gas.

4.4.3.1 Barras espumantes

Las barras espumantes son elementos no metálicos en forma cilíndrica de diámetro y longitud variable que reacciona con el fluido contenido en el interior del pozo.

Se aplican generalmente en pozos que se encuentran con una producción por debajo del flujo crítico. Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, etc.

Las barras espumantes se pueden aplicar de dos formas:

- 1) Manual: se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo, o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo.
- 2) Automático: se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras; previamente se debe optimizar la cantidad de barras

necesarias en el pozo, de forma que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada en cierto tiempo.



Figura 4.10 Pozo con lanzador de barras Automático.

4.4.3.2 Líquidos reactivos

Un líquido reactivo es un fluido que contiene surfactantes al igual que las barras, solamente que en forma líquida los cuales nos permiten reducir la velocidad crítica del gas. Se pueden utilizar reactivos tales como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, reductores de viscosidad, espumantes, ácidos, etc. Para este método se requiere como parte del sistema un tanque para contener el reactivo, el cual es inyectado con una bomba a través de la tubería flexible, tubería capilar o del espacio anular T.P.-T.R., la inyección puede ser de forma continua o intermitente con la ayuda de una válvula motora. La siguiente figura muestra como esta colocado el tanque de almacenamiento de los líquidos reactivos.

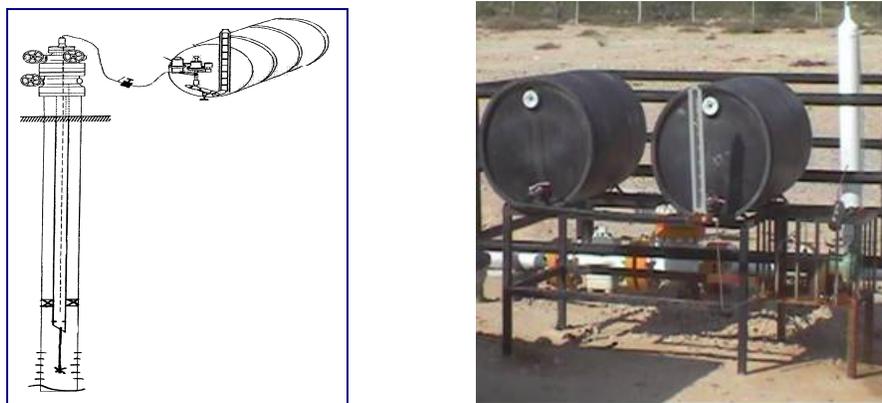


Figura 4.11 Tanques de almacenamiento de líquidos reactivos.

4.4.4 Sarta de velocidad

Se considera como un sistema de extracción artificial, es una tubería de diámetro reducido (tubería flexible), se baja a través de la T.P., su finalidad es la de reducir el área de flujo, para que los líquidos alcancen una velocidad de producción mayor a la velocidad crítica para que de esta forma no haya acumulación de líquidos en el fondo del pozo. En algunos casos la T.P. puede funcionar como sarta de velocidad siempre y cuando estas sean de diámetros más pequeños que la actual, debido a que la velocidad del gas aumenta, al disminuir el área de flujo estas pueden ser de 2", 1 3/4", 1 1/2" y hasta 1 1/4".

4.4.5 Émbolo viajero

En este sistema se instala en el fondo de la T.P. un pistón viajero, el cual tiene una válvula de retención que permite el paso de fluidos del yacimiento a la T.P.

Mediante un controlador (tiempo o presión) se cierra la descarga de la T.P. en la superficie para permitir el llenado de fluidos de ésta y la acumulación de gas a presión en la T.R., a cierto tiempo se abre la descarga superficial de la T.P. y el émbolo viajero inicia su camino a partir del fondo, arrastrando y descargando los líquidos existentes arriba de él, impulsado por el gas que se acumuló en la T.R. durante el tiempo de cierre del pozo.

El émbolo o pistón llega a la superficie y se permite un tiempo adicional de flujo antes de cerrar la descarga nuevamente, con lo que el pistón cae por su propio peso, iniciándose un nuevo ciclo de operación. Algo importante de este sistema es que utiliza la energía propia del pozo.

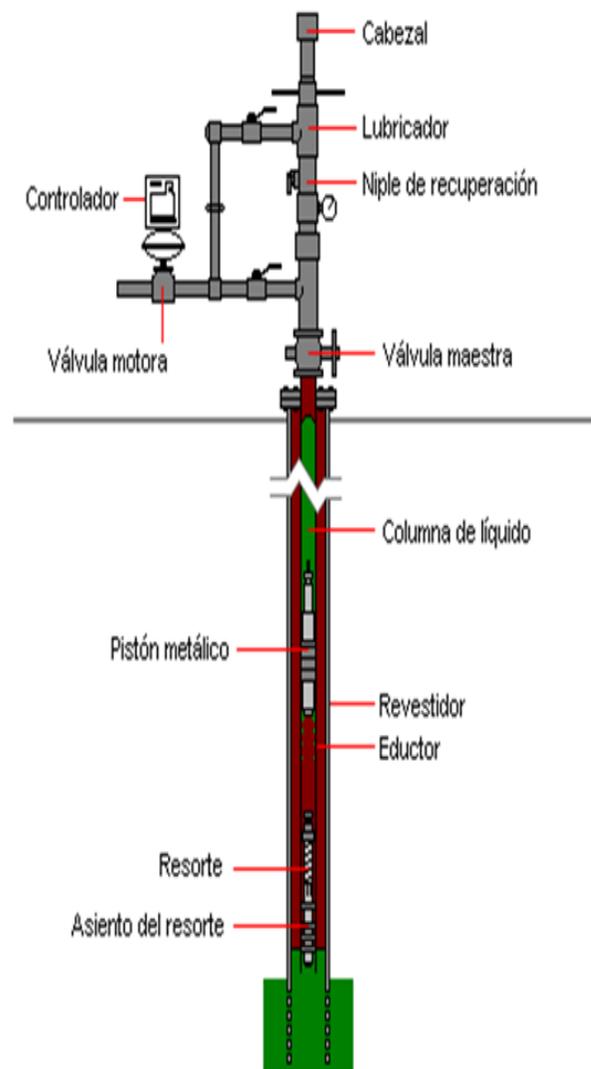


Figura 4.11 Émbolo viajero.

4.4.6 Válvula motora

La válvula motora es un dispositivo mecánico que nos permite abrir o cerrar alternativamente la comunicación del pozo con la superficie a través de una señal electrónica programada. Esta válvula se utiliza principalmente para tener un control sobre los pozos que operan de una forma intermitente, lo cual ayuda a evitar gastos innecesarios de operación y mantenimiento. Su función es similar al sistema de émbolo viajero con la diferencia de que la producción de gas se obtendrá por la acumulación de la presión en el pozo, pudiendo arrojar durante los ciclos de apertura parte de la columna de líquidos.

La válvula motora, que es colocada en la línea de descarga como se muestra en la Figura 4.12, usa una batería y una celda solar para poder programar su funcionamiento durante cierto periodo de tiempo.

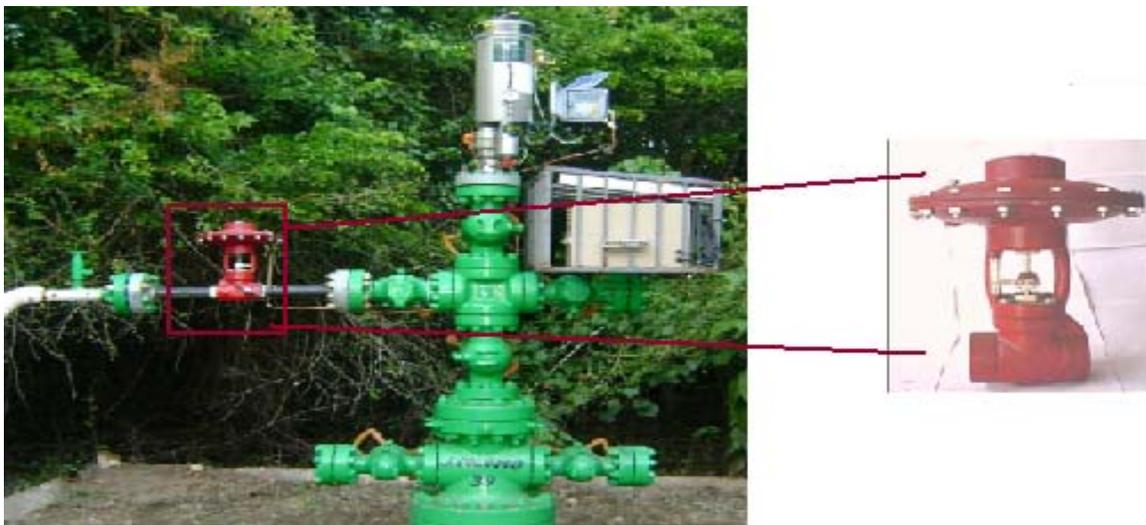


Figura 4.12 *Válvula motora.*

4.4.7 Compresores a boca de pozo

Con este tipo de sistema se obtendrá una reducción en la presión en la cabeza del pozo dando como resultado un decremento en la presión de la formación, lo cual incrementa la capacidad productiva del pozo. Con esto se beneficia a pozos que manejan altos porcentajes de líquido, ya que la velocidad se incrementará lo suficiente para inducir el levantamiento de líquidos evitando que estos ejerzan una contrapresión adicional.

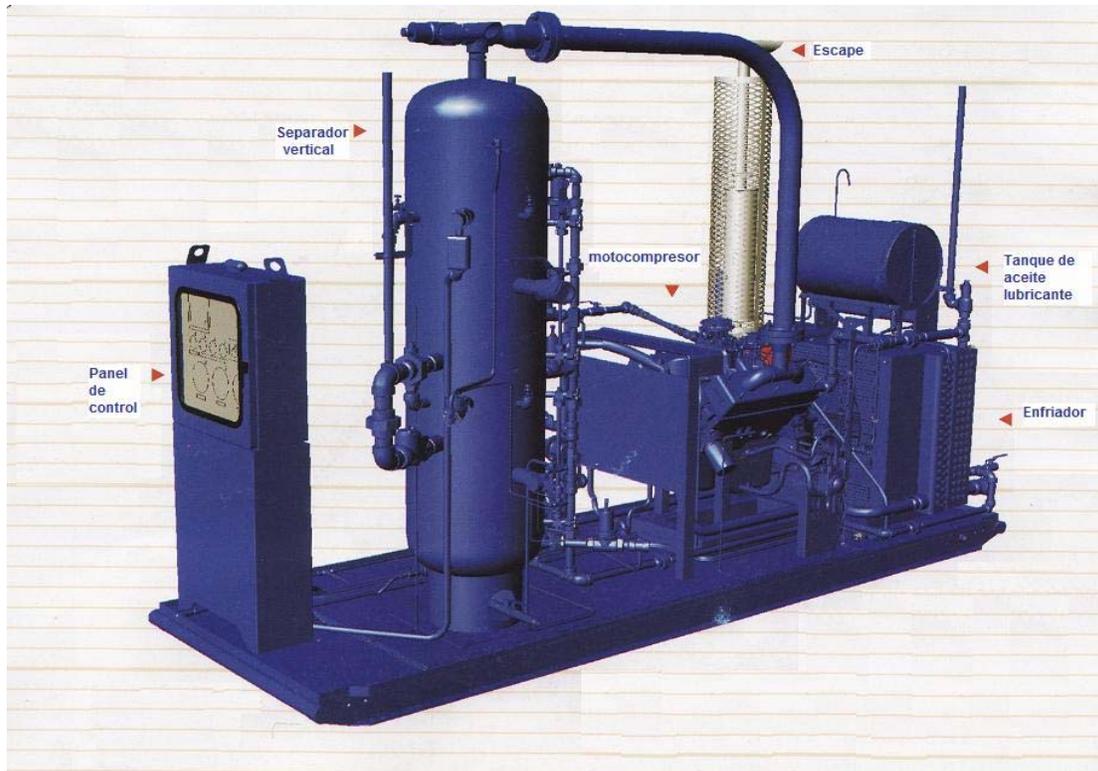


Figura 4.13 *Compresores a boca de pozo.*

Para aplicar este método se necesita tener un buen proceso de separación, además por medio de un análisis nodal se puede realizar un pronóstico de producción para considerar la entrada adicional de gas y determinar la capacidad de compresión que se requiere.

En el Capítulo 5 se profundizará acerca de este método de producción, se describirán cada uno de sus componentes y funcionamiento. Se mostrará la aplicación del equipo en campos maduros.

4.5 PROBLEMÁTICA EN POZOS DE GAS EN MÉXICO

En México, la Región Norte, específicamente en la Cuenca de Burgos, se ha ido incrementado la presencia de líquidos (agua y/o condensado), lo que ocasiona una fuerte declinación de la producción en los diferentes campos del Activo Burgos, por lo que la implantación de sistemas artificiales en pozos de gas surge como respuesta inmediata a corto y mediano plazo para estabilizar esta declinación.

Por otro lado, en la Región Sur, en el Activo Integral Macuspana, además de que los pozos presentan carga de líquidos, existe baja presión en yacimiento (depresionado), hay pozos con menor energía compartiendo el mismo cabezal y los intervalos productores se encuentran asolvados debido a los sedimentos generados por las barras efervescentes.

Muchos de los campos del activo Macuspana están considerados como campos maduros ya que tienen más de 40 años de explotación y se encuentran en su última etapa de producción, algunos pozos están totalmente abatidos debido a que ya no tienen la energía suficiente para fluir como consecuencia de la igualación de las presiones.

Esto ha originado que con el paso del tiempo la producción de los yacimientos presenten una declinación brusca, dando como resultado la búsqueda de nuevos métodos de producción ó “Sistemas Artificiales no Convencionales para pozos de gas” y de esta forma incrementar la producción, solucionando el problema de la presencia de líquidos acumulados en el pozo y otros problemas mencionados con anterioridad.

Los métodos previamente mencionados son usados continuamente para mejorar la producción de los pozos en los activos que así lo requiere PEP, este capítulo se enfocó en los problemas de la carga de líquido y en las alternativas o métodos de solución existentes hoy en día, con el paso del tiempo pueden existir variantes en estos métodos, ya que día a día los ingenieros de producción se esfuerzan por mejorarlos y buscar la forma de que su funcionamiento y aplicación sea el más óptimo para dicho pozos.

En estos pozos se pueden hacer los estudios que se requieran para dar solución al problema y saber cual metodología es la más correcta, o en su defecto si ya cuenta con alguno de los métodos mencionados en este capítulo y no se obtuvieron los resultados esperados, realizar un análisis completo del sistema para corregirlo y darle solución. Es importante saber que estos métodos pueden trabajar en conjunto y de esta forma mejorar su eficacia.

Como se mencionó estos métodos pueden trabajar en conjunto siempre y cuando las características del pozo lo permitan. Como ingenieros petroleros siempre debemos innovar, ser creativos y tener la visión para hacer mejoras a las metodologías que existen hoy en día y adecuarlas a nuestras necesidades.

En algunos casos estos problemas que se presentan dentro del pozo, pueden afectar el buen funcionamiento de las instalaciones superficiales, cabezales de recolección, en ductos, estaciones de compresión, etc. Nuestro objetivo es tener un equilibrio entre las condiciones de operación del pozo y el aprovechamiento óptimo de las instalaciones superficiales.

En el caso particular de los pozos del campo José Cólomo la producción es recibida en cabezales de recolección que operan a diferentes presiones, los fluidos son transportados mediante ductos hacia las estaciones de compresión que operan con una presión en la entrada y en la salida demasiado altas, en algunos casos por encima de las condiciones de flujo de los pozos.

En el Capítulo 5 analizaremos más a fondo el funcionamiento de los compresores a boca de pozo, recordando que en la ingeniería petrolera y tratándose principalmente de la productividad de los pozos, no debemos tener límites y cualquier cosa que hagamos a favor del pozo para aumentar su producción es válido, por esa razón en la región sur se encontró una alternativa nueva y que fue avalada mediante pruebas tecnológicas en dichos pozos, para verificar su efectividad.

Cabe destacar que el uso de estos equipos originalmente fue en la Región Norte, y exclusivamente se utilizaron para disminuir la carga de líquidos, de forma tal que esto ayudo a los ingenieros de producción en la Región Sur para darle una nueva aplicación a un compresor a boca de pozo muy parecido a los compresores convencionales y de esta forma utilizarlo para resolver no solo la carga líquidos, si no también los problemas particulares existentes en pozos de la Región Sur.

Con esto podemos ver que los métodos mencionados en este capítulo pueden ser mejorados y de esta forma optimizar su funcionamiento y de ser posible buscar nuevas aplicaciones acorde a las necesidades de los pozos.

CAPÍTULO 5**MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS
CON CARGA DE LÍQUIDOS**

La compresión del gas es requerida para incrementar la presión del gas natural. En la industria petrolera, existen varias aplicaciones donde la compresión del gas es requerida. Estas incluyen²³:

- ✓ Transporte: En la transportación del gas desde el pozo hasta la estación de recolección, o de una estación de recolección a otra, el gas debe de tener la suficiente presión para contrarrestar la caída de presión a través de los ductos. Por esto, a veces es necesario tener compresores para darle energía al fluido.
- ✓ Inyección: La inyección del gas tiene varias aplicaciones. Estas incluyen la inyección del gas como un método artificial de producción o la inyección del gas al yacimiento como un método de recuperación secundaria.
- ✓ Mejoramiento de la producción: Muchos pozos de gas pueden incrementar su producción al reducir la presión en la cabeza del pozo. Al instalar un compresor a cabeza de pozo, la presión en la cabeza puede ser reducida para incrementar la producción del gas.
- ✓ Flash gas: En muchos yacimientos de aceite, el fluido es producido y sometido a una separación. El aceite es separado y el gas es liberado. Ahí se presenta una baja presión en el gas, a este fenómeno se le llama flash gas, por lo que es necesario la compresión del gas para que éste sea transportado.

La propuesta hecha en esta tesis, está enfocada para pozos de gas con presencia de líquidos o que estén depresionados.

El método de extracción descrito en este capítulo nos puede ayudar a incrementar la producción en los pozos con las problemáticas mencionadas anteriormente. Además, es aplicable para pozos que se encuentran cerrados o pozos programados para taponarse, por lo que el factor de recuperación del yacimiento se puede incrementar. Al implementar este sistema, es necesario entender el

funcionamiento de cada una de las partes de las que consta, para posteriormente entender como trabaja. En la primera parte de este capítulo se describirá a detalle los 4 componentes del método de producción.

5.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

5.1.1 Compresores²⁴

Un compresor es una máquina de fluido que está construida para aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos llamados compresibles, tal como lo son los gases y los vapores. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido al fluido que pasa por él, convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética impulsándola a fluir. A continuación se presenta un diagrama de la clasificación de los compresores.

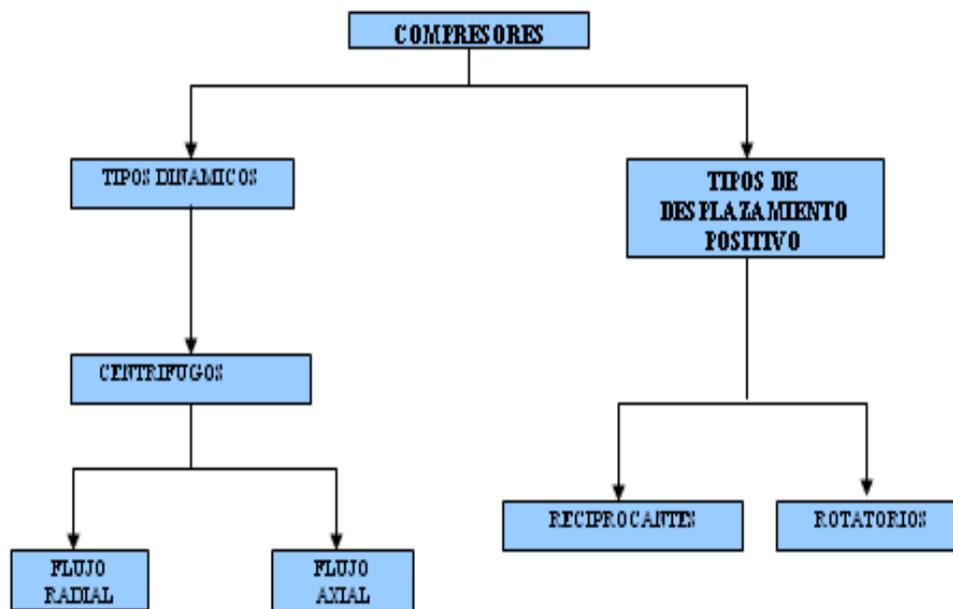


Diagrama 5.1 *Clasificación de los compresores.*

5.1.1.1 *Compresores de tipo dinámico*

En este tipo de compresores se produce la presión al aumentar la velocidad del gas que pasa por el impulsor y luego, al recuperarla en forma controlada, se produce el flujo y la presión deseada. Los compresores dinámicos son conocidos como compresores centrífugos. La compresión se puede presentar de dos formas:

- Flujo radial.
- Flujo axial.

5.1.1.2 *Compresores de desplazamiento positivo*

En los compresores de desplazamiento positivo la compresión del fluido es producida por el movimiento de un elemento desplazante. Los dos tipos de compresión de desplazamiento positivo son: la compresión recíproca y la compresión rotatoria.

1. Compresores rotatorios: En este tipo de compresores, el desplazamiento se lleva a cabo por una acción positiva de elementos rotativos. La compresión del gas se hace de manera continua, haciéndolo pasar a través de dos tornillos giratorios.
2. Compresores recíprocos: En este tipo de compresores, la compresión y el desplazamiento se hace a través de un pistón que se desplaza linealmente dentro de un cilindro. El funcionamiento básico se hace abriendo y cerrando válvulas que con el movimiento del pistón comprime el gas. En este sistema el aumento de la presión es mediante la reducción del volumen que ocupa el fluido. Este movimiento se hace gracias al uso de un motor incorporado.

5.1.2 *Separadores*²³

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan para separar mezclas de líquido y gas. Las mezclas de líquido y gas se presentan en los campos petroleros por las siguientes causas:

- ✓ Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- ✓ Hay tuberías en las que aparentemente se manejan solo líquidos o gas, pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la

tubería, hay vaporización de líquidos o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.

- ✓ En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos a las compresoras o a los equipos de procesamiento en cantidades apreciables.

Las principales razones por las cuales es importante efectuar la separación de fluidos son:

1. En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado, una cantidad considerable de aceite ligero es arrastrado por el flujo del gas y es quemado, ocasionando grandes pérdidas si tomamos en cuenta que el aceite ligero es el de mayor valor comercial.
2. Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.
3. El flujo del gas frecuentemente arrastra líquidos de proceso como glicol, los cuales se deben de recuperar ya que tienen un valor comercial considerable.

Un separador por lo general está dividido en cuatro secciones: sección primaria, sección secundaria, sección de extracción de niebla y sección de almacenamiento del líquido.

La separación en la sección primaria se realiza un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección de flujo se puede efectuar con una entrada tangencial de fluidos al separador, o bien, instalando una placa desviadora a la entrada en este caso esto es recomendable cuando tenemos grandes producciones de líquidos.

La sección secundaria separa la mayor cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por gravedad. En algunos diseños se usan veletas o aspas alineadas para reducir la turbulencia y para coleccionar las gotas de líquido.

La sección de extracción de niebla separa las gotas más pequeñas de líquido que pueda contener el gas que no se lograron separar en las anteriores secciones. En esta parte se utiliza el efecto de choque y/o fuerza centrífuga como mecanismos de separación.

La sección de almacenamiento como su nombre lo indica, almacena y descarga el líquido separado de la corriente del gas. Esta parte está constituida por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga. A continuación se presenta un esquema de un separador vertical con las partes básicas que contiene.

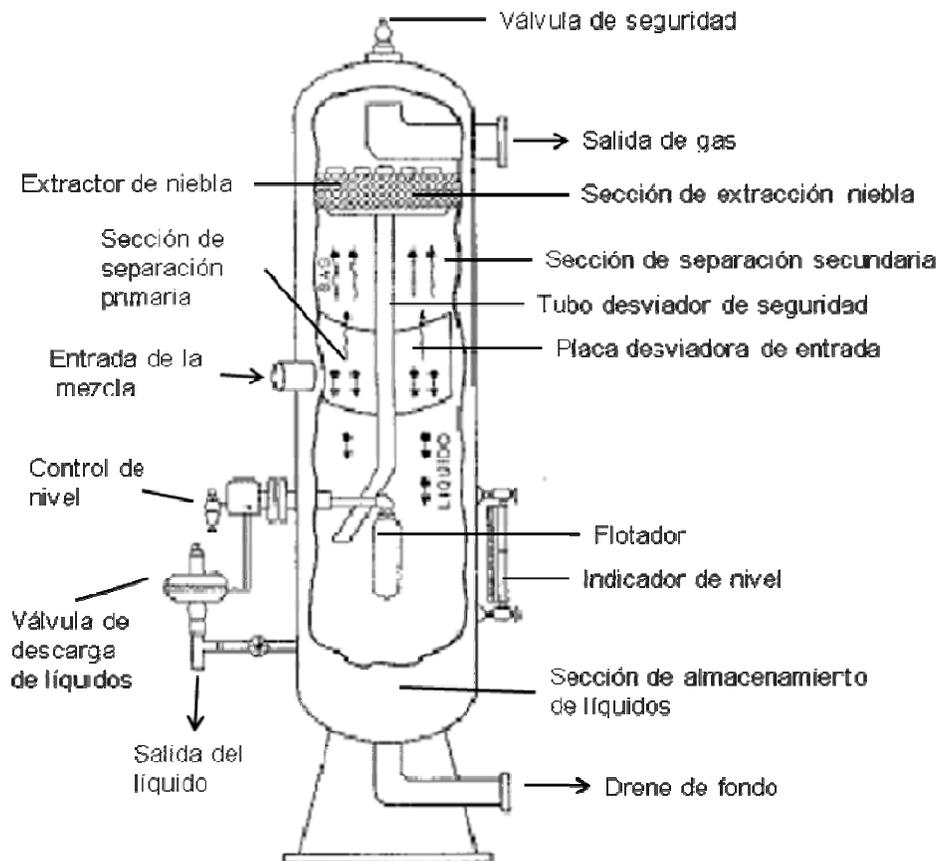


Figura 5.1 Partes de un separador vertical.

5.1.2.1 Clasificación de separadores

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases o tres.

Los separadores convencionales son aquellos separadores de dos fases (gas y líquido) en cualquiera de sus tres tipos: horizontales, verticales o esféricos.

Un separador vertical es recomendado para pozos que contienen altas cantidades de arena, lodo o cualquier material sólido. En estos separadores se tiene un mayor

control de líquidos ya que se puede colocar un flotador verticalmente. Estos separadores son muy recomendables para flujos de pozos que se producen por bombeo neumático, con el fin de manejar baches imprevistos que entren al separador.

Los separadores horizontales tienen mayor capacidad de manejo de gas que los verticales. Este tipo de separadores son muy adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma. Para la situación anteriormente mencionada se instalan placas rompedoras de espuma en la sección de interfase gas-líquido.

Los separadores esféricos se usan comúnmente en plataformas costa fuera y para pozos que manejan altas presiones.

5.1.3 Motores

Un motor de combustión interna es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión, la parte principal de un motor. El funcionamiento de los motores constan principalmente de:

- ✓ Cámara de combustión: Esta cámara es un cilindro, por lo general fijo, cerrado en un extremo y dentro del cual se desliza un pistón muy ajustado al interior. La posición hacia dentro y hacia fuera del pistón modifica el volumen que existe entre la cara interior del pistón y las paredes de la cámara. La cara exterior del pistón está unida por un eje al cigüeñal, que convierte en movimiento rotatorio el movimiento lineal del pistón.
- ✓ Sistema de bombeo: Este consta de un depósito, una bomba de combustible y un dispositivo que vaporiza o atomiza el combustible líquido. En los motores de varios cilindros el combustible vaporizado se conduce a los cilindros a través de un tubo ramificado llamado colector de admisión.
- ✓ Sistema de alimentación: Cada cilindro toma el combustible y expulsa los gases a través de válvulas de cabezal o válvulas deslizantes. Un muelle mantiene cerradas las válvulas hasta que se abren en el momento adecuado.
- ✓ Encendido: Todos los motores tienen que disponer de una forma de iniciar la ignición del combustible dentro del cilindro. Por ejemplo, el sistema de ignición de los motores Otto, existe un componente llamado bobina de encendido, el cual es

un auto-transformador de alto voltaje al cual se le conecta un conmutador que interrumpe la corriente del primario para que se induzca la chispa de alto voltaje en el secundario. Dichas chispas están sincronizadas con la etapa de compresión de cada uno de los cilindros; la chispa es dirigida al cilindro específico de la secuencia utilizando un distribuidor rotativo y unos cables de grafito que dirigen la descarga de alto voltaje a la bujía.

- ✓ Sistema de arranque: Los motores de combustión interna no producen un par de fuerzas cuando arrancan, lo que implica que debe provocarse el movimiento del cigüeñal para que se pueda iniciar el ciclo.

5.1.4 Enfriadores

Dado que la combustión que se genera en los motores produce calor, todos los motores deben disponer de algún tipo de sistema de refrigeración. En algunas partes del motor se tienen temperaturas mayores de 1000°C (cámara de combustión), en algunos casos los gases de escape salen a 550°C. En un motor, más de la tercera parte de energía que se le suministra a través del combustible se pierde en forma de calor. El sistema de enfriamiento es el que se encarga de que los diferentes componentes del motor se mantengan en temperaturas seguras y así evitar que el motor sufra desgastes prematuros o daños importantes y lograr con ello su máximo rendimiento. Algunas partes del motor que se deben enfriar constantemente son:

- ✓ Cámara de combustión.
- ✓ Parte alta del cilindro.
- ✓ Válvulas de escape y de admisión.
- ✓ Cilindro.

Por otro lado los compresores también necesitan un sistema de enfriamiento ya que al comprimir el gas este se eleva a altas temperaturas.

Los principales objetivos de un sistema de enfriamiento son:

- ✓ Reducir la temperatura dentro de rangos seguros de operación para los diferentes componentes, tanto exteriores como interiores del motor y el compresor.
- ✓ Disminuir el desgaste de las partes.
- ✓ Reducir el calentamiento de los elementos de la máquina que se mueven unos con respecto a otros.

- ✓ Mantener una temperatura óptima para obtener el mejor desempeño el motor y el compresor.

5.2 MÉTODO NO CONVENCIONAL DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS²⁵

El método no convencional propuesto en esta tesis es básicamente un motocompresor en vacío con reinyección de líquidos que nos sirve para incrementar la productividad de los pozos y el factor de recuperación en campos maduros. Esta es una nueva tecnología para aplicarse en pozos productores de gas que tengan problemas de carga de líquidos o baja presión en el yacimiento. El emplear este tipo de motocompresores nos permite reinyectar los líquidos que se producen junto al gas. Al aplicar este sistema se puede observar un notable incremento en la producción comercial de los pozos con problemas de colgamiento de líquidos, baja productividad y además, en pozos que se encontraban cerrados por baja presión en el yacimiento.

Entre los componentes principales que tiene este sistema de compresión, son: un separador vertical de alta capacidad y un tanque de almacenamiento de producción de líquidos. También cuenta con un motocompresor el cual tiene un sistema de escape para las emisiones y un tanque de lubricación para el motor. Por último, éste sistema consta con un sistema de enfriamiento necesario para el motor y el gas que se comprime.

El diseño esta basado en un motor modificado que usa como combustible el propio gas producido. Éste combustible energiza cuatro cilindros que a su vez mueve otro banco de 4 cilindros para la compresión del gas. En el diseño integral de este motocompresor se combinan, Figura 5.2, para extraer gas de la tubería a mayor velocidad, manteniendo el pozo sin carga para tener una producción máxima de gas.

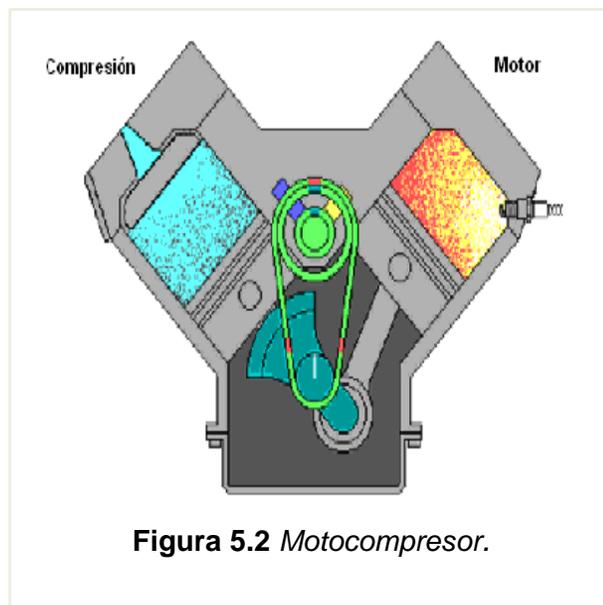


Figura 5.2 Motocompresor.

El motocompresor también es capaz de separar los líquidos a bajas presiones y en vacío permitiendo una mejor descarga. Por otro lado, este sistema de producción tiene la gran ventaja de ser una unidad pequeña, por lo que es fácil la instalación y la transportación a los pozos que requieran del sistema. La Figura 5.3 nos representa esquemáticamente las partes principales de las que consta el compresor a boca de pozo.



Figura 5.3 Sistema de extracción de hidrocarburos.²⁶

5.2.1 Principios de operación de los componentes del sistema

Para entender el funcionamiento del motocompresor, es necesario mencionar los fundamentos teóricos del separador vertical y del compresor. El funcionamiento del sistema de extracción está basado en los siguientes principios:

5.2.1.1 Principios de separación de hidrocarburos²³

La separación del gas y del líquido se logra mediante una combinación adecuada de los siguientes factores: fuerza de gravedad, fuerza centrífuga y choque.

La separación por gravedad es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo actúa como asentador por gravedad de las gotas de líquido suspendidas en la corriente de gas. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad de flujo. En los separadores el asentamiento por gravedad tiene lugar principalmente en la sección secundaria, que se conoce también como sección de asentamiento por gravedad.

Si el flujo vertical es hacia arriba, las partículas del líquido que se van a separar caen contra flujo del gas. Estas partículas de líquido que descienden por acción de la gravedad se aceleran, hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional. Después de este momento, las partículas continúan cayendo a una velocidad constante, conocida como velocidad de asentamiento terminal.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe de tener el gas, para permitir que las partículas de diámetro mayor se separen.

Para calcular la velocidad de asentamiento, se puede establecer el siguiente balance de fuerzas, como se muestra en la Figura 5.4, que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas.

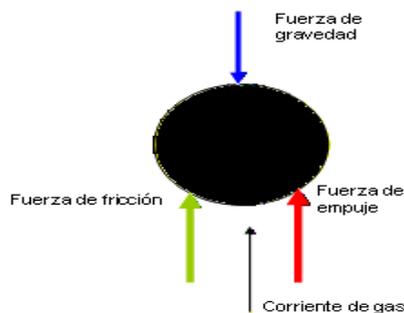


Figura 5.4 Fuerzas que actúan sobre una gota de líquido.

El diagrama anterior puede ser representado algebraicamente como:

$$F_T = F_g - F_e - F_t, \quad (5.1)$$

donde:

F_T = Fuerza total actuando sobre la
partícula.

F_e = Fuerza de empuje.

F_t = Resistencia por fricción.

F_g = Fuerza de gravedad.

Basados en el balance de fuerzas anterior, Stokes llegó a la siguiente expresión:

$$V_t = \frac{gd_p^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g}, \quad (5.2)$$

donde:

d_p = Diámetro de una gota de líquido esférica (pie).

g = Aceleración de la gravedad (pie/seg²).

V_t = Velocidad de asentamiento o terminal de una gota de líquido (pie/seg).

ρ_g = Densidad del gas a presión y temperatura del fluido (lbm/pie³).

ρ_p = Densidad de las gotas del líquido (lbm/pie³).

μ_g = Viscosidad del gas (lbm /pie-seg).

Cuando el flujo de gas en la sección de separación es horizontal, la velocidad de asentamiento es aquella a la cual las partículas suspendidas viajan a través de la corriente de -gas. Esta velocidad se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un tamaño dado, se deposite desde la parte superior al fondo de la sección de separación. Tanto en los separadores verticales como en los horizontales, las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas.

La fuerza centrífuga que se induce a las partículas de líquido suspendidas en una corriente de gas, puede ser varios cientos de veces mayor que la fuerza de gravedad que actúa sobre las mismas partículas.

La ley de Stokes se puede aplicar al proceso de separación centrífuga, sustituyendo la constante de gravedad (g) por la aceleración debida a la fuerza centrífuga (a), entonces:

$$V_t = \frac{adp^2(\rho_p - \rho_g)}{18\mu_g}, \quad (5.3)$$

donde:

a = Aceleración debido a la fuerza centrífuga (pie/seg²).

La separación por choque es un mecanismo de separación aplicado para la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. Las partículas de líquido que viajan en el flujo de gas, chocan con obstrucciones donde quedan adheridas.

La separación por choque se emplea principalmente en los extractores de niebla tipo veleta y en los de malla de alambre entretejido. Se conoce como distancia de paro, a la distancia que una partícula de cierto diámetro que viaja a través de una línea de corriente de gas. Esta distancia se puede obtener modificando la ley de Stokes de la siguiente forma:

$$S_p = \frac{dp^2 \rho_g v_i}{18\mu_g}, \quad (5.4)$$

donde:

dp = Diámetro de una gota de líquido esférica (pie) .

S_p = Distancia de paro de una partícula de líquido (pie).

V_i = Velocidad inicial de una partícula de líquido (pie/seg).

ρ_g = Densidad del gas a presión y temperatura del fluido (lbm/pie³).

ρ_p = Densidad de las gotas del líquido (lbm/pie³).

μ_g = Viscosidad del gas (lbm /pie-seg) .

Como se observa de la ecuación, la distancia de paro es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula de líquido. Esto significa que para las partículas más pequeñas su distancia de paro es más corta y, por lo tanto, tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

5.2.1.2 Principio de compresión de gases²⁷

Cuando el gas entra al compresor, el fluido ingresa con cierta presión P_1 y cierto volumen V_1 . Como podemos ver en la gráfica las condiciones iniciales del gas se encuentran en la posición 1 de la gráfica. Cuando el pistón se desliza a través del cilindro de compresión, el volumen del gas se ve afectado y éste disminuye, y por tanto la presión aumenta. La condición del gas después de ser comprimido se puede ver representado en el punto 2 de la gráfica.

Cabe destacar que en la Figura 5.5 presentada posteriormente, podemos darnos cuenta que el volumen del gas es inversamente proporcional a la presión de éste, es decir, a medida que la presión del fluido aumenta, su volumen disminuye. Los principios de compresión de los gases se exponen de manera más detallada en el Capítulo 1, el cual abarca las leyes de los gases ideales y los gases reales.

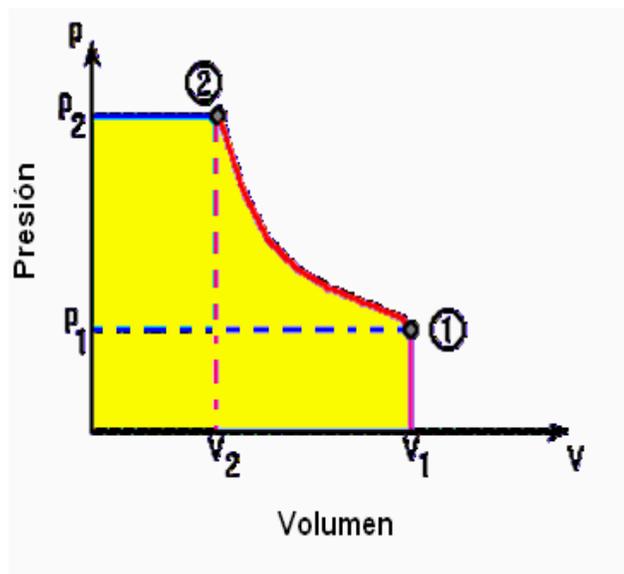


Figura 5.5 Diagrama de compresión de un gas.

5.3 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MOTOCOMPRESIÓN

Basados en los fundamentos de separación de fluidos y compresión de gases, podemos entender de mejor forma el funcionamiento del sistema de motocompresión. Como ya se ha mencionado con anterioridad, el motocompresor trae integrado un separador de líquidos y un enfriador para el motor y el gas comprimido. A continuación se hará una explicación detallada del funcionamiento de éste sistema ubicado a boca de pozo, basados en la Figura 5.6.

Como se observa, el motocompresor succiona el gas y el líquido contenido en el pozo. La mezcla de hidrocarburos entra directamente al área de separación y es aquí donde la mezcla se separa en dos fases. Esta separación se hace a través de la fuerza de gravedad y la separación por choque. El líquido separado va hacia un tanque de almacenamiento localizado en la parte inferior del separador, donde se almacenará hasta que llegue a la capacidad máxima del tanque (controlado por un controlador de nivel y un flotador interno).

El gas separado pasa por el área de motocompresión. En esta sección el gas se comprime y va directamente a la línea de producción pasando previamente por un sistema de enfriamiento, para así poder bajar la temperatura de tal manera que sea la adecuada para pasar por la tubería del equipo (hecha de Neopreno).

Es importante decir que una pequeña parte del gas comprimido se usa como combustible para el motor, por lo que podemos decir que este sistema es autoabastecido.

Por último, para poder producir el líquido almacenado se activa una válvula check al momento en que el tanque de almacenamiento de líquidos está a su máxima capacidad, lo cual permite el paso del gas comprimido hacia el tanque. El gas da la suficiente energía para empujar el líquido hacia la línea de producción y es ahí nuevamente cuando el líquido y el gas se producen por la misma línea con la capacidad suficiente para llegar a la estación de recolección.

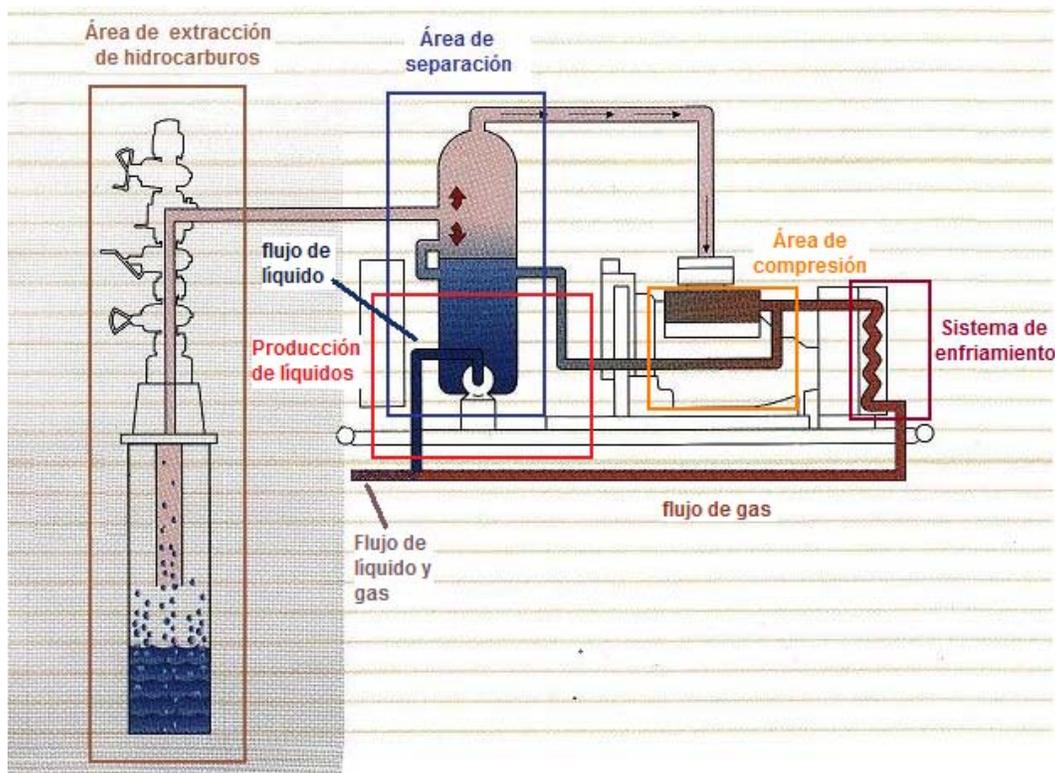


Figura 5.6 Esquema del funcionamiento del sistema de extracción de hidrocarburos²⁶.

5.3.1 Especificaciones del equipo

Como todo equipo utilizado para la industria petrolera, el motocompresor trabaja bajo ciertos rangos de seguridad para su óptimo funcionamiento. Se hará mención de las especificaciones de cada una de las partes del sistema de extracción.

Motor:

- ✓ Marca: Ford (7.5 Litros).
- ✓ Potencia: 50 HP (4 cilindros).
- ✓ Máximas RPM: 2250.
- ✓ Mínimas RPM: 1100.
- ✓ Sistema de arranque: Eléctrico.
- ✓ Sistema de combustible: Gas natural.



Compresor:

- ✓ Modelo: Mediana Presión (MP).
- ✓ Tipo: Compresor Reciprocante.
- ✓ Pasos de compresión: Un paso.
- ✓ Máxima presión de descarga permisible: 400 psig.
- ✓ Máxima presión de succión permisible: 80 psig.

Emisiones al Medio Ambiente:

- ✓ Emisiones de CO₂ por debajo de las 10 ton. por año.
- ✓ Bajo nivel de ruido menos de 85 decibeles.

*Separador de Gas y líquidos:*

- ✓ Separador de líquidos: Eficiente incluso en vacío, con volumen de líquidos a separar de 0 a 60 BPD.
- ✓ Trampa neumática para descarga de líquidos incluidos en el separador.
- ✓ Dispositivo para filtrar impurezas del gas.

*Sistemas Adicionales:*

- ✓ Paquete para autoencendido del compresor.
- ✓ Control automático del nivel del aceite con tanque de 15 galones.
- ✓ Mangueras flexibles para la succión y descarga de 2" con recubrimiento de neopreno para presión de trabajo de 1,125 lb/pg²abs.

Rangos operativos del compresor:

- ✓ Presión de Succión Mínima: -10 psi.
- ✓ Presión de Succión Máxima: 80 psi.
- ✓ Presión de Descarga Mínima: 80 psi
- ✓ Presión de Descarga Máxima: 400 psi:
- ✓ Volumen Máximo a comprimir: 0.800 MMCFD.
- ✓ Volumen Mínimo a comprimir: 0.100 MMCFD.
- ✓ Capacidad de Separación de Líquidos de 0 a 60 BPD.
- ✓ El motocompresor no trabaja con gases que contengan H₂S.

5.3.2 *Análisis del comportamiento del pozo*

Es importante recordar que con el análisis nodal podemos estudiar el comportamiento de flujo en las condiciones actuales. Posteriormente podemos predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo y así con esto hacer la toma de decisiones para optimizar las condiciones de flujo.

Como ya sabemos, la curva del comportamiento del yacimiento, mejor conocida como curva IPR puede ser calculada a través de la historia de producción y las presiones de yacimiento y de fondo fluyendo, como se muestra en la Figura 5.7.

Por otro lado en la curva de afluencia interviene el comportamiento del flujo en la tubería de producción y en la línea de descarga. Con esto podemos decir que el motocompresor entraría en esta parte, ya que es la que afecta al flujo directamente a través de la tubería de producción.

La Figura 5.7 muestra varias curvas de afluencia, representando diferentes situaciones en las que un pozo puede estar sometido. La primera curva de afluencia que podemos observar es aquella que no se interseca con la curva IPR. Este comportamiento lo podemos interpretar como un pozo no fluyente, es decir, que la presión de yacimiento es muy baja y por tanto insuficiente para poder contrarrestar la contrapresión para la producción.

La segunda curva de afluencia presentada en el diagrama interseca dos veces a la curva IPR. La primera intersección nos indica que tenemos flujo inestable dentro de la tubería. Aquí podemos considerar la presencia del efecto de colgamiento.

La tercera curva de afluencia, nos indica un pozo fluyente sin inestabilidad o presencia del colgamiento. Aunque es un pozo fluyente, al analizar la gráfica podemos observar que la producción del pozo no es la óptima. Esto quiere decir, que su producción es baja y no cumple con la producción requerida por el activo.

Como ya lo hemos mencionado, el análisis nodal nos permite hacer cambios para poder afectar el comportamiento del pozo. Si nosotros agregamos un motocompresor a boca de pozo, este tendrá una presión de succión la que permitirá ayudar a contrarrestar la contrapresión que presenta el pozo. En la última línea de afluencia podemos ver que en un pozo de gas que

“actualmente” esta depresionado, con baja producción o que tiene presencia de líquidos lo podemos ayudar a que fluya y produzca los hidrocarburos necesarios y con esto ampliar la brecha de producción.

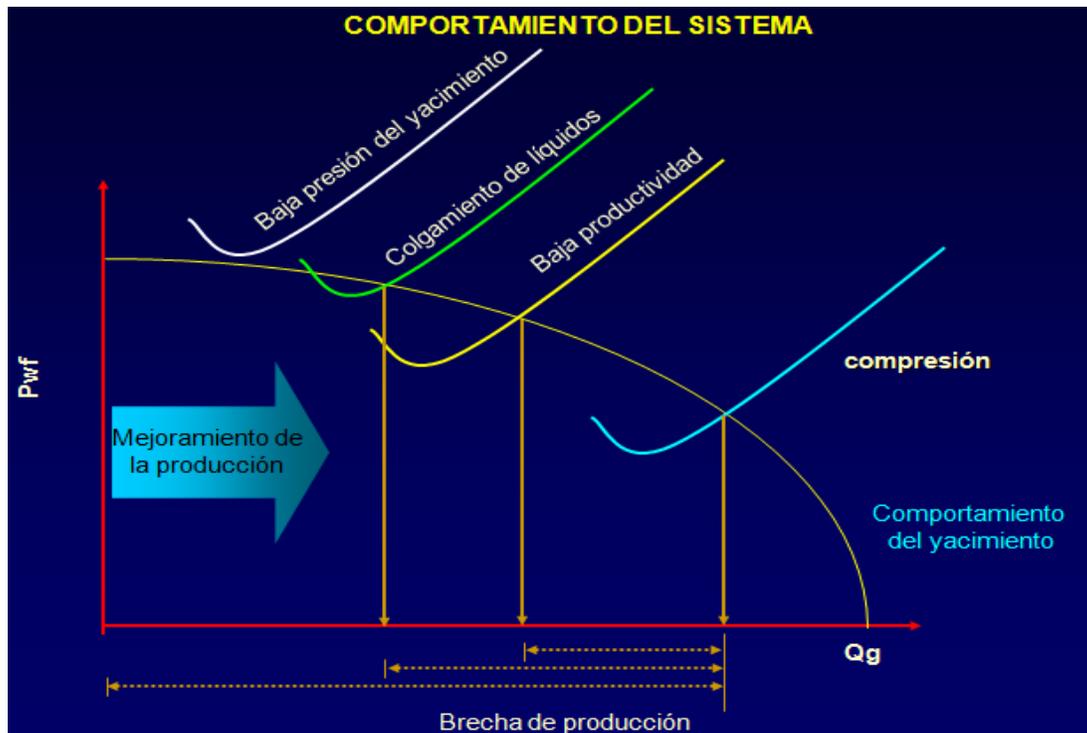


Figura 5.7 Comportamiento del sistema.

En la Figura 5.8 se muestran los resultados de un ejemplo de cálculo mostrando los efectos que tienen varias presiones de superficie sobre la producción en un pozo en particular. Diversas presiones de superficie son graficadas contra diferentes IPR's que definen la declinación del yacimiento. El comportamiento actual del pozo es indicado por la curva 1.

El análisis muestra que al instalar un compresor a baja presión de superficie, es decir, de 500 a 100 lb/pg^2 la producción del pozo incrementará de 1,700 a aproximadamente 2,500 mpc/día. Esta baja presión también prolongará la vida del pozo e incrementará el factor de recuperación.

A la presión de superficie de 500 lb/pg^2 , el pozo empezará a experimentar problemas de colgamiento de líquidos al tiempo correspondiente a la tercera curva IPR, donde la intersección de las curvas de la tubería (outflow) y el IPR (inflow), es muy cercana.

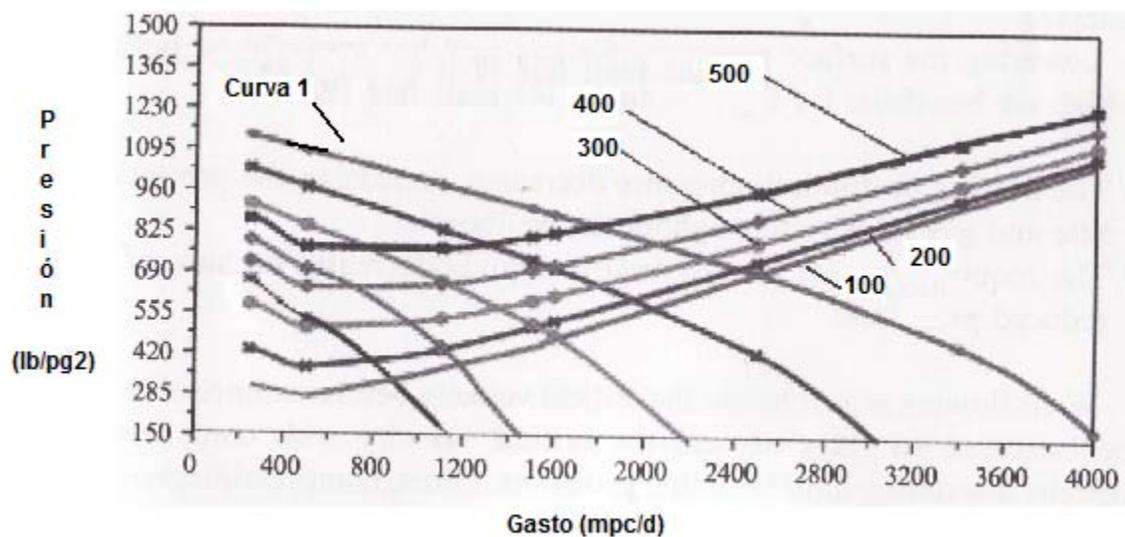


Figura 5.8 Resultados de análisis nodal para un compresor.¹⁴

5.4 ETAPAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE POZOS

5.4.1 Información

A fin de evaluar y seleccionar el mejor sistema para el mejoramiento de explotación de un pozo, es necesario tener la mayor información técnica posible.

Los estudios requeridos para poder hacer una evaluación técnica son:

- ✓ Aforos.
- ✓ Estado mecánico del pozo.
- ✓ Análisis de los fluidos.
- ✓ Reporte de presiones de fondo.

Aforos

Los aforos nos sirven para ver la historia de producción de los pozos. De estas pruebas podemos obtener la presión de la cabeza del pozo, la presión de la línea de descarga, la presión de separación, que medida de estrangulador tiene, el gasto de gas, la producción de condensado y la producción de agua. Todos estos datos son necesarios para diferentes fechas como se ejemplifica en la Tabla 5.1. Cabe señalar que los datos están en unidades de campo.

FECHA	CAMPO	POZO	Estrang. 64 avos	Qg Mmpcd	Qo bpd	Qw bpd	Pwh kg/cm ²	Pwf kg/cm ²	Pwe kg/cm ²	Psep kg/cm ²
02-abr-07	C1	98	64	0,47	4,52	3,32	-	-	-	-
20-feb-08	C1	98	64	0,27	6,18	3,32	7	-	-	6
19-may-08	C1	98	64	0,10	1,50	1,50	7	-	-	6
22-ago-08	C1	98	64	0,24	4,68	3,77	7	-	-	7
11-nov-08	C1	98	64	0,13	2,50	1,81	-	-	-	7

Tabla 5.1 Aforos.

Estado mecánico del pozo y registro giroscópico

Los estados mecánicos de los pozos nos sirven para tener datos como los diámetros internos y externos, rugosidad y espesor, así como la longitud de la T.R. y la T.P. También es necesario conocer el tipo de terminación que se le hizo. Se necesita saber la profundidad del pozo, los intervalos disparados, la profundidad media del intervalo productor, y las intervenciones hechas. Por otra parte el registro giroscópico lo utilizamos para ver la desviación del pozo. En la siguiente figura se tiene un ejemplo de un estado mecánico.

Análisis de fluidos

El análisis de fluidos nos sirve para saber la composición del fluido que se ha estado produciendo. El análisis nos proporciona los diferentes tipos de componentes que contiene el fluido, su peso molecular y su porcentaje en mol. También trae datos como densidad la temperatura y los grados API, como se puede ver en la siguiente tabla.

Componentes	Peso Molecular	Wt %	Mol %	Grupo Mol %
CO2	44.01	2.24	0.19	0.19
H2S	34.06	3.17	0.00	0.00
N2	28.01	0.43	0.74	0.74
C1	16.04	8.91	88.48	88.48
C2	30.07	16.85	4.71	4.71
C3	44.10	24.38	2.11	2.11
i-C4	58.12	5.37	0.63	0.63
n-C4	58.12	15.98	0.72	0.72
i-C5	72.15	6.10	0.66	0.66
n-C5	72.15	7.37	0.39	0.39
C6	85.00	2.52	0.12	
Metil-Ciclo-C5	84.16	0.00	0.00	
Benceno	78.11	0.00	0.00	
Ciclo-C6	82.15	0.00	0.00	0.12
C7+	98.00	5.66	1.27	
Metil-Ciclo-C6	98.19	0.00	0.00	
Tolueno	92.14	0.00	0.00	
C8	113.00	0.00	0.00	
Etil-Benceno	106.17	0.00	0.00	
M&P-Xileno	106.17	0.00	0.00	
O-Xileno	106.17	0.00	0.00	
C9	128.30	0.00	0.00	1.27
C10	134.00	0.00	0.00	
C11	147.00	0.00	0.00	
C12	161.00	0.00	0.00	
C13	175.00	0.00	0.00	
C14	190.00	0.00	0.00	0.00
C15	206.00	0.00	0.00	
C16	222.00	0.00	0.00	
C17	237.00	0.00	0.00	
C18	251.00	0.00	0.00	
C19	263.00	0.00	0.00	0.00
C20	275.00	0.00	0.00	
C21	291.00	0.00	0.00	
C22	305.00	0.00	0.00	
C23	318.00	0.00	0.00	
C24	331.00	0.00	0.00	
C25	345.00	0.00	0.00	
C26	359.00	0.00	0.00	
C27	374.00	0.00	0.00	
C28	388.00	0.00	0.00	
C29	402.00	0.00	0.00	0.00
C30+	580.00	0.00	0.00	0.00
Peso Molecular			19.72	
Densidad =	0.1940 gr/cc a	99.5 °C y	8000 Psig	
			°API = 63.6	
Fracción mas pesada = n-C7+		PM n-C7+ = 99.00 gr/gmol		PE del C7+ = 98 °C

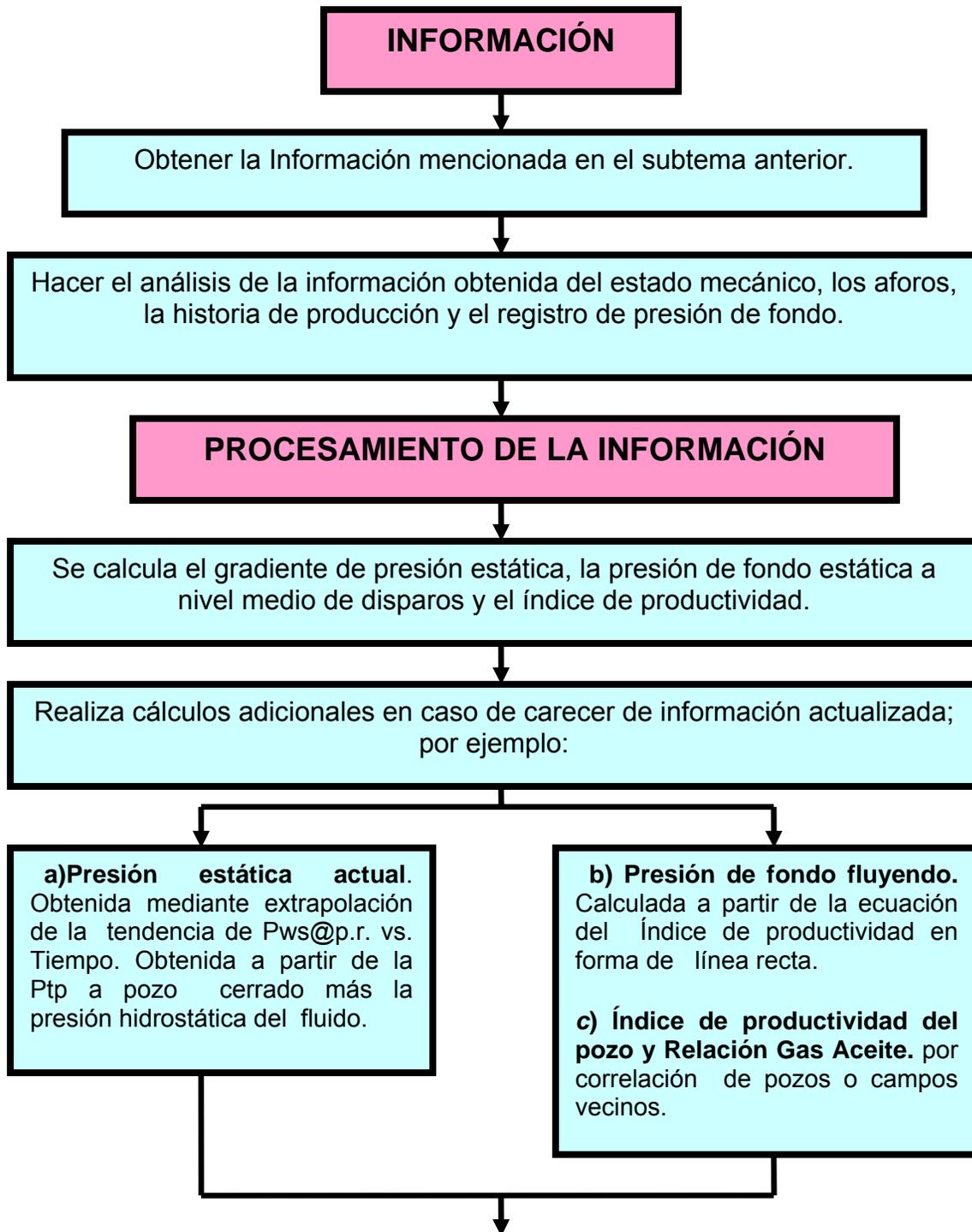
Tabla 5.2 Análisis de fluidos.

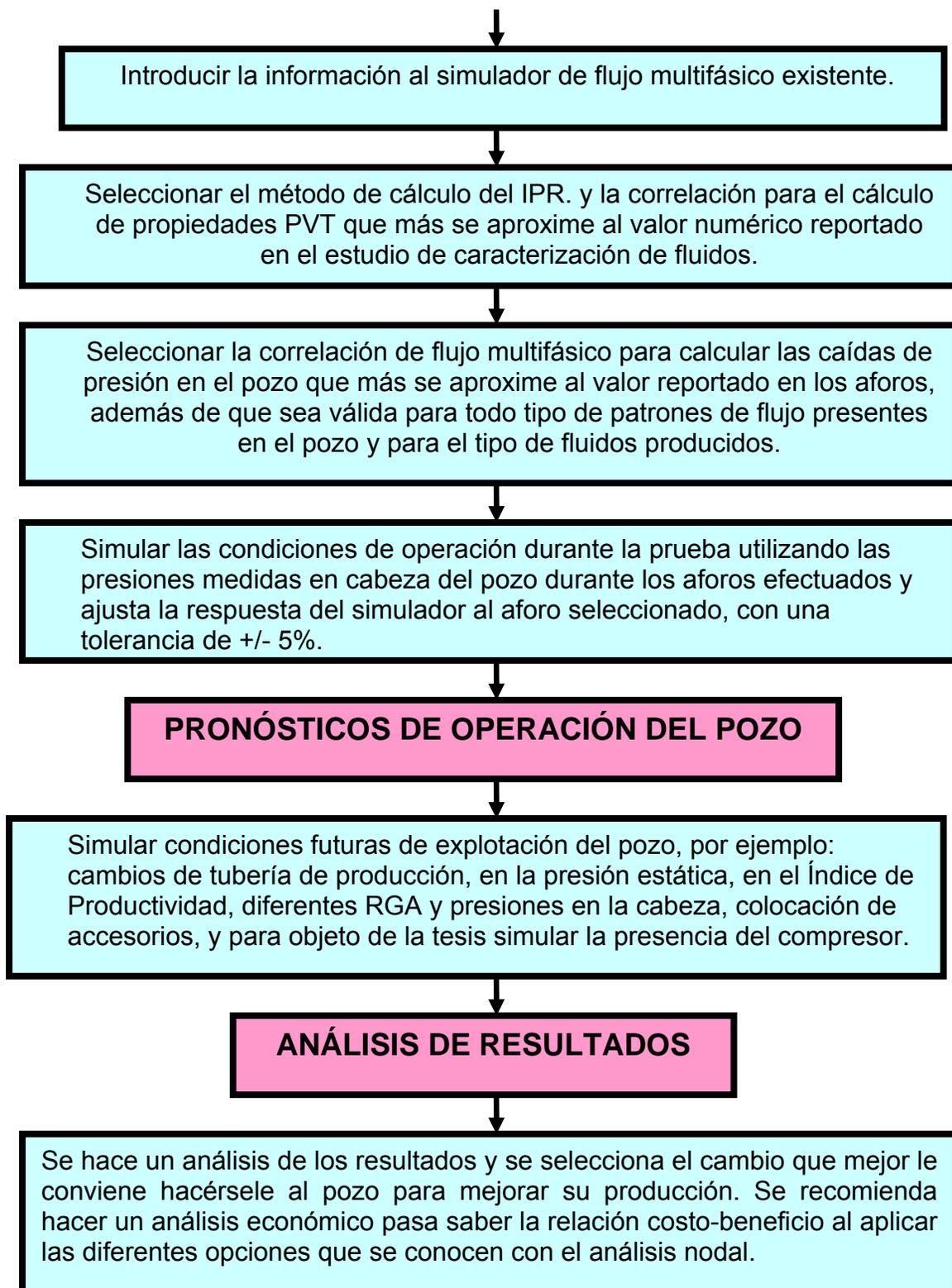
Reportes de presiones de fondo

Los reportes de presiones de fondo nos sirven para saber la presión del yacimiento y la presión del fondo fluyendo a determinadas profundidades llamadas estaciones. La siguiente tabla ejemplifica un reporte de presión de fondo.

Estación	Profundidad (m)	P fondo (psi)	P fondo (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	Gradiente (kg/cm ² /m)
1	0	1.581	111,2	34,5	
2	500	1933	128,9	44	0,035
3	1000	2072	145,7	61	0,033
4	1500	2.329	163,8	79	0,036
5	2000	2680	188,4	93	0,049
6	2500	3031	213,1	109	0,049
7	3150	3.421	240,5	126	0,042
8	3250	3501	246,1	134	0,056
9	3350	3600	253,1	139	0,07

Tabla 5.3 Reporte de presiones de fondo.

5.4.2 *Proceso general para el análisis nodal de un pozo.*



5.5 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE MOTOCOMPRESIÓN EN EL ACTIVO "A"²⁵

Para tener una noción más amplia de los resultados que ha tenido la implementación del sistema de motocompresión, se presentan los resultados de la aplicación en 3 campos del Activo "A" ubicado en Tabasco.

El objetivo para la implementación de este sistema es incrementar la producción de gas en 4.89 mmpcd y la de condensado en 26.5 bpd, así aumentar el factor de recuperación mediante la instalación de 25 equipos de motocompresión en 25 pozos de los campos C1, C2 y C3. Los pozos seleccionados de este campo se les diagnosticó los siguientes problemas:

- ✓ Baja producción de yacimiento.
- ✓ Pozos con menor energía compartiendo el mismo cabezal.
- ✓ Colgamiento de líquidos.
- ✓ Intervalos productores azolvados por sedimentos y barras efervescentes.

Campo C1			
Sin motocompresor			
Pozo	Qg(mmpcd)	Qo (bpd)	Qw (bpd)
100	0.08	0	0
95, 1	0	0	0
29	0.07	0	0
65	0.04	0	0
108	0.05	0	0
109	0.068	1.19	7.3
98	0.042	0	0
56	0.02	0	0
68	0	0	0
6	0.38	4.53	4.23
84-D	0.033	0.87	0.63
67	0	0	0
TOTAL	0.783	6.59	12.16

Tabla 5.4 Datos de producción del campo C1.

En la Tabla 5.4 observamos los datos de las pruebas de producción hechas de algunos pozos del Campo C1, en los que se implementarán los compresores a boca de pozo, los cuales presentan una producción baja antes de la aplicación del sistema.

Observamos en la tabla que la producción diaria de todos los pozos es de 0.783 mmpcd. Al aplicar el motocompresor en cada pozo la producción de gas aumenta a 5.68 mmpcd. Se observa que la producción de líquidos también aumenta.

Campo C1						
Con motocompresor						
Pozo	Qg(mmpcd)	Qo (bpd)	Qw (bpd)	ΔQg (mmpcd)	ΔQo (bpd)	ΔQw (bpd)
100	0.47	0	5.1	0.39	0	5.1
95, 1	0.27	0.3	1.2	0.27	0.3	1.2
29	0.643	2.41	3	0.573	2.41	3
65	0.207	0.15	0	0.167	0.15	0
108	0.21	0	0.6	0.16	0	0.6
109	0.96	2.29	9.81	0.892	1.1	2.51
98	1.1	5.3	2.23	1.058	5.3	2.23
56	0.18	1.51	2.1	0.16	1.51	2.1
68	0.35	4.49	1.85	0.35	4.49	1.85
6	0.49	5.23	4.5	0.11	0.7	0.27
84-D	0.53	10.91	0.93	0.497	10.04	0.3
67	0.27	0.5	0	0.27	0.5	0
TOTAL	5.68	33.09	31.32	4.897	26.5	19.16

Tabla 5.5 Prueba Tecnológica a pozos.

La Figura 5.9 ejemplifica 4 pozos del campo C1, los cuales no contaban con algún sistema de compresión a boca de pozo.

La estación de compresión para el campo esta localizada a una distancia promedio de 5 Km. de los pozos mencionados, por lo que se puede observar que la producción de los cuatro pozos en conjunto era de 0.13 mmpcd .

Posteriormente, al colocar los motocompresores a boca de pozo, como se muestra en la Figura 5.10, la producción se ve mejorada con un total de 1.39 mmpcd. Tanto para estos pozos como para los 21 restantes, se aplicó la misma metodología basándose en estudios técnicos realizados por el departamento de productividad de pozos del activo "A".

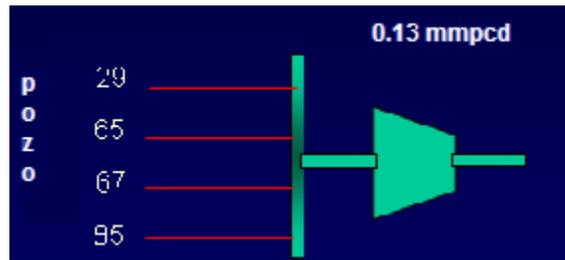


Figura 5.9 Esquema de manejo S/compresor.

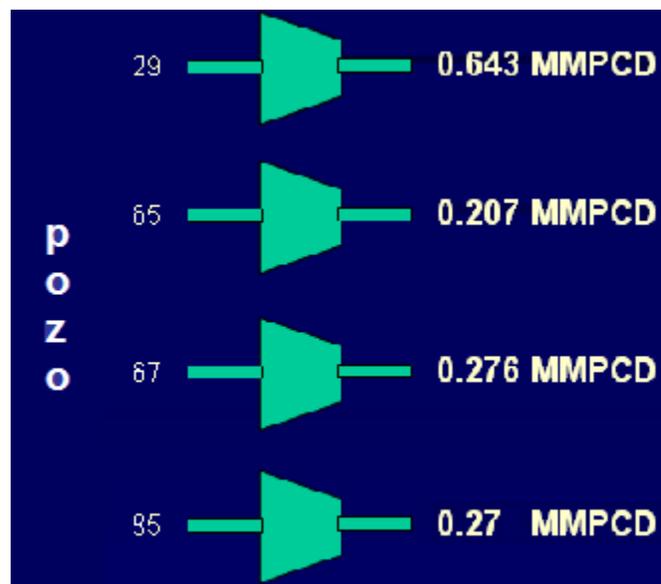


Figura 5.10 Esquema de manejo C/compresor.

La Tabla 5.5 muestra el total de pozos de cada campo, a los cuales se les ha implementado el motocompresor a boca de pozo. En la cuarta y en la sexta columna se hace mención del aporte de producción diario de gas y condensado respectivamente. Con un total de 25 pozos se pudo obtener un volumen adicional a la reserva remanente y un incremento de la producción del gas.

Campo	Total de pozos	Qg (mmpcd)	ΔQg (mmpcd)	Qo (bpd)	ΔQo (bpd)
C1	13	5.68	4.897	33.09	26.5
C2	8	1.6	1	9.5	5
C3	4	1.2	1	5.5	2
TOTAL	25	8.48	6.897	48.09	33.5

Tabla 5.5 *Producción de los campos aplicando el motocompresor.*

CONCLUSIONES

- ✓ El incremento de la producción en los 3 campos del Activo “A” ubicado en Tabasco fue de 8.48 mmpcd de gas y 48.09 bpd de condensado con la implementación de un motocompresor en 25 pozos.
- ✓ La producción del volumen de gas y condensado mencionado en el punto anterior, se ha planeado para obtenerla a corto plazo y con esto implementar a futuro el equipo de motocompresión en pozos con características similares logrando así un incremento en la producción.
- ✓ Con la aplicación del motocompresor a boca de pozo se evitó hacer desfogues de gas a la atmósfera debido a una inducción de pozos.
- ✓ Con la implementación de este sistema se logró tener un flujo estable en los pozos con presencia de líquidos. Se eliminó el colgamiento.
- ✓ Se presenta una opción viable técnicamente para mejorar la productividad de los pozos de gas estudiados, con bajo costo de extracción.
- ✓ Mediante la instalación de los motocompresores a boca de pozo es posible incrementar la producción de gas y condensado en pozos maduros, y como consecuencia incrementar el factor de recuperación.
- ✓ Este tipo de equipos son fáciles de transportar e instalar ya que no requieren infraestructura adicional para la producción de los líquidos.

RECOMENDACIONES

Se propone hacer el estudio técnico-económico para pozos de campos maduros en las zonas productoras de gas, con el objetivo de incrementar la producción y el factor de recuperación de otros campos con características similares.

Se recomienda realizar el análisis técnico, para poder implementar otros métodos de producción junto con el compresor a boca de pozo, para mejorar la producción en pozos de gas con presencia de líquidos o en pozos de aceite con presencia de gas.

APÉNDICE¹⁷

CORRELACIÓN DE DUNS Y ROS

Es el resultado de trabajos de investigación en laboratorio con modificaciones y ajustes usando datos de campo; obtuvieron 20,000 datos de 4,000 pruebas realizadas en tuberías verticales con diámetros internos de 1.260, 3.157 y 5.602 pulgadas. Duns y Ros desarrollaron 4 grupos adimensionales para ser usados en su correlación, estos son:

$$N_{gv} = V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4}, \quad (1)$$

$$N_{Lv} = V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4}, \quad (2)$$

$$N_d = d \left(\frac{\rho_L g}{\sigma} \right)^{1/2}, \quad (3)$$

$$N_L = \mu_L \left(\frac{g}{\rho_L \sigma^3} \right)^{1/4}. \quad (4)$$

Ellos sugirieron los siguientes límites para las distintas regiones de flujo:

Región I: $0 \leq N_{gv} \leq (L1+L2 N_{Lv})$.

Región II: $(L1+L2 N_{Lv}) < N_{gv} < (50+36 N_{Lv})$.

Región III: $N_{gv} > (75 + 84 N_{Lv} 0.75)$.

Considerando despreciable el gradiente de aceleración, presentaron el siguiente balance de energía:

$$\frac{dp}{dH} = y_L \rho_L g + H_g \rho_g g + \text{gradiente de fricción}. \quad (5)$$

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

El gradiente de presión es expresado como una fracción del gradiente estático del líquido $\rho_L g$, la ecuación queda:

$$G = \frac{\left(\frac{1}{\rho_L g}\right) dp}{dh} = y_L + \frac{(1 - y_L) \rho g}{\rho_L} + \text{término de fricción}, \quad (6)$$

donde :

G = gradiente de presión adimensional

La naturaleza de los tres regímenes requiere una correlación por separado para la fricción y para el colgamiento. La región de flujo de transición entre los flujos bache y niebla no fue correlacionada y el gradiente de presión en esta región se obtiene por interpolación.

$$G = \frac{G_{st} + G_{fr}}{1 - (\rho_L v_{sL} + \rho_g v_{sg})(v_{sg} / \rho)} \quad (7)$$

CORRELACIÓN DE GOVIER Y AZIZ

La correlación de Govier- Aziz fue desarrollada siguiendo un estudio de caída de presión en pozos productores de gas y condensado. Fueron analizados a detalle datos reales de caídas de presión en un campo vs gastos de 102 pozos con relaciones gas-líquido de 3,900 a 1,170,000 pie³/bbl. Las condiciones de fase en el agujero del pozo fueron determinadas con cálculos flash. Los datos de gradiente de presión por flujo, bajo condiciones de una sola fase fueron comparados con predicciones convencionales y se encontró que generalmente dichos valores se confirmaban.

Respecto a las pruebas bajo condiciones de flujo bifásico, los gradientes fueron calculados a través del agujero del pozo; los datos de campo fueron comparados con gran cantidad de métodos de predicción empíricos, con el método previamente propuesto y con uno nuevo parcialmente basado en la mecánica del flujo. El nuevo método de predicción incorpora una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre el núcleo de gas arrastrado.

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

El método emplea ecuaciones de momento separados para la mezcla gas-líquido en el núcleo y el contenido total en la tubería.

CORRELACIÓN DE GRAY

Primero se calcula la fracción de volumen de líquido en la tubería, después esa fracción de volumen de líquido se usa para calcular la densidad de la mezcla, la cual es usada para calcular la caída de presión por elevación. Los datos de entrada de las propiedades de la mezcla gas-líquido, son usados para calcular la rugosidad “efectiva” de la tubería. Esta rugosidad efectiva junto con una constante del número de Reynolds de 10^7 , se usan para calcular el factor de fricción de Fanning. La caída de presión por fricción se calcula usando la ecuación de pérdidas de presión del factor de Fanning.

Caída de presión por elevación

La correlación de Gray utiliza 3 números adimensionales, para predecir la fracción de volumen de líquido en la tubería:

$$N_1 = \frac{\rho_m^2 v_m^4}{g \sigma (\rho_L - \rho_g)}, \quad (8)$$

$$N_2 = \frac{gd^2(\rho_L - \rho_g)}{\sigma}, \quad (9)$$

$$N_3 = 0.0814 \left[1 - 0.0554 \ln \left(1 + \frac{730 R_v}{R_v + 1} \right) \right], \quad \text{donde: } R_v = \frac{V_{SL}}{V_{sg}} \quad (10)$$

Siguiendo el procedimiento descrito se procede al cálculo del colgamiento del líquido con la siguiente ecuación:

$$y_L = 1 - (1 - C_L)[1 - \exp(f_1)], \quad (11)$$

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

donde:

C_L = fracción de volumen del líquido de entrada

$$f_1 = -2.314 \left[N_1 \left(1 + \frac{205}{N_2} \right) \right]^{N_3} \quad (12)$$

Una vez calculado el colgamiento del líquido, se usa para determinar la densidad de la mezcla (ρ_m). la densidad de la mezcla a su vez se utiliza para determinar la ΔP por elevación.

$$(\Delta P)_e = \frac{\rho_m g L}{144 g_c} \quad (13)$$

Caída de presión por fricción

Gray asume que la rugosidad efectiva (ε_e) depende del valor de R_v . Las condiciones son las siguientes:

Si $R_v \geq 0.007$, entonces $\varepsilon_e = \varepsilon^0$.

Si $R_v < 0.007$, entonces: $\varepsilon_e = \varepsilon + R_v \left(\frac{\varepsilon^0 - \varepsilon}{0.007} \right)$ y $\varepsilon^0 = \frac{28.5\sigma}{\rho_{ns} v_m^2}$.

Recordando que la rugosidad efectiva debe ser mayor o igual a 2.77×10^{-5} ; entonces la rugosidad relativa se calcula dividiendo la efectiva entre el diámetro de la tubería. El factor de Fanning se obtiene utilizando la ecuación de Chen y asumiendo un número de Reynolds de 107. Finalmente la expresión para calcular la ΔP por fricción es:

$$(\Delta P)_f = \frac{2 f_{ip} v_m^2 \rho_{ns} L}{144 g_c d} \quad (14)$$

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

CORRELACIÓN DE BEGGS Y BRILL

La ecuación general establecida es:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{1}{144} \left[\frac{\frac{g \sin \theta \bar{\rho}_m}{g_c} + \frac{f_{tp} \rho_{ns} v_m^2}{5.362d}}{1 - \frac{v_m v_{sg} \bar{\rho}_m}{144 g_c \bar{p}}} \right]. \quad (15)$$

Observando que si:

$y_L = 1$, la ecuación se reduce para la fase líquida.

$y_L = 0$, la ecuación se reduce para la fase gaseosa.

$\Theta = 0^\circ$, el flujo es horizontal.

$\Theta > 0^\circ$, el flujo es ascendente.

$\Theta = \pm 90^\circ$, el flujo es vertical.

$\Theta < 0^\circ$, el flujo es descendente.

Es posible escribirla también de la siguiente forma:

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\left(\frac{dP}{dL} \right)_e + \left(\frac{dP}{dL} \right)_f}{1 - E_k}. \quad (15)$$

Para flujo vertical, se determina el colgamiento que existirá si la tubería fuese horizontal y luego se corrige por la inclinación real de la tubería, que en este caso es $\pm 90^\circ$, de la siguiente manera:

$$y_L = y_L(0)\varphi, \quad (16)$$

$$y_L(0) = \frac{a\lambda^b}{N_{FR}^c}, \quad (17)$$

$$\varphi = 1 + 0.3C, \quad (18)$$

$$C = (1 - \lambda) \ln(d\lambda^e N_{LV}^f N_{FR}^g); C \geq 0, \quad (19)$$

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

donde las constantes a, b, c, d, e, f y g toman los valores de la siguiente tabla:

Patrón de flujo	a	b	c	d	e	f	g
Segregado	0.98	0.4846	0.0868				
Intermitente	0.854	0.5351	0.0173				
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609				
Segregado (hacia arriba)				0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermitente (hacia arriba)				2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribuido (hacia arriba)				C= 0 ; w=1			
Todos los patrones (hacia abajo)				4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

REFERENCIAS

- ¹Howard B. Bradly: "Petroleum Engineering Handbook", Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA. 1987.
- ² Wichert, E. Aziz, K.: "Calculate Z's for Sour Gases", Hyd. Proc., May 1972.
- ³ Handbook of Natural Gas Engineering by Katz et. Al. Copyright 1959 by McGraw-Hill Book Co.
- ⁴ Kay, W.B.: "Density of Hydrocarbon Gases and Vapors at High Temperature and Pressure", Ind. Eng. Chem., Sept 1936.
- ⁵ Standing, M.B. and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases", Trans., AIME, 1942.
- ⁶ Yarborough, L. and Hall, K.R.: "How to Solve Equation of State for Z-Factors", Oil and Gas Journal, February 18, 1974.
- ⁷ Dranchuck, P.M., Purvis, R.A. and Robinson, D.B.: "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation", Inst. Of Petroleum Technical Series, No. Ip. 74-008, 1974.
- ⁸ Hall, K.R. and Yarborough, L.: "A New Equation of State for Z-factor Calculations", Oil and Gas Journal, June 18, 1973.
- ⁹ Benedic, M., et. al, "An Empirical Equation for Thermodynamic Properties of Light Hydrocarbons and Their Mixtures", J. Chem. Phys. Vol. 8, 1940.
- ¹⁰ Katz, D.L.: "Prediction of the Shrinkage of Crude Oils", Drilling and Prod. Prac. API. 1942.
- ¹¹ Trube, A.S.: "Compressibility of Natural Gases", Trans. AIME, Vol. 210, 1957.

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

¹² Lee, A.L., et. al.: "The Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME, 1942.

¹³ Carr, N.L., et. al.: "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure", JPT, October, 1954.

¹⁴ Brown, Kermit E.: The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2A, 4;U. Tulsa, Penn well books, 1977.

¹⁵ Garaicochea Petrirena, Francisco; Bernal Huicochea, Cesar; Lopez Órtiz, Oscar: Transporte de Hidrocarburos por Ductos, CIPM, México, 1991.

¹⁶ James Lea, Henry Nickens, Michael Wells: Gas Well Deliquification, Gulf Professional P, 2003.

¹⁷ Roberto Gerardo Castro Galindo: Análisis de correlación de flujo en tuberías verticales para pozos de gas seco y húmedo, Tesis de Ingeniería Petrolera, UNAM México, 2004.

¹⁸ Ikoku, C, U.: Natural Gas Production Engineering, John Wiley and Sons, New York., 1992.

¹⁹ Beggs H, D.: Gas Production Operations, OGCI publications, 1984.

²⁰ Turner, R.G.; Hubbard, M.G. and Dukler, A.E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Well", JPT, November 1969.

²¹ Miso Solesa: Carga de líquido en pozos de gas, curso para personal de PEP, operación de pozos, Región Norte, Cuenca de Burgos, Reynosa, Tamaulipas, 1996.

²² Sandoval H., González Á., De la Mora M., De la Vega P.: "Implantación de sistemas artificiales de producción en pozos de gas con problemas de líquidos en el Activo Burgos", Delegación Reynosa, Burgos, CIPM México, Marzo 2005.

²³ Gómez Cabrera, José Ángel: Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie, UNAM, México, 1986.

²⁴ Tippens, P.E.: Física Conceptos y Aplicaciones, McGraw-Hill, 1988

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

²⁵Tapia G., Flores R.: “Motocompresión en vacío con reinyección de líquidos para incrementar la productividad de pozos y la reserva de gas en yacimientos maduros”, Jornadas Técnicas AIPM, 2005.

²⁶www.compressco.com

²⁷ Reynolds, W.C. y Perkins, C.H.: Ingeniería Termodinámica, McGraw-Hill, 1980

BIBLIOGRAFÍA

Beggs H, D “Gas Production Optimization using Nodal Analysis”, OGCI publications, 1984

Beggs, H.D., and Brill, J.P.”A Study of two-Phase Flow in Inclined Pipes”, JPT, Mayp 1973.

Cengel, Y.A.; Boles, M.A.: Termodinámica, McGraw-Hill, 1996.

Gómez Cabrera, José Ángel:”Conducción y manejo de la producción”, México, UNAM

McCain Jr. William D, The Properties of Petroleum Fluids, Second Edition, Penn Well Publishing company Tulsa, Oklahoma, 1984.

Nind, W.E.: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros, ed. Limusa, 1987.

S. Mishra, Sanford U., and B.H. Caudle, U.”A Simplified Procedure for Gas Deliverability Calculations Using Dimensionless IPR Curves”, SPE Members, SPE 13231

Tarek, Ahmed: Reservoir Engineering Handbook”, Second Edition, Gulf Professional P, 2001.

Workshop: Gas Well Deliquification, 25-27 February, Denver, Colorado, 2008.

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades
A_p	Área de la sección transversal de la tubería	pg^2
B_g	Factor de volumen del gas	$pies^3_{g@c.esc.} / pies^3_{g@c.s.}$
C	Coefficiente de la curva de contrapresión para pozos de gas	$pies^3/dia / (lb/pg^2)^n$
C_d	Coefficiente de arrastre	
C_g	Coefficiente de compresibilidad isotérmico del gas	$1 / (lb/pg^2 abs)$
C_{CO_2}	Corrección por presencia de CO_2	-----
C_{H_2S}	Corrección por presencia de H_2S	-----
C_{N_2}	Corrección por presencia de N_2	-----
d	Diámetro interno de la tubería	pg
E	Eficiencia de flujo	fracción
E_c	Energía cinética	$lbf-pie / lbm$
E_e	Energía de expansión	$lbf-pie / lbm$
E_p	Energía Potencial	$lbf-pie / lbm$
f	Factor de fricción del diagrama de Moody	Adimensional
g_c	factor de conversión en la 2da. Ley de newton	lb_m-pie / lb_f-seg^2
h	Espesor de la zona productora	$pies$
h	Profundidad	$pies$
IPR	Comportamiento de afluencia del yacimiento	$bpd / lb/pg^2$
J	Índice de productividad	$bpd / lb/pg^2$
k	Permeabilidad de la roca	md
L	Longitud	millas
M	Peso molecular	$lb_m/lb-mol$
M_a	Peso molecular aparente de la mezcla de gases	$lb_m/lb-mol$
M_{aire}	Peso molecular del aire igual a 28.9625	$lb_m/lb-mol$
M_i	Peso molecular del componente i en la mezcla	$lb_m/lb-mol$
M_o	Peso molecular del condensado	$lb_m/lb-mol$
m	Masa del gas	lb_m
m_i	peso del componente i en la fase gaseosa	lb_m
N_{REg}	Número de Reynols para el gas	-----
N_{gv}	Número de velocidad del gas	Adimensional
N_{μ}	Número de viscosidad del líquido	Adimensional
N_{Lv}	Número de velocidad del líquido	Adimensional
N_{wv}	Número de Weber	-----
n	Número de etapas de separación	-----
n	Número de moles del gas	lb_m-mol
n_i	Número de moles del componente i	lb_m-mol
n_1, n_2, n_3	Número de moles del componente 1, 2, 3	lb_m-mol
\bar{P}	Presión media	$lb/pg^2 abs$
p	Presión Absoluta	$lb/pg^2 abs$
p_i	Presión parcial del componente i	$lb/pg^2 abs$
p_{pc}	Presión Pseudocrítica	$lb/pg^2 abs$
p'_{pc}	Presión Pseudocrítica corregida	$lb/pg^2 abs$
p_{pr}	Presión Pseudoreducida	Adimensional
p_r	Presión media del yacimiento	lb/pg^2
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo	lb/pg^2

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

Símbolo	Descripción	Unidades
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg ²
p_{ws}	Presión estática	lb/pg ²
p_1, p_2, \dots, p_n	Presión parcial del componente 1, 2, 3, , n	lb/pg ² abs
$(\Delta p/\Delta L)$	Gradiente de presión	lb/pg ² / pie
Δp	Caídas de presión	lb/pg ² abs
q_g	Gasto de gas	pies ³ _g @ c.s. / día
q_g	Gasto de gas a la entrada del separador	pies ³ _g @ c.s. / día
q_{gi}	Gasto de gas a la salida del separador i	pies ³ _g @ c.s. / día
R	Constante universal de los gases	(lb/pg ² abs-pie ³) / (lbm-mol-°R)
R o Rp	Relación gas-aceite producida	pies ³ _g @ c.s. / bl _o @ c.s.
Rh	Radio hidráulico	pg
RL	Relación gas-líquido	pies ³ _g / bl
Rs	Relación de solubilidad	pies ³ _{gd} @ c.s. / bl _o @ c.s.
r_e	radio de drene	pies
r_w	radio del pozo	pies
S	factor de daño de la formación	-----
\bar{T}	Temperatura media	°F
T	Temperatura	°F
T_{pc}	Temperatura Pseudocrítica	°R
T'_{pc}	Temperatura Pseudocrítica corregida	°R
T_{pr}	Temperatura Pseudoreducida	Adimensional
V	Volumen específico	pies ³ / lb _m
V_t	Volumen total de la mezcla	pies ³
V_i	Volumen ocupado por el componente i	pies ³
V_{ideal}	Volumen de gas ideal	pies ³
V_{real}	Volumen de gas real a una p y T dadas	pies ³
V_1, V_2, V_3	Volumen molar del componente 1, 2, 3,..., n	pies ³ / lb _m -mol
V_i	fracción volumen del componente i en la fase gaseosa	pies ³
V_g	Velocidad real del gas	pies / seg
V_L	Velocidad real del líquido	pies / seg
V_{sL}	Velocidad superficial del líquido	pies / seg
V_{sg}	Velocidad superficial del gas	pies / seg
V_m	Velocidad de la mezcla ($V_{sg}+V_{sL}$)	pies / seg
v	velocidad	pie / seg
v_t	Velocidad terminal o velocidad crítica del gas	pies / seg
$v_{t(agua)}$	Velocidad terminal del gas para el arrastre de partículas de agua	pies / seg
w_i	fracción peso del componente i	-----
y_{CO_2}	fracción molar del CO ₂	-----
y_{H_2S}	fracción molar del H ₂ S	-----
y_{N_2}	fracción molar del N ₂	-----
y_g	fracción molar del gas	-----
y_i	fracción molar del componente i	-----
y_L	Colgamiento del líquido	Adimensional
y_1, y_2, y_3	fracción molar del componente 1, 2, 3,..,n	-----
Z	Factor de compresibilidad del gas	Adimensional

MÉTODO DE PRODUCCIÓN PARA POZOS DE GAS DEPRESIONADOS CON CARGA DE LÍQUIDOS

Símbolo	Descripción	Unidades
ε	Rugosidad de la tubería	pg
ε_3	Factor de ajuste de la temperatura pseudocrítica	°R
γ_g	Densidad relativa del gas o "gravedad específica"	Adimensional
γ_{gd}	Densidad relativa del gas disuelto	Adimensional
γ_{gf}	Densidad relativa del gas libre	Adimensional
γ_{gi}	Densidad rel. del gas a la salida del separador i	Adimensional
γ_L	Densidad relativa del líquido	Adimensional
γ_{MIX}	Densidad relativa de la mezcla agua-gas-cond.	Adimensional
γ_o	Densidad relativa del aceite	Adimensional
γ_{wg}	Densidad relativa de la mezcla agua-gas	Adimensional
λ	Colgamiento del líquido sin resbalamiento	Adimensional
μ_g	Viscosidad del gas	cp
μ_{gc}	Viscosidad del gas calculada	cp
μ_L	Viscosidad del líquido	cp
μ_m	Viscosidad de la mezcla considerando y_L	cp
μ_{ns}	Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento	cp
θ	Ángulo de inclinación respecto a la horizontal	-----
ρ_g	Densidad del gas	$lb_m/ptie^3$
ρ_r	Densidad Pseudoreducida	$lb_m/ptie^3$
ρ_L	Densidad del líquido	$lb_m/ptie^3$
ρ_m	Densidad real de la mezcla considerando y_L	$lb_m/ptie^3$
ρ_{ns}	Densidad de la mezcla sin resbalamiento	$lb_m/ptie^3$
σ	Tensión superficial	dinas / cm
σ_L	Tensión superficial del líquido	dinas / cm