



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS Y
OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE
PRODUCCIÓN PETROLERA**

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

**ARANDA SUAREZ EDGAR OCTAVIO
ÁVILA RODRÍGUEZ IGNACIO
LABRA ESPINOSA JONAS**

DIRECTOR DE TESIS:

M. en I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO, D.F., 2013



ÍNDICE

ÍNDICE I

INTRODUCCIÓN	1
Objetivo.....	2
Justificación.....	2
Resumen.....	2
Antecedentes.....	3
1. COMPORTAMIENTO DE FASE DE LOS HIDROCARBUROS.....	8
1.1 Fundamentos de Comportamiento de Fase	9
1.1.1 Composición de los Hidrocarburos	9
1.1.2 Comportamiento de Fases	15
1.1.2.1 Sistemas	15
1.1.2.2 Sistema de un Solo Componente	16
1.1.2.3 Sistema Multicomponente	22
1.2 Definiciones principales.....	28
1.2.1 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a su diagrama de fase	29
1.2.1.1 Yacimiento de aceite negro.....	30
1.2.1.2 Yacimiento de aceite volátil.....	31
1.2.1.3 Yacimiento de gas y condensado	33
1.2.1.4 Yacimiento de gas húmedo	34
1.2.1.5 Yacimiento de gas seco.....	35
1.2.2 Comportamiento retrógrado de los hidrocarburos.	37
2. ANÁLISIS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN PETROLERA	39
2.1 Análisis del Sistema Integral de Producción Petrolera y Gas Natural	40
2.2 Análisis Nodal.....	42
2.2.1 Fundamentos del análisis nodal	42
2.2.2 Aplicación del análisis nodal	44
2.2.2.1 Nodo solución	49
2.2.2.2 Fondo del pozo como nodo solución	50
2.2.2.3 Procedimiento solución para el fondo del pozo como nodo solución	51
2.2.2.4 Cabeza del pozo como nodo solución.....	55
2.2.2.5 Procedimiento de solución para la cabeza del pozo como nodo solución	56
2.2.2.6 Separador como nodo solución	60
2.2.2.7 Procedimiento de solución para el separador como nodo solución.....	61
2.2.2.8 Yacimiento como nodo solución.....	65
2.2.2.9 Procedimiento solución para el yacimiento como nodo solución	66
2.2.3 Factores que modifican la curva de comportamiento del yacimiento.....	68
2.2.4 Factores que afectan la curva de capacidad de transporte del sistema.....	69
2.2.5 Propiedades de afectan el comportamiento del flujo de fluidos	70

2.2.6 Aplicaciones del análisis nodal	72
2.3 Integración total del análisis nodal	73
2.4 Optimización de Sistema Integral del Producción.....	77
3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN	79
3.1 Metodología de análisis y optimización del sistema integral de producción	80
3.2 Desarrollo y aplicación de la metodología	81
3.2.1 Recopilación y validación de la información	81
3.2.2 Integración de la información	86
3.2.3 Visita Técnica de pozos	88
3.2.4 Análisis y diagnóstico de pozos, propuestas de solución.....	91
3.2.4.1 Análisis del comportamiento de la producción y declinación del pozo	91
3.2.4.2 Análisis de pruebas de presión-producción.....	95
3.2.4.3 Análisis de la información de laboratorio	100
3.2.4.4 Análisis de la información de perforación	107
3.2.4.5 Análisis de la información de terminación.....	108
3.2.4.6 Análisis de la información de yacimientos y evaluación petrofísica	109
3.2.4.7 Registros de producción.....	111
3.2.4.8 Diagnóstico y propuestas de solución	113
3.2.5 Clasificación y agrupamiento de pozos.....	117
3.2.6 Elaboración y ajuste del modelo del pozo.....	118
3.2.6.1 Procedimiento para la elaboración del modelo del pozo.....	119
3.2.6.1.1 Generación del modelo del pozo	119
3.2.6.1.2 Construcción del modelo del pozo	119
3.2.6.1.3 Carga de información del pozo.....	120
A) Modelo del fluido	120
B) Yacimiento	128
C) Tubería de producción del Pozo	131
D) Estrangulador superficial.....	137
E) Bajante y línea de descarga.....	137
3.2.6.2 Ajuste del modelo del pozo.....	139
3.2.6.2.1 Ajuste del perfil de presión y temperatura	139
A) Ajuste del perfil de temperatura	140
B) Selección de la correlación	142
C) Ajuste del perfil de presión.....	145
3.2.6.2.2 Ajuste de la producción	146
3.2.6.2.3 Actualización del modelo del pozo.....	149
3.2.7 Simulación, diseño y optimización del pozo.....	150
3.2.7.1 Simulación de alternativas de intervención y escenarios de producción.....	150
3.2.8 Jerarquización de las alternativas de intervención	166
3.2.8.1 Cálculo del gasto de producción esperado	166
3.2.8.2 Pronósticos de producción y evaluación técnico-económica	170

3.2.9 Selección y ejecución de la intervención	174
3.2.10 Seguimiento y evaluación de la intervención del pozo	175
3.2.11 Documentación de pozos, mejores prácticas y retroalimentación	176
4. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	182
4.1 Sistemas artificiales de producción	183
4.1.1 Factores que afectan la selección del sistema artificial de producción	183
4.1.1.1 Características	184
4.1.2 Rangos de operación de los SAP	187
4.1.3 Ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción.....	188
4.2 Bombeo Neumático	193
4.2.1 Origen y evolución del sistema de bombeo neumático.....	193
4.2.2 Tipos de explotación con el sistema de bombeo neumático	196
4.2.2.1 Bombeo neumático con flujo continuo	197
4.2.2.2 Bombeo neumático con flujo intermitente	198
4.2.2.3Aplicación, características y variantes del bombeo neumático	199
4.2.3 Componentes del sistema de bombeo neumático.....	202
4.2.3.1 Componentes instalados en la tubería de producción	204
4.2.3.2 Componentes instalados en la superficie	210
4.2.4 Eficiencia del bombeo neumático	211
4.3 Bombeo electrocentrífugo	212
4.3.1 Origen y evolución del sistema electrocentrífugo.....	213
4.3.2 Componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo	214
4.3.2.1 Componentes instalados en la tubería de producción	216
5. OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES.....	222
5.1 Instalaciones Superficiales	223
5.1.1 Características y especificaciones de los hidrocarburos	225
5.2 Separadores	226
5.2.1 Separación de mezclas de hidrocarburos	226
5.2.2 Principios y mecanismos de separación	228
5.2.2.1 Fuerza de Gravedad	228
5.2.2.2 Momentum (cantidad de movimiento).....	229
5.2.2.3 Separación por choque	229
5.2.2.4 Separación por fuerza centrífuga	229
5.2.2.5 Coalescencia	229
5.2.2.6 Separación por filtración.....	230
5.2.3 Secciones del separador convencional	230
5.2.3.1 Sección de separación primaria (Deflector de entrada).....	230
5.2.3.2 Sección de separación secundaria (Asentamiento por gravedad).....	230
5.2.3.3 Sección de extracción de niebla	230
5.2.3.4 Sección de almacenamiento de líquidos	230

5.2.4 Internos de un separador	231
5.2.5 Principales problemas operacionales en un separador	235
5.2.6 Factores que afectan la eficiencia y operación de un separador	237
5.2.6.1 Temperatura de separación	237
5.2.6.2 Presión de separación.....	237
5.2.6.3 Composición de la mezcla de hidrocarburos	238
5.2.6.4 Tamaño de la partícula de líquido.....	238
5.2.6.5 Velocidad del gas.....	238
5.2.6.6 Viscosidad del gas	238
5.2.6.7 Densidad del líquido y gas	238
5.3 Clasificación de los separadores	239
5.3.1 Separadores verticales	239
5.3.1.1 Instalación de internos en los separadores verticales	240
5.3.2 Separadores horizontales.....	241
5.3.2.1 Instalación de internos en los separadores horizontal	242
5.3.3 Separadores esféricos	242
5.3.4 Separadores de doble barril.....	243
5.3.5 Separadores bifásicos	243
5.3.6 Separadores trifásicos.....	244
5.3.7 Depurador de gas.....	246
5.3.8 Separadores tipo filtro	247
5.4 Ingeniería básica de diseño de separadores.....	249
5.4.1 Teoría de diseño	249
5.4.2 Capacidad de aceite y gas de un separador	252
5.4.2.1 Principales factores que intervienen en la capacidad del separador.....	258
5.4.2.2 Cálculo de la capacidad de un separador	258
5.4.3 Diseño y dimensionamiento de un separador bifásico	260
5.4.3.1 Dimensionamiento de un separador horizontal bifásico	261
5.4.3.2 Dimensionamiento general de un separador horizontal bifásico.....	266
5.4.3.3 Dimensionamiento de un separador vertical bifásico	269
5.4.3.4 Metodología de diseño y dimensionamiento de un separador bifásico	272
5.4.3.5 Ejercicio de diseño de un separador horizontal bifásico	276
5.4.3.6 Ejercicio de diseño de un separador vertical bifásico	278
5.4.3.7 Consideraciones generales para el diseño	279
5.4.4 Diseño y dimensionamiento de un separador trifásico	280
5.4.4.1 Diagramas de construcción de un separador horizontal trifásico	281
5.4.4.2 Separador horizontal trifásico con pierna contenedora de agua.....	284
5.4.4.3 Diagramas de construcción de un separador vertical trifásico	285
5.4.4.4 Consideraciones para la selección del separador	287
5.4.4.5 Fundamentos para el dimensionamiento de un separador trifásico.....	288
5.4.4.6 Dimensionamiento de un separador horizontal trifásico.....	290
5.4.3.7 Dimensionamiento general de un separador horizontal trifásico	296

5.4.4.8 Dimensionamiento de un separador vertical trifásico	297
5.4.3.9 Metodología de diseño y dimensionamiento de un separador trifásico	300
5.5 Condiciones de operación en la producción	303
5.5.1 Alta eficiencia en la separación de aceite y el gas	304
5.5.2 Incrementos de producción en los pozos	304
5.5.3 Máxima recuperaciones de hidrocarburos líquidos.....	304
5.5.4Mínimos requerimientos por compresión del gas	304
5.5.5 Estabilización del aceite y gas.....	304
5.6 Estabilización y Endulzamiento del aceite.....	306
5.6.1 Presión de vapor	307
5.6.2 Presión de Vapor Reid	308
5.6.3 Contenido de ácido sulfhídrico	309
5.6.4 Métodos de estabilización del aceite	309
5.6.4.1 Consideraciones en el proceso de estabilización del aceite	310
5.6.4.2 Separación en multietapas.....	311
5.6.4.3 Separación en multietapas con recuperación de condensados	313
5.6.4.4 Agotamiento en frío	314
5.6.4.5 Agotamiento en caliente	316
5.6.4.6 Rectificación en dos etapas	317
5.6.4.7 Columna estabilizadora con reflujo	318
5.6.4.8 Separación multietapas con vacío	320
5.6.4.9 Separación multietapas con tren de calentamiento	321
5.6.4.10 Fraccionamiento con regulación interna de calor	322
5.6.4.11 Combinación de proceso Boot y fraccionamiento	323
5.6.5 Análisis y evaluación de los métodos de estabilización del aceite	324
5.6.6 Selección del método de estabilización del aceite	324
5.7 Selección del sistema de separación gas-aceite.....	327
5.7.1 Factores relevantes	328
5.7.2 Selección de los sistemas de separación	328
5.7 Procesos de acondicionamiento y tratamiento de aceite y gas.....	330
5.8.1 Introducción	330
5.8.2 Deshidratación y desalado del crudo (emulsiones)	330
5.8.2.1 Definición de emulsión	331
5.8.2.2 Emulsiones multietapa	332
5.8.2.3 Formación de emulsiones de aceite crudo	333
5.8.2.4 Estabilidad de las emulsiones	335
5.8.2.5 Efecto de la emulsión en la viscosidad de los fluidos	335
5.8.3 Procesos de acondicionamiento y tratamiento del aceite	335
5.8.3.1 Tratamientos químicos.....	336
5.8.3.2 Calentamiento	337
5.8.3.4Coalescencia electrostática.....	338
5.8.3.6Tiempo de residencia	338

5.8.3.6.1 Asentamiento por gravedad	339
5.8.4 Acondicionamiento del gas	340
5.8.4.1 Endulzamiento del gas	340
5.8.4.1.2 Endulzamiento de gas empleando dietanol amina (DEA)	341
5.8.4.1.3 Endulzamiento de gas empleando diglicol amina (DGA)	341
5.8.4.1.4 Endulzamiento de gas empleando metil dietanol amina (MDEA).....	342
5.8.4.1.5 Endulzamiento de gas empleando otras aminas	342
5.8.4.1.6 Endulzamiento de gas empleando solventes formulados.....	343
5.8.4.1.7 Endulzamiento de gas con procesos híbridos (sulfinol)	343
5.8.4.1.8 Formación de hidratos	344
5.8.4.2 Deshidratación del gas	345
5.8.4.2.1 Adsorción con tamices moleculares	346
Conclusiones y recomendaciones.....	347
Bibliografía	351
Índice de Figuras.....	352
Índice de Tablas	358

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Objetivo

Representar y ejemplificar el desarrollo de la Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción que integra los procedimientos, técnicas y herramientas existentes en la industria para analizar el comportamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. Esta metodología permite elaborar un diagnóstico de los diferentes problemas que se presentan los pozos, identificar aquellos que tienen mayor impacto en la baja productividad, diseñar y evaluar alternativas para mantener la declinación natural de los yacimientos a fin de incrementar la producción de los pozos, mejorar la eficiencia de los sistemas de producción, aumentar el factor de recuperación, reducir los costos y proporcionar un valor agregado a los proyectos de explotación.

Justificación

Los principales retos a los que se enfrenta Pemex Exploración y Producción para atender los requerimientos energéticos del país son administrar, mantener e incrementar la producción de hidrocarburos, desarrollar nuevas tecnologías, así como el manejo y aseguramiento de flujo entre otros. Para contribuir al cumplimiento de estos retos y respondiendo al Plan Tecnológico y de Negocios de Pemex 2010-2024 e iniciativa 1-A, que tiene como objetivo mantener e incrementar la producción a un corto y mediano plazo, se propone como una nueva tecnología la “Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción” que proporciona de forma sistematizada los procedimientos empleados en la industria petrolera.

Resumen

La “Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción” permite al ingeniero de producción conocer y determinar con mayor facilidad y rapidez en qué condiciones produce un pozo, a través de recopilar y validar toda la información disponible correspondiente a: localización, historia de perforación, terminación e intervenciones realizadas, estado mecánico y problemas asociados al cierre del pozo, histórico de producción y presiones del campo, pruebas de presión-producción, registros geofísicos, análisis de laboratorio, evaluación petrofísica, análisis de flujo multifásico, propiedades del fluido y del yacimiento, pozos vecinos e instalaciones superficiales a fin de analizar y optimizar la vida productiva de los pozos. Al integrar esta información y finalmente, analizar y evaluar en forma integral las condiciones actuales del yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, se logra entender el comportamiento de un pozo dentro de un Sistema Integral de Producción. Si el comportamiento del yacimiento y el comportamiento de la curva de capacidad de transporte son representativos de las condiciones de operación cualquier anomalía en el pozo puede ser detectada y al evaluar las condiciones mecánicas, el ingeniero contará con elementos suficientes para realizar un diagnóstico en el que se identifiquen con precisión los problemas más frecuentes que causan la baja productividad y diseñar las intervenciones o tratamientos más recomendables para optimizar las condiciones de producción o implementar un sistema artificial de producción.

Antecedentes

En la actualidad la mayoría de los pozos petroleros en México presentan una gran cantidad de problemas que generan la baja producción y el cierre de los pozos, enfrentado cada día nuevos retos tecnológicos para mantener e incrementar la explotación de los hidrocarburos acorde a los objetivos establecidos y las reservas disponibles. Por lo que, se debe desarrollar estrategias para el apoyo y soporte técnico en las **áreas de productividad de pozos** a través de formar grupos de especialistas enfocados en la optimización y reactivación de pozos, ya que esta área se encarga de realizar los trabajos para mejorar la producción y/o mantener la declinación natural u óptima de los pozos durante la explotación y vida productiva de los yacimientos.

Entre los principales retos a los que se enfrenta Pemex Exploración y Producción se tienen el administrar, mantener e incrementar la producción de los yacimientos para atender los requerimientos energéticos en el país, reducir costos de producción, así como la jerarquización de actividades a partir del riesgo y rentabilidad de los proyectos, tomando en cuenta la aplicación de nuevas tecnologías, en la **Tabla 1** se mencionan otros de los retos establecidos.

Tabla 1.- Principales retos que se enfrenta PEP

Productividad de Pozos	
Retos	Incrementar la producción de hidrocarburos durante la explotación primaria.
	Optimizar los sistemas de producción petrolera y gas natural.
	Implementar sistemas artificiales de producción.
	Desarrollo de tecnologías para estimulación de pozos.
	Producción, manejo, transporte y distribución de aceite pesado.
	Incrementar el factor de recuperación de los yacimientos.
	Mantenimiento y administración de la declinación y producción de los yacimientos.
	Reducción de los costos de inversión y gastos de operación y mantenimiento.
	Diseños flexibles a diferentes condiciones de explotación y operación.
	Nuevas tecnologías para el procesamiento de aceite y gas en instalaciones superficiales.
	Especificaciones más rigurosas en el contenido de H ₂ S y agua en los hidrocarburos.
	Normas más severas en seguridad, salud y protección ambiental.
	Producción de hidrocarburos en aguas profundas, campos maduros y marginales.

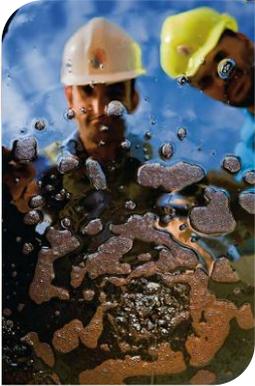


Por otro parte, en la explotación de los hidrocarburos podemos encontrar yacimientos de aceite pesado, ligero y súper ligero, gas y condensado, gas húmedo y gas seco, localizados en formaciones de alta complejidad geológica y zonas heterogéneas formados por alternancia de capas de arenas y arcillas, así como formaciones naturalmente fracturadas en carbonatos de baja permeabilidad y con diversos mecanismos de empuje por ejemplo: expansión de roca y los fluidos, empuje de gas liberado, empuje por casquete de gas y empuje por agua.

Adicionalmente, encontramos con frecuencia sistemas de producción operando ineficientemente y en condiciones inadecuadas, debido a los problemas operacionales y de diseño, limitando la productividad de los pozos, lo que incrementa los problemas habituales en la explotación continua de los hidrocarburos.

El ingeniero de producción debe enfrentar diversos problemas que ocasionan la baja producción y el cierre de los pozos, entre estos se encuentran por ejemplo, los altos ritmos de explotación y la fuerte declinación de los yacimientos petroleros en México, en la **Tabla 2** se mencionan los principales problemas identificados.

Tabla 2.- Principales problemas identificados

Pemex Exploración y Producción		
Problemas	Declinación natural de los yacimientos.	
	Madurez de los yacimientos.	
	Alta complejidad geológica.	
	Rápido avance en los contactos agua-aceite y gas-aceite.	
	Bajos factores de recuperación.	
	Incremento en el factor de declinación de la producción.	
	Dificultad en mantener los niveles de producción.	
	Baja relación producción – reservas.	
	Producción, manejo, transporte y distribución de aceite pesado.	
	Explotación de yacimientos en aguas profundas, campos maduros y marginales	

Para dar solución a los problemas identificados y mejorar los niveles de producción a nivel Pemex Exploración y Producción, es necesario realizar ciertas acciones entre las que destacan el soporte técnico especializado y el desarrollo de tecnología de nueva generación, en la **Tabla 3** se mencionan otras soluciones propuestas.

Tabla 3.- Soluciones propuestas

Pemex Exploración y Producción		
Soluciones	Aplicación de ingeniería especializada.	
	Integración del trabajo de equipos multidisciplinarios.	
	Optimización del Sistema Integral de Producción.	
	Innovación y aplicación de nuevas tecnologías.	
	Aplicación de sistemas artificiales de producción	
	Toma de información durante todas las etapas de explotación.	
	Aplicaciones de mejores prácticas.	
	Desarrollo de nuevas técnicas y metodologías para el análisis de problemas de producción.	
	Desarrollo de herramientas sencillas y prácticas para la solución de problemas específicos de producción.	

La cadena de valor de PEP involucra la Exploración, Explotación, Operación y Comercialización de los hidrocarburos, en esta, se establece un proceso dinámico en la que se incluyen decisiones y operación que van desde la evaluación del potencial petrolero, incorporación de reservas, caracterización inicial y delimitación de los yacimientos, desarrollo de campos y optimización, explotación de los yacimientos y finalmente comercialización de los hidrocarburos. El objetivo general es identificar, cuantificar y planear en el proceso de Exploración, desarrollo, producción, optimización, monitoreo y evaluación en el proceso de Explotación, así como el manejo, transporte y distribución para los procesos de Operación y Comercialización de los hidrocarburos.

Las etapas para la explotación, desarrollo de campos y optimización de los yacimientos van desde el descubrimiento hasta el abandono a través de la recuperación primaria, secundaria, mejorada y el abandono del campo. De esta manera, el objetivo del proceso de Exploración y Producción se enfoca a maximizar el valor económico de las reservas de hidrocarburos, garantizando la integridad de las instalaciones y del personal operativo, manteniendo un equilibrio con el medio ambiente y entorno social. Durante cada etapa en la Explotación, la producción empieza a declinar por diversos factores, por lo que es necesario realizar estudios de productividad de pozos enfocados a identificar las causas en forma oportuna, mediante el análisis de las condiciones de operación de los pozos con el fin de realizar propuestas de intervención que permitan solucionar los problemas que se presentan con mayor frecuencia y evaluar alternativas para restablecer, mantener e incrementar la producción de los activos.

Para cumplir con este objetivo y obtener la máxima recuperación de las reservas de un yacimiento e incrementar en el factor de recuperación (Fr), se deben aplicar acciones, procedimientos, técnicas y metodologías que permitan la continua producción y optimización de los pozos y/o campos. Los trabajos de productividad de pozos representan un área de oportunidad y un factor clave para mantener operando en condiciones óptimas un pozo durante toda su vida productiva.

En la **Figura 1** se muestran las áreas de oportunidad de los equipos de productividad de pozos para incrementar la explotación y producción de los yacimientos en los Activos de la Región Sur, a través de restablecer las condiciones óptimas de producción, así como el impacto de la optimización realizados por los equipos de productividad en cada una de las etapas de explotación, desarrollo y optimización de los yacimientos.

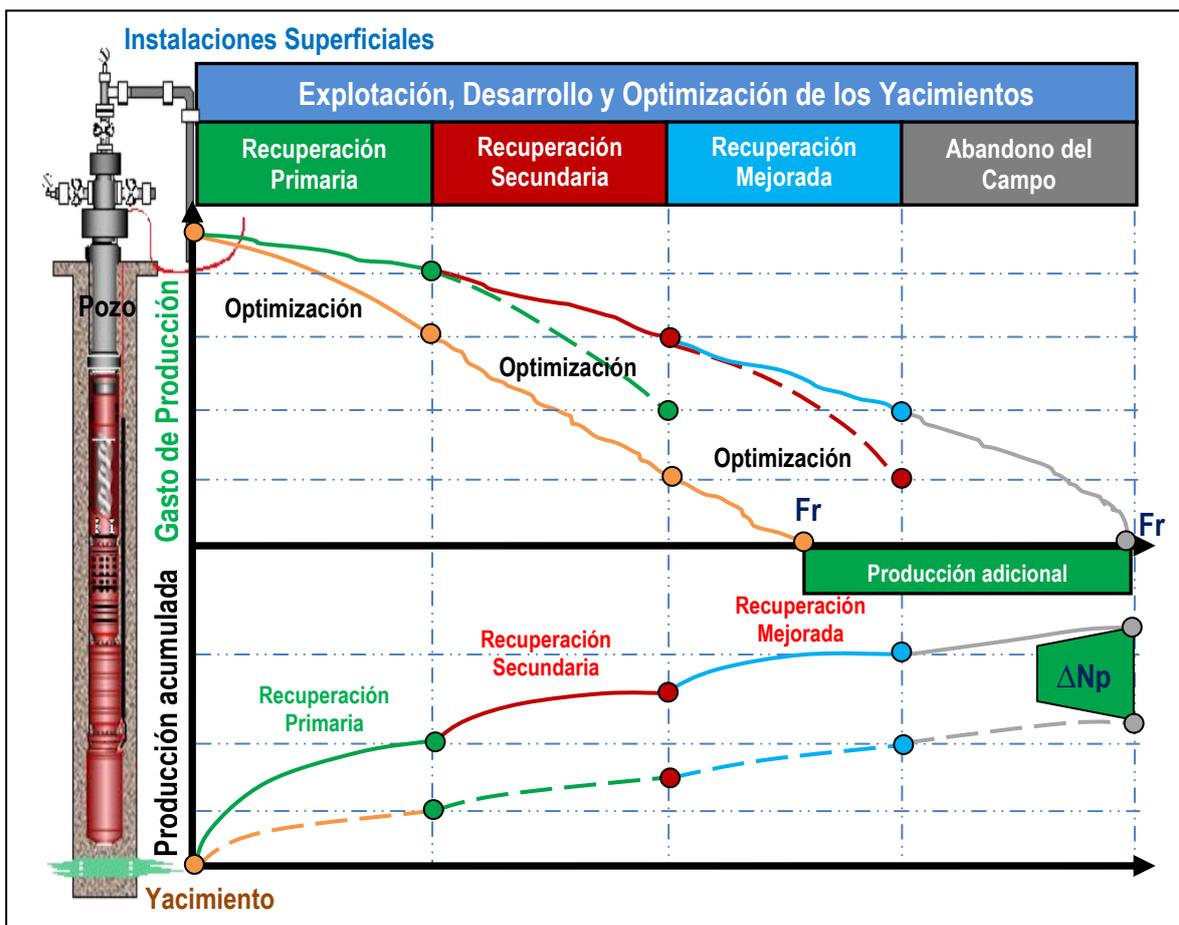


Figura 1.- Etapas que forman el ciclo de vida en la explotación de los yacimientos

Con el objetivo de incrementar la producción de los pozos, una solución a los problemas es realizar reparaciones mayores, dando como resultado la solución efectiva a corto plazo en algunos casos. Sin embargo en muchos otros casos, el problema persiste debido a la heterogeneidad, complejidad y gran variedad de los yacimientos, por consiguiente la realización de los trabajos son de gran dificultad y alto costo de inversión.

En muchas ocasiones, en este tipo de intervenciones se obtienen resultados a un mediano y largo plazo, sin embargo hay un alto grado de incertidumbre y riesgo de la inversión, por lo que antes de realizar trabajos especializados y altamente complejos, el ingeniero de producción debe ser capaz de agrupar y jerarquizar alternativas de solución que permitan incrementar la productividad de pozos a corto, mediano y largo plazo, así como analizar detalladamente cada una de estas alternativas y realizar su correspondiente análisis económico para su posterior ejecución.

Al analizar los principales problemas que se presentan en un pozo, se encuentra que muchos de estos ocurren en la superficie y que generalmente son los más simples de identificar y de resolver, sin embargo los problemas sub-superficiales tienen un mayor grado de dificultad tanto en su determinación como en su análisis, lo que en ocasiones puede llevar a conclusiones erróneas en el diagnóstico de las condiciones de baja productividad de un pozo. Por lo que se hace necesario el desarrollo de técnicas de análisis, procedimientos y metodologías para cumplir con los objetivos.

Para contribuir con el cumplimiento de los retos antes mencionados y alineados al Plan Tecnológico y de Negocios de Pemex 2010-2024 e iniciativa 1-A; la cual tiene como objetivo mantener e incrementar la producción a un corto y mediano plazo por medio de implementar mejores prácticas para administrar en forma eficiente la declinación de campos a través de la recuperación primaria”, se desarrolló la **Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción** para aplicarse en los Campos de la Región Sur. Esta metodología se enfoca en administrar apropiadamente la declinación de los campos, así como en minimizar las pérdidas y maximizar las oportunidades para el mantenimiento e incremento de la producción de pozos en forma eficiente y oportuna en cada uno de los Activos de PEP, mediante el aprovechamiento eficiente de sus recursos: **humano, tecnológico y financiero**, garantizando el cumplimiento en las normas de seguridad, salud y protección ambiental.

Esta metodología proporciona en forma sistematizada los procedimientos empleados en la industria, aplicando acciones y técnicas que permitan la continua producción y optimización de los pozos y/o campos de las áreas de productividad de pozos que son claves para mantener operando en condiciones óptimas un pozo durante toda su vida productiva. Con los resultados obtenidos, el ingeniero de producción tendrá un soporte técnico para plantear una alternativa de solución y mediante un análisis económico, podrá justificar su rentabilidad y posterior ejecución. La optimización del sistema integral de producción debe realizarse continuamente para la identificación de nuevos problemas y en la aplicación de nuevas tecnologías.

Aunado a lo anterior, con esta metodología se logra realizar un análisis y evaluación de forma integral, es decir, Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales, y toma en cuenta factores ecológicos, técnicos, operativos y económicos que son muy importantes durante la planeación, diseño, operación y explotación de cada pozo, los cuales de alguna manera pueden modificar las condiciones de operación y explotación de los yacimientos. Adicionalmente se consideran los efectos que tiene el sistema de producción, al integrar nuevos pozos a la red del mismo campo con el objetivo de realizar un diseño óptimo de intervención que permita aumentar la producción de cada pozo e incrementar el factor de recuperación del campo.

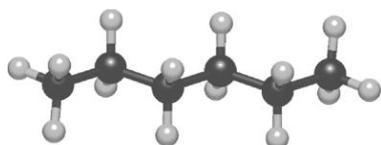
Un de las herramientas que se incorpora en la industria petrolera como un medio económico y apropiado para el diseño, evaluación y optimización del sistema de producción, tanto en un pozo fluyente como en un pozo con instalación de un sistema artificial e integración de pozos a una red, es la Técnica de Análisis Nodal. El objetivo fundamental es lograr incrementar la producción, mejorar la eficiencia y recuperación del sistema de producción, así como predecir el comportamiento del pozo.

La recomendación más importante para producir un pozo de aceite o gas, es que el ingeniero de producción, tenga los conocimientos básicos de las propiedades y el comportamiento del flujo de los fluidos, desde el yacimiento hasta la superficie, ya que así se entiende en forma clara y completa los principios que rigen el movimiento del aceite, gas y agua desde la formación productora hasta el cabezal del pozo e instalaciones superficiales.

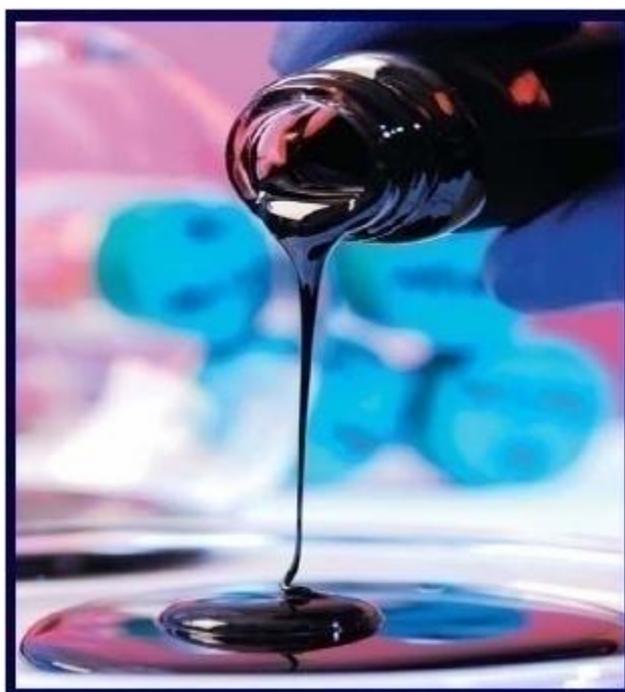
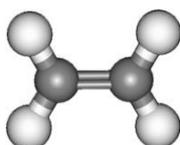
Actualmente, existen herramientas en la industria petrolera en las que el ingeniero de producción debe aplicar los diferentes conceptos y técnicas aprendidas hasta este momento, estas herramientas permiten analizar con mayor facilidad el comportamiento de afluencia del pozo, su capacidad de transporte y los diferentes efectos que se presentan por los cambios en las propiedades del fluido y del yacimiento, al ampliar o disminuir el área de flujo en el pozo y el estrangulador. El objetivo es evaluar alternativas y realizar diseños que permitan mantener la declinación natural de los pozos, así como optimizar el sistema integral de producción con el fin de incrementar la producción.

CAPÍTULO 1

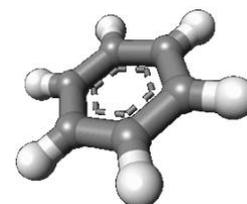
COMPORTAMIENTO DE FASE DE LOS HIDROCARBUROS



Parafina



Naftenos



1. COMPORTAMIENTO DE FASE DE LOS HIDROCARBUROS

1.1 Fundamentos de Comportamiento de Fase

Los fluidos de un yacimiento petrolero están compuestos principalmente por hidrocarburos (aceite y gas). El agua también está presente en estos yacimientos en una forma intersticial. La influencia del agua en el comportamiento de fase y las propiedades de los hidrocarburos en diferentes casos, es muy poco considerada. Por tal razón el comportamiento de aceite y gas es generalmente tratado de forma independiente de la fase acuosa, a menos que estructuras sólidas agua-hidrocarburos, conocidas como hidratos, estén presentes.

El comportamiento de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento, así como a condiciones de superficie, es función de su composición química, a la presión y temperatura a la que se encuentren. El comportamiento de los hidrocarburos es de primera consideración para el desarrollo y la administración del yacimiento, afectando todos los aspectos de la exploración y producción. Aunque un fluido de un yacimiento pueda estar compuesto hasta por más de treinta componentes, los fundamentos de comportamiento de fase nos ayudan a explicar y analizar el comportamiento de sustancias puras y de mezclas multicomponentes.

1.1.1 Composición de los Hidrocarburos

Hay varias hipótesis referentes a la formación del hidrocarburo, pero la más aceptable hasta el momento por los expertos, es que el hidrocarburo se originó a partir de la materia orgánica. Se ha visto y se ha podido estudiar que la composición de los hidrocarburos, depende en gran medida del ambiente de depósito de la formación⁴. Los yacimientos de gas están compuestos principalmente de pequeñas y medianas moléculas de hidrocarburos y de algunos componentes no hidrocarburos tales como; el nitrógeno (N_2), el bióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S), que también los encontramos en los yacimientos de aceite, estos caracterizados por tener componentes más pesados de hidrocarburos.

Conforme se van encontrando a los hidrocarburos en una trampa geológica del yacimiento, estos pueden ser de composición diferente debido a que se generaron en diferentes tiempos y ambientes de depósito. Por consiguiente, es esperado que durante la formación de un yacimiento petrolero la variación en la composición vertical y lateral de los fluidos hidrocarburos sea notoria.

Los hidrocarburos al momento de ser extraídos, se consideran generalmente como fluidos maduros, por tener un equilibrio molecular alcanzado, debido a la difusión molecular y que se van mezclando durante el paso del tiempo geológico. Sin embargo, hay evidencias de yacimientos que mantienen una variación composicional significativa, particularmente en sentido lateral, esto es debido a que la difusión molecular no ha concluido en la mezcla de hidrocarburos, y lo cual nos indica que tienen que pasar más de 10 millones de años para eliminar la composición heterogénea en dicho yacimiento⁵. Por otro lado, la presión y la temperatura incrementan con la profundidad para una columna de fluido en un yacimiento, esto también puede resultar una modificación en la composición con respecto a la profundidad. Para propuestas operacionales, este comportamiento es de interés considerable para aproximarse a fluidos críticos y para aceites que contienen alto material asfáltico.

La información detallada sobre los componentes que constituyen a los hidrocarburos del yacimiento no es de gran uso en procesos de exploración y producción. El petróleo crudo es una mezcla de hidrocarburos (compuestos orgánicos formados principalmente por carbono "C" e hidrógeno "H").

Los fluidos hidrocarburos del yacimiento son comúnmente identificados por sus elementos individuales hasta el hexano y para componentes más pesados son reportados como una fracción pesada de grupos compuestos con igual número de carbono. El método más común de describir a una fracción pesada que agrupe a los componentes C_7 , C_8 , C_9 ... C_n , se reporta como C_{7+} . La composición elemental de los hidrocarburos adicionalmente contiene algunos contaminantes, en la **Tabla 1.1** se muestran los componentes y el rango en que normalmente se encuentran:

Tabla 1.1.- Rango en la composición de los hidrocarburos

Componentes	Peso (%)
Carbono (C)	84 – 87
Hidrógeno (H)	11 – 14
Nitrógeno (N)	0 – 2
Azufre (S)	0.2

El total de hidrocarburos que típicamente están presentes en el petróleo crudo, varían desde un átomo de carbono hasta varios cientos. Debido a la complejidad de identificar toda esta gama de componentes, la industria petrolera los agrupa en familias las cuales se muestran en la **Tabla 1.2**⁶

Tabla 1.2.- Familia de hidrocarburos

Familia		Formula	Descripción	Ejemplo
Alifáticos	Parafinas o Alcanos	C_nH_{2n+2}	Presentan una proporción elevada de hidrocarburos, particularmente parafinas y ceras naturales.	Metano (CH_4)
	Nafténicos o Cicloalcanos.	C_nH_{2n}	Presentan una proporción más elevada de Hidrocarburos cíclicos	Ciclohexano (C_6H_{12})
	Olefinicos o Alquenos.	C_nH_{2n}	El doble enlace Carbono-Carbono es más corto que el enlace simple	Etileno (C_2H_4)
	Acetilenicos o Alquinos.	C_nH_{2n-2}	Los átomos de carbono comparten tres partes de electrones	Etino (C_2H_2)
Aromáticos			Presentan una proporción más elevada de hidrocarburos que contienen el anillo de benceno en su molécula.	Dobles enlaces. Benceno (C_6H_6)
Sulfurosos o Mercaptanos		R-SH	Contienen Sulfuro de hidrógeno y tioles. Generalmente la presencia de azufre se asocia a este tipo de petróleo el nombre de amargo y agrio.	El Mercaptano, es un nombre genérico de un grupo de compuestos químicos orgánicos.
Particulares			Crudos bituminosos de bajo contenido en azufre.	
Polucionados			Son contaminados por ácidos, metales vanadio (V), níquel (Ni), sales, agua salada, etc.	

Dentro de esta gran familia de hidrocarburos hay dos sub-clasificaciones principales:

- a) Alifáticos (Alcanos y cicloalcanos, Alquenos y alcadienos, Alquinos).
- b) Aromáticos.

Los hidrocarburos Alifáticos (del griego “aleiphar” que significa grasa o aceite) no poseen un anillo aromático. Estos pueden ser saturados (sólo tienen enlaces sencillos) en tanto que los insaturados poseen enlaces dobles (alquenos) o enlaces triples (alquinos). Los compuestos aromáticos (el benceno, C_6H_6 , sirve como compuesto original) poseen un anillo aromático el cual se representa como:



Las principales fuentes de los Alcanos son el gas natural y el petróleo. El gas natural contiene principalmente metano con pequeñas cantidades de otros alcanos gaseosos, como el etano, propano y butano. El petróleo contiene un gran número de alcanos, desde los gases de bajo peso molecular, hasta los sólidos de alto peso molecular.

En la **Tabla 1.3** se muestra la familia de hidrocarburos Alifáticos, dentro de los cuales se encuentran los hidrocarburos Alcanos. Se muestran las propiedades físicas, separando el estado de agregación de los componentes C_1 a C_4 (fase gaseosa), C_5 a C_{10} (fase líquida), C_{16} a C_{30} (fase sólida).

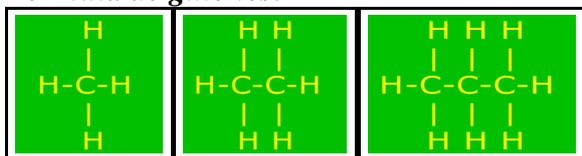
Tabla 1.3.- Propiedades físicas y estado de agregación de algunos hidrocarburos Alcanos

Nombre	Fórmula molecular	Estado físico	Temperatura de fusión (°C)	Temperatura de ebullición (°C)	Densidad
Metano	CH_4	Gas	-182.5	-161.6	-----
Etano	C_2H_6	Gas	-183.3	-88.6	-----
Propano	C_3H_8	Gas	-187.1	-42.1	-----
n-butano	C_4H_{10}	Gas	-138.3	-0.5	-----
n-pentano	C_5H_{12}	Líquido	-129.8	36.1	0.63
n-hexano	C_6H_{14}	Líquido	-95.3	68.7	0.66
n-heptano	C_7H_{16}	Líquido	-90.6	98.5	0.68
n-octano	C_8H_{18}	Líquido	-56.8	125.7	0.7
n-nonano	C_9H_{20}	Líquido	-53.6	150.8	0.72
n-decano	$C_{10}H_{22}$	Líquido	-29.7	174	0.73
n-hexadecano	$C_{16}H_{34}$	Sólido	18	287.1	-----
n-eicosano	$C_{20}H_{42}$	Sólido	36.4	309.7	-----
n-triacontano	$C_{30}H_{62}$	Sólido	66	446.4	-----
<i>Ejemplo de los tres isómeros del pentano.</i>					
n-pentano	C_5H_{12}	Líquido	-129.8	36.1	0.63
Isopentano	C_5H_{12}	Líquido	159.9	27.9	0.62
Neopentano	C_5H_{12}	Gas	16.6	9.5	0.61

En química orgánica utilizan diversos procedimientos para escribir fórmulas estructurales. Los hidrocarburos formados por cadenas de átomos de carbono, unidos por valencias simples se llaman **hidrocarburos alifáticos o alcanos**.

La representación que se escoge en un caso particular, es la que mejor indica la propiedad que se considera o la que representa en forma más conveniente la estructura, una de estas representaciones es la fórmula de guiones (representa el orden en que los átomos están enlazados), así podemos representar las formulas químicas de los hidrocarburos de las **parafinas normales del metano, etano y propano** respectivamente como se indica a continuación:

Fórmula de guiones:



Metano

Etano

Propano

Fórmula condensada:



En ésta fórmula los átomos que están unidos a un átomo de carbono particular se escriben inmediatamente después de este. Conociendo cuantos átomos de carbono tiene un alcano, puede calcularse el número de átomos de hidrógeno que contiene para los hidrocarburos saturados mediante la fórmula C_n H_{2n+2}, en donde “n” es el número de átomos de carbono y de esta manera representamos a los hidrocarburos en una **fórmula molecular** en donde indica el número de átomos de cada elemento.

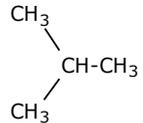
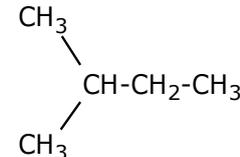
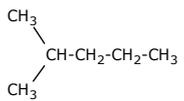
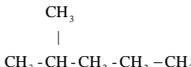
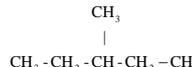
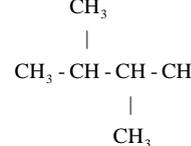
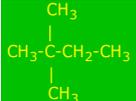
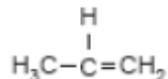
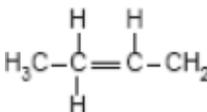
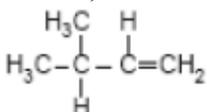
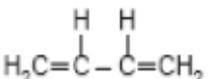
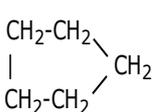
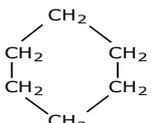
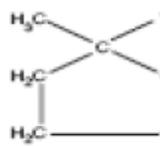
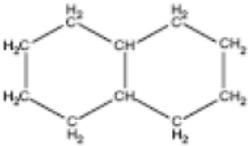
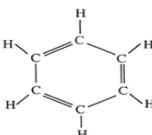
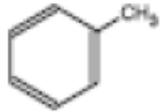
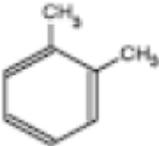
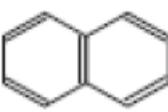
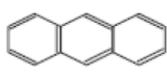
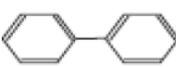
Los compuestos de cadena continua se antepone un “n” al nombre de alcano, a los de la cadena ramificada se antepone “iso” al nombre del alcano. Se define un átomo de carbono como **primario** cuando tiene una de sus valencias unidas a un átomo de carbono, **secundario** el que tiene dos de sus valencias unidas a átomos de carbono, **terciario** el que tiene tres de sus valencias unidas a átomos de carbono y **cuaternario** si tiene sus cuatro valencias unidas a átomos de carbono. En la **Tabla 1.4** se muestran algunos ejemplos de isoparafinas⁶.

Tabla 1.4.-Ejemplo de Isoparafinas

n-butano	iso-butano	iso-pentano	neo-pentano
$\begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2 \\ \diagup \quad \diagdown \quad \diagup \quad \diagdown \\ \text{carbono} \quad \text{carbono} \quad \text{carbono} \\ \text{primario} \quad \text{secundario} \quad \text{primario} \end{array}$ <p>Tiene dos carbonos primarios y dos secundarios.</p>	$\begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH-CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$ <p>Tiene tres carbonos primarios y un terciario.</p>	$\begin{array}{c} \text{CH}_3\text{-CH-CH}_2\text{-CH}_3 \\ \quad \diagdown \quad \diagup \\ \text{CH}_3 \quad \text{carbono} \\ \text{carbono} \quad \text{carbono} \quad \text{carbono} \\ \text{primario} \quad \text{terciario} \quad \text{secundario} \end{array}$ <p>Tiene tres carbonos primarios, un carbono secundario y un terciario.</p>	$\begin{array}{c} \text{CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3\text{-C-CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3 \end{array}$ <p>Tiene cuatro carbonos primarios y un carbono cuaternario.</p>

Los hidrocarburos provenientes del yacimiento contienen diversos componentes como C₁, C₂, C₃.....C₇₊ en mayor o menor cantidad. Ellos pueden ser separados con métodos tales como la destilación donde los productos más comunes de la destilación del petróleo son: gasolina, keroseno, diesel, lubricantes y grasas. Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran al aceite y gas, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Tabla 1.5.- Fórmula estructural de varios grupos de hidrocarburos

		Alcanos (Parafinas normales)					
		Componentes	Formula de guiones	Formula condensada	Formula molecular		
Hidrocarburos	Alifáticos	Butano	n-butano	$\text{CH}_3 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_3$	$\text{CH}_3 (\text{CH}_2)_2 \text{CH}_3$	$\text{C}_4 \text{H}_{10}$	
			Iso-butano		$\text{CH}_3 - \text{CH} - \text{CH}_3$ CH_3		
	Pentano	n-pentano	$\text{CH}_3 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_3$	$\text{CH}_3 (\text{CH}_2)_3 \text{CH}_3$	$\text{C}_5 \text{H}_{12}$		
		Iso-pentano		CH_3 $\text{CH}_3 - \text{CH} - \text{CH}_2 - \text{CH}_3$	CH_3 $\text{CH}_3 - \text{C} - \text{CH}_3$ CH_3		
	Hexano	n-hexano	$\text{CH}_3 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_2 - \text{CH}_3$	$\text{CH}_3 (\text{CH}_2)_4 \text{CH}_3$	$\text{C}_6 \text{H}_{14}$		
		Iso-Hexano					
	Alquenos (olefinas)						
	Etileno		Propileno		Butileno		
	$\text{H}_2\text{C}=\text{CH}_2$						
			3-Metil, 1-Buteno		1,3-Butadeno		
							
Alquinos							
Acetileno		Propino		1-Butino			
$\text{H} - \text{C} \equiv \text{C} - \text{H}$		$\text{H} - \text{C} \equiv \text{C} - \text{CH}_3$		$\text{H} - \text{C} \equiv \text{C} - \text{CH}_2 - \text{CH}_3$			
Naftenos							
Ciclo-pentano		Ciclo-hexano		1,1- dimetilciclopentano			
							
				Decahidronaftaleno			
							
Hidrocarburos	Aromáticos	Benceno	Tolueno	Meta xileno	Naftaleno	Antraceno	Bifenilo
							

En la **Tabla 1.5** se muestran algunos ejemplos de los componentes hidrocarburos en su fórmula de guiones, condensada y molecular para la familia de los hidrocarburos alifáticos. Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las *parafinas*, cuando las cadenas son ramificadas se tienen las *iso-parafinas*, al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las *olefinas*. Las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los *naftenos*, cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas se tiene un *anillo bencénico* el cual pertenece a la familia de los **aromáticos**. Los ejemplos se dividen en arreglos estructurales para los grupos de hidrocarburos alifáticos y aromáticos.

Sabemos que el petróleo es mucho más complejo que una mezcla de hidrocarburos, a medida que estudiamos su origen y el proceso de cómo se forman, sabemos que hay yacimientos en etapas de maduración y edades diferentes con una composición diferente. Por lo que se puede conocer cómo evoluciona, claro que se sigue investigando y que queda mucho por conocer. Para la clasificación de los hidrocarburos, en base a su composición, habitualmente es utilizado el diagrama triangular de Tissot y Welte (1978). Mostrado en la **Figura 1.1**.

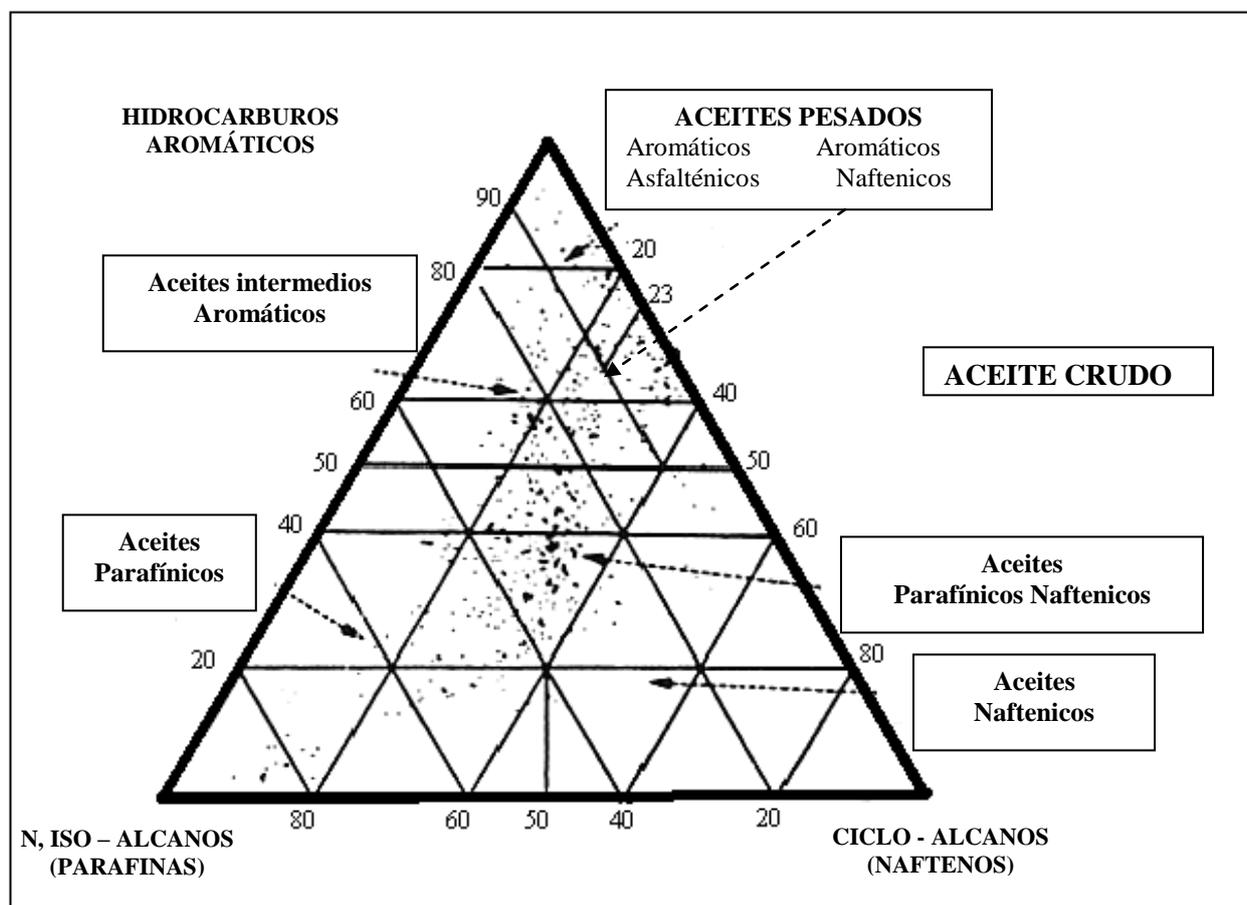


Figura 1.1.- Diagrama ternario de Tissot y Welte

El petróleo más joven contiene en mayor cantidad una mezcla de hidrocarburos lineales y según envejecen aumenta el contenido en compuestos cíclicos y aromáticos. Por tanto va desplazándose hacia la derecha y hacia arriba del diagrama. Como se conoce la velocidad a la que tiene lugar estas reacciones, se puede determinar cuánto tiempo tarda en transformarse de un tipo de petróleo a otro.

1.1.2 Comportamiento de Fases

Una fase la podemos definir como cada una de las partes físicamente homogénea de una materia. El agua ilustra perfectamente la noción de fase, pues puede hallar un estado de equilibrio con tres aspectos homogéneos, que son: la fase líquida, la fase sólida y la fase vapor.

El cambio que existe entre las fases se llama comportamiento de fase, y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases. En estudios de comportamiento de fase se incluyen el manejo de tres variables; presión, temperatura y volumen donde las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad.

En un yacimiento, los hidrocarburos normalmente se encuentran en fase líquida (aceite crudo, condensados) y fase gas (disuelto en la fase líquida o libre), con agua de formación. Los sistemas hidrocarburos encontrados en estos yacimientos presentan un comportamiento multifásico sobre amplios rangos de presiones y temperaturas. Por lo que es muy importante conocer en la industria petrolera las condiciones bajo las cuales las fases se comportan en función de la presión, temperatura y volumen. Las determinaciones experimentales y matemáticas del comportamiento de las fases se expresan en diferentes tipos de diagramas, llamados diagramas de fase. Los diagramas de fase son (por ejemplo; presión contra temperatura, temperatura contra composición, etc.), que presentan las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de un sistema⁷.

1.1.2.1 Sistemas

El aceite y el gas se encuentran naturalmente como una mezcla de hidrocarburos bastante compleja en composición química, a una elevada presión y temperatura en el yacimiento. Al producir y obtener los hidrocarburos en la superficie la presión y la temperatura de la mezcla se reducen. El estado de la mezcla de hidrocarburos a las condiciones superficiales depende de la composición de los hidrocarburos producidos, así como la presión y temperatura a la que son manejados. Además el fluido remanente en el yacimiento sufre cambios físicos a medida que la presión disminuye por las cantidades producidas de aceite o gas del yacimiento.

Es necesario estudiar las propiedades físicas de los hidrocarburos y, en particular, sus variaciones con la presión y la temperatura. Si se conocen las propiedades físicas, se puede evaluar la producción en términos de volumen a condiciones estándar del gas y del líquido, que pueden ser obtenidos en la superficie, a partir de un volumen unitario de fluido del yacimiento. Estos datos son necesarios para estimar el comportamiento del yacimiento.

La composición química de los hidrocarburos gaseosos puede ser especificada fácilmente, considerando sus componentes más ligeros hasta el heptano. En cambio la composición química de un aceite crudo, es más difícil de evaluar, debido a que una gran parte del aceite está compuesto de hidrocarburos más pesados que el heptano, en la que para realizar una caracterización de la fracción pesada (C_{n+}) del aceite, se debe trabajar a partir de los pseudo-componentes o cortes determinando la composición y el número de mezclas que representan a la fracción pesada (C_{7+}).

Para estudiar las propiedades físicas de los fluidos, es necesario primero tener un conocimiento de los sistemas simples. Un hidrocarburo de un sólo componente puede ser obtenido solamente, después de un proceso extensivo; ya que no se presenta en forma natural.

Sin embargo, las propiedades físicas de un hidrocarburo de un solo componente y su comportamiento, cuando está sujeto a cambios de presión y temperatura, son cualitativamente similares a las de los sistemas más complejos.

Las propiedades físicas de interés ordinariamente se definen en términos de la presión y de la temperatura a la que se encuentra un hidrocarburo. En general, los fluidos son clasificados como gases, vapores o líquidos. Un material puede existir como un gas o como un líquido, depende de la presión y temperatura a las que se encuentre sujeto dicho material.

El vapor es definido en el diccionario como cualquier sustancia en el estado gaseoso, la cual a condiciones atmosféricas es líquida o sólida, en relación con los hidrocarburos es conveniente pensar que gas y vapor son sinónimos.

Un sistema de hidrocarburos puede ser homogéneo o heterogéneo. En un sistema homogéneo, todas las partes del sistema tienen las mismas propiedades físicas y químicas. Un sistema heterogéneo se encuentra compuesto de fases y es en el cual las propiedades físicas y químicas son distintas.

1.1.2.2 Sistema de un Solo Componente

El sistema más simple con el cual se puede tratar es el de un solo componente o sustancia pura, el conocer el comportamiento de fases de una sustancia pura es útil en el estudio de mezclas de hidrocarburo donde las sustancias puras pueden presentarse en fase vapor, líquido y sólido, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura. Cuando una sustancia está en una sola fase su presión " p " y su temperatura " T " definen un cierto volumen " V ". Un sistema de un solo componente se comporta diferente de los sistemas en los cuales se tiene dos o más componentes. En lo particular se tomará interés en el comportamiento de fase; es decir, las condiciones de presión y temperatura para los cuales pueden existir las diferentes fases. Así como el manejo de tres variables: la presión, la temperatura y el volumen. Donde, las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad.

El entendimiento cuantitativo de las relaciones entre la temperatura (T), la presión, (p), y el volumen (V), de componentes puros proporcionan las bases para el entendimiento del comportamiento de fases de mezclas complejas de hidrocarburos, la relación entre estas tres variables puede verse en un diagrama de tres dimensiones, pero dado que los diagramas en tres dimensiones son difíciles de emplearse, se prefieren las proyecciones presión-temperatura ($p-T$) y presión-volumen ($p-V$).

Un diagrama de fase es una gráfica de presión contra temperatura, la cual muestra las condiciones bajo las cuales se pueden presentar las diferentes fases de una sustancia. Los diagramas de fase son denominados frecuentemente diagramas de presión-temperatura. La **Figura 1.2** muestra un diagrama de fase para un sistema de un solo componente puro. En esta figura las líneas **AB, AC y DA** son las curvas de equilibrio, las cuales representan condiciones de presión y de temperatura a las que las fases adyacentes están en equilibrio.

La línea **DC**, se denomina línea de presión de vapor. Los puntos $p-T$ por arriba de la línea **AC** indican que la sustancia se encuentra en fase líquida. Los puntos $p-T$ por debajo de la línea **DC** indican que la sustancia es un gas. Los puntos $p-T$ que se encuentran exactamente sobre la línea **AC** indican condiciones en donde coexisten líquido y gas.

El límite superior de la línea de presión de vapor, es el *punto crítico* indicado por el punto **C**. Para un sistema formado por un componente puro representa el estado límite (máximos valores de presión y temperatura) en el cual dos fases pueden coexistir. Una definición más generalizada de punto crítico aplicable a un sistema con un componente o multicomponente; es el estado de condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son iguales.

Cabe resaltar que una propiedad intensiva es aquella que presenta el mismo valor para cualquier parte de un sistema homogéneo así como para el sistema total, por ejemplo; la presión, temperatura, densidad, composición y viscosidad.

A la temperatura y a la presión representada por el punto crítico **C**, se les denomina presión crítica (p_c), y temperatura crítica (T_c). Para una sustancia pura, la presión crítica se define como la presión por arriba de la cual el líquido y el gas no pueden coexistir independientemente de la temperatura que se aplique, y la temperatura crítica se define como la temperatura por arriba de la cual el gas no puede ser licuado, independientemente de la presión que se le aplique. Las definiciones anteriormente descritas de p_c y T_c respectivamente no son válidas para sistemas multicomponentes.

El punto **A** localizado sobre la línea de presión de vapor se le conoce como punto triple. Este punto representa las condiciones únicas de presión y temperatura en el cual las fases; sólida, líquida y gaseosa pueden existir al mismo tiempo a condiciones de equilibrio. A temperaturas a bajo de la temperatura del punto triple, línea **DA** que se observa por debajo de la temperatura del punto triple, en la línea de presión de vapor, representa la línea de presión de sublimación y divide, la región en donde las condiciones de la sustancia es un sólido de la región en donde las condiciones de la sustancia es un gas. Teóricamente, esta línea se extiende a presión y temperatura de cero absoluto.

La línea de punto de fusión es la línea casi vertical que se observa por arriba del punto triple, y separa las condiciones cuando una sustancia es sólida o líquida. Los puntos de presión y temperatura que caen exactamente sobre esta línea indican un sistema de dos fases en equilibrio (en este caso coexisten sólido y líquido).

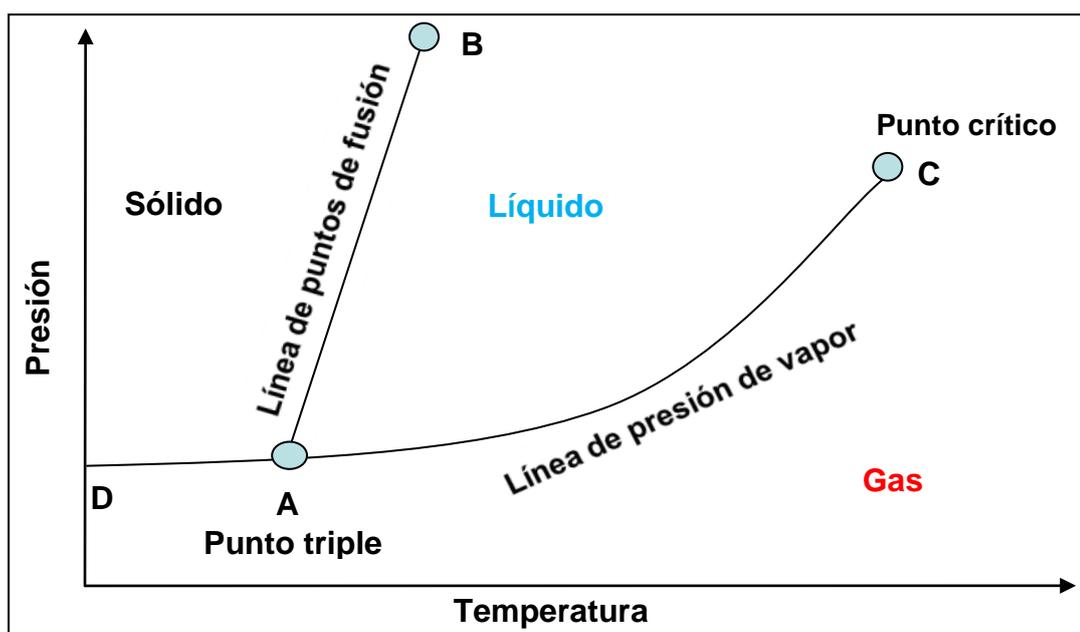


Figura 1.2.- Diagrama de fase Presión - Temperatura de una sustancia pura

Si se considera una expansión del fluido debido a la disminución de la presión a temperatura constante, el volumen del fluido se incrementará, esto es ilustrado por la línea **ABD** de la **Figura 1.3**, así como el punto en el cual aparece la primera molécula de vapor, formando una pequeña burbuja de gas, se denomina presión de burbuja o presión de saturación, representado por el punto **B** y el punto en el cual se tiene solamente una pequeña gota de líquido es conocido como presión de rocío, el cual es representado por el punto **D**.

La **Figura 1.3** muestra varias isotermas en un diagrama presión-volumen. La curva cóncava hacia abajo muestra la trayectoria de todos los puntos de burbujeo y los puntos de rocío. La curva hacia la izquierda del punto crítico es la curva de burbujeo y la curva hacia la derecha es la curva de rocío. La región encerrada por la curva de burbujeo y la curva de rocío es la región de dos fases (envolvente de saturación), en esta región el gas y el líquido coexisten en equilibrio. El punto crítico se localiza en el lugar en que el punto de burbujeo y el punto de rocío coinciden. La isoterma a la temperatura crítica se aproxima a una línea horizontal seguida de un punto de inflexión a medida que pasa a través de la presión crítica (punto C). Note que la isoterma representada con la línea punteada de la **Figura 1.3** presenta una línea tangente horizontal con un punto de inflexión en el punto crítico. Esta isoterma se denomina la temperatura crítica del sistema (T_c), formado por un componente puro.

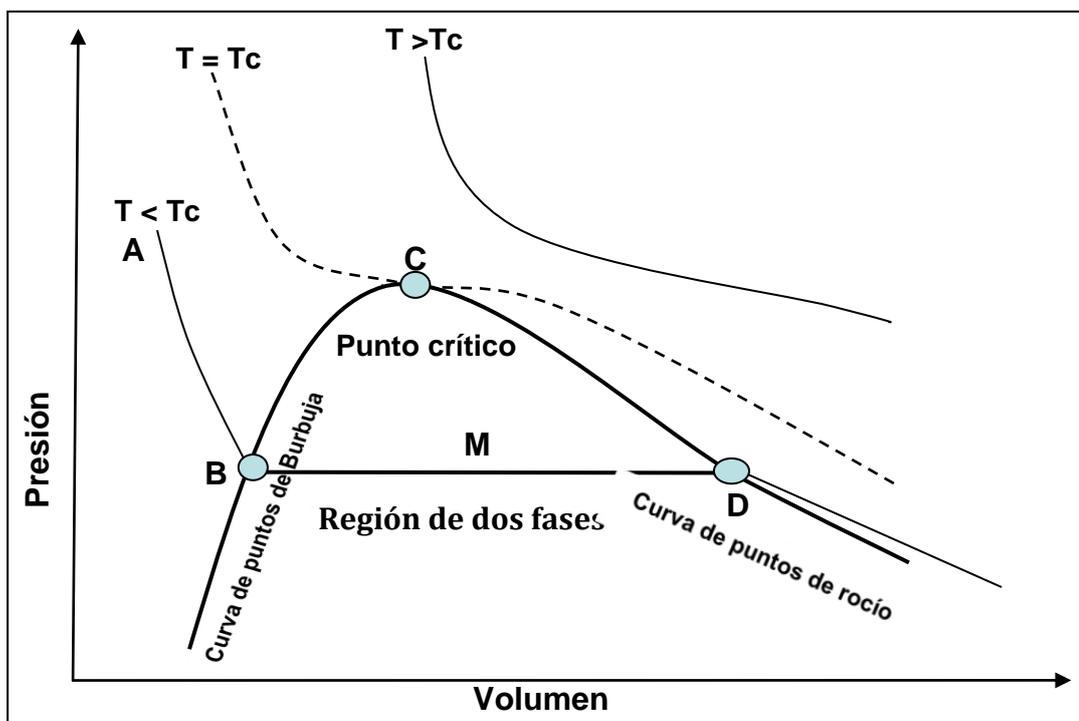


Figura 1.3.- Diagrama de fase Presión-Volumen específico de una sustancia pura

Para tener un mejor entendimiento de la utilidad de los diagramas de fase, se considera un cilindro en el cual la temperatura puede ser controlada y el volumen variado por el movimiento del pistón, como se muestra en la **Figura 1.4** En donde se muestra una sustancia pura (sistema de un solo componente) a una presión p , y a una temperatura debajo de la temperatura crítica de la sustancia (Dibujo A). Se mantendrá la temperatura constante y se levantará el pistón, por lo que la presión declinará.

El proceso seguirá la trayectoria de la línea **1-2** de la **Figura 1.5**. Como el Pistón se levanta, la presión disminuye rápidamente hasta alcanzar un valor de p_v (presión de vapor de la sustancia). En este punto una fase de gas comenzará a formarse a medida que las moléculas salen del líquido.

Como el pistón se levanta de una manera continua, el volumen de la fase gaseosa se incrementará y el volumen de la fase líquida disminuirá; sin embargo, la presión se mantendrá constante en un valor de p_v . Una vez que la fase líquida desaparece, un levantamiento adicional del pistón causará una disminución en la presión a medida que la fase gaseosa se expande. Finalmente, la presión alcanzará el punto p_2 .

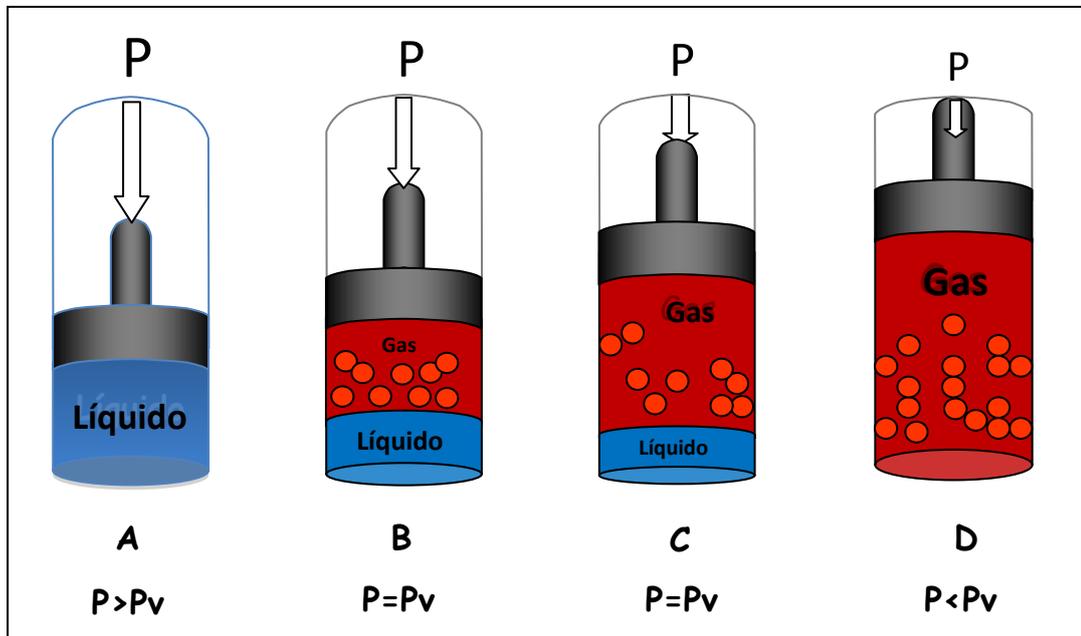


Figura 1.4.- Vaporización de una sustancia pura a temperatura constante

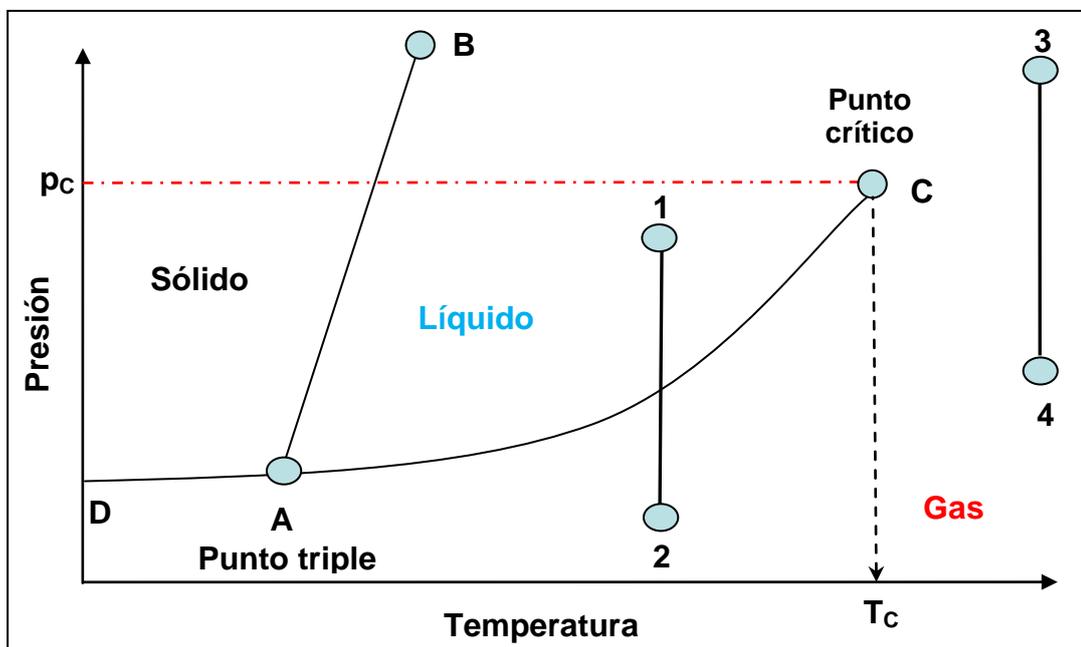


Figura 1.5.- Diagrama de fase para una sustancia con líneas de expansión isotérmica

Si el mismo proceso es seguido por una temperatura mayor que la temperatura crítica, por ejemplo, la línea 3-4 de la **Figura 1.5**. El levantamiento del pistón causará un decremento en la presión; sin embargo, no se tendrá un cambio repentino en la densidad de la sustancia. La línea de presión de vapor no será atravesada y no habrá un cambio de fase.

Ahora, haciendo uso del cilindro descrito anteriormente para estudiar en proceso de incrementar la temperatura de T_1 a T_2 , como se muestra en la **Figura 1.6** a una presión constante. Se incrementara la temperatura adicionando calor y manteniendo la presión constante por el levantamiento del pistón a medida que es requerido. El dibujo A, muestra la celda llena de líquido a una temperatura T , la cual, es menor a la temperatura a la presión de vapor de la sustancia, en el dibujo B, la sustancia ha sido calentada a una presión constante hasta alcanzar la temperatura de vapor de la mezcla (T_v). Formándose una fase gaseosa, la cual coexiste con la fase líquida. Para el dibujo D, indica que ha sido introducido el suficiente calor para evaporar todo el líquido y el calor adicionado ha causado un incremento en la temperatura hasta alcanzar la T_2 .

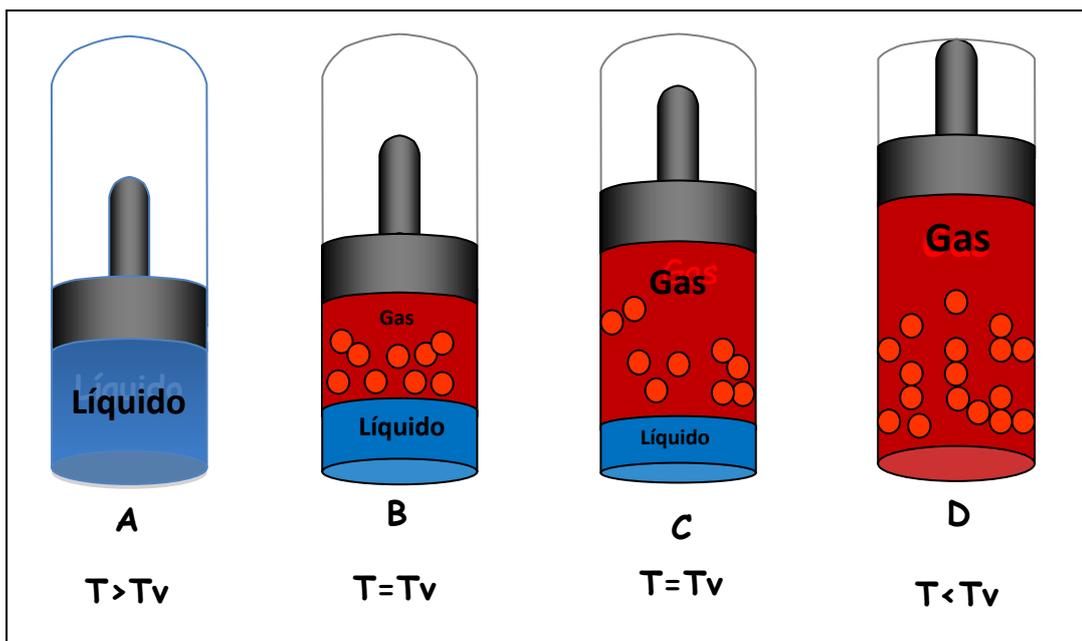


Figura 1.6.- Vaporización de una sustancia pura a presión constante

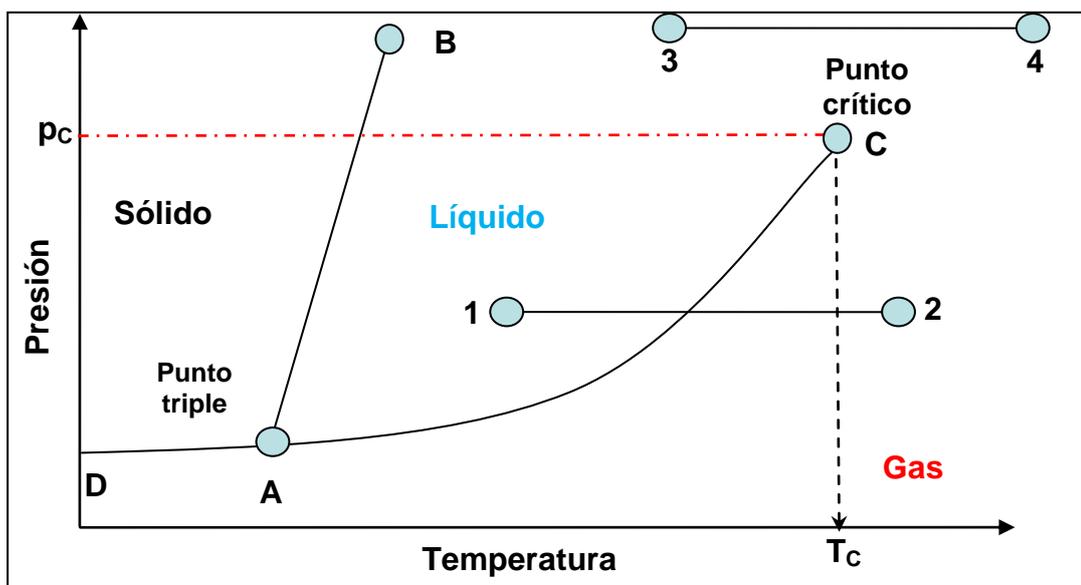


Figura 1.7.- Diagrama de fase para una sustancia pura con líneas isobáricas

El mismo proceso a presiones por arriba de la presión crítica, para el ejemplo de la línea 3-4 de la **Figura 1.7**, no presentará un cambio de fase repentino, como el que se presenta en los procesos debajo de la presión crítica como se muestra en la línea 1-2 de la misma figura.

En la **Figura 1.8** se muestra un proceso que comienza en el punto **1**, con una sustancia en la fase líquida. La temperatura es mantenida constante y la presión reducida de p_1 a p_v por el levantamiento del pistón. Un cambio relativamente grande en la presión, da como resulta un cambio pequeño en el volumen. Esto es debido a que los líquidos son relativamente incompresibles.

Cuando la presión es reducida a la presión de vapor p_v , el gas comienza a formarse y un levantamiento adicional del pistón causa vaporización del líquido. Esto continúa a presión constante hasta que todo el líquido es vaporizado, el proceso es representado por una línea recta horizontal del punto **A** al punto **B**, la cual indica que la presión permanece constante, en tanto que el líquido y el gas coexisten a temperatura constante. Después todo el líquido es vaporizado y el constante levantamiento del pistón causa expansión del gas y una disminución en la presión, puesto que el gas es altamente compresible, podemos observar que la pendiente de la línea de gas es menor que la pendiente de la línea del líquido.

La línea **3-4** de la **Figura 1.8** ilustra el mismo proceso a una temperatura mayor que la temperatura crítica de la sustancia, dicha línea muestra una expansión en la sustancia y no ocurre un cambio de fase.

Si se considera la expansión a temperatura constante, ilustrado por la línea **1-2** de la **Figura 1.8**, el punto en el cual aparece la primera cantidad de moléculas de líquido, formando una pequeña burbuja de gas es denominado el *punto de burbujeo o de saturación*. El punto en el cual se tiene solamente una pequeña gota de líquido es conocido como el *punto de rocío*. Las interrupciones puntiagudas en la línea representan el punto de burbujeo y el punto de rocío. Para una sustancia pura la presión en el punto de burbujeo y el punto de rocío son iguales a la presión de vapor de la sustancia a la temperatura de interés.

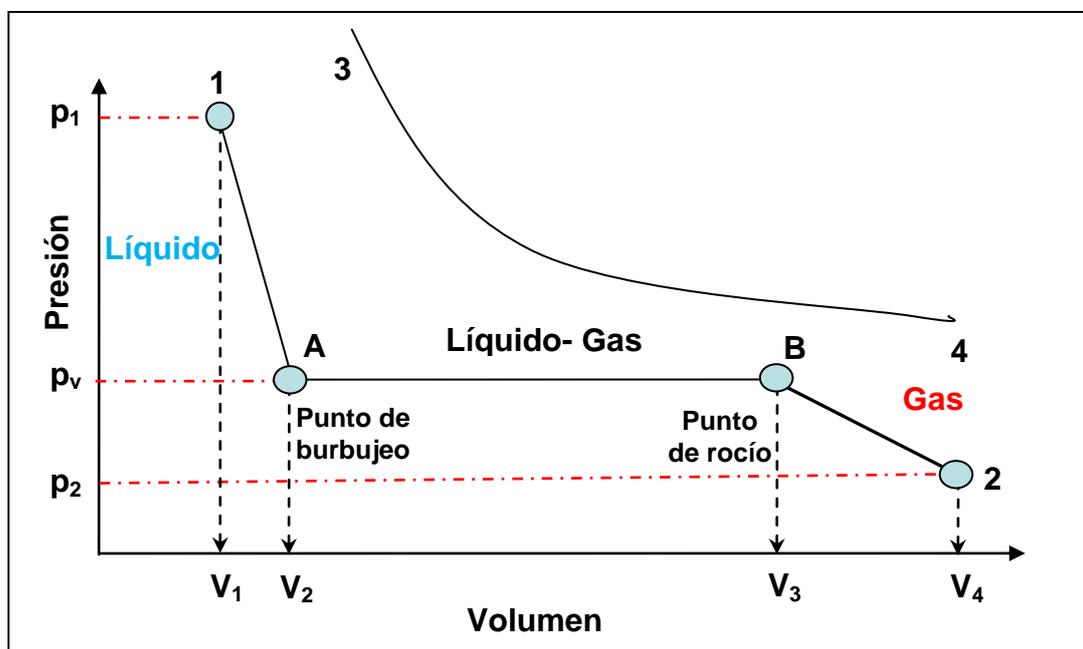


Figura 1.8.- Diagrama Presión-Volumen de una sustancia pura

La **Figura 1.8** presenta la relación entre las densidades del líquido y del gas en un diagrama típico de densidad-temperatura. La envolvente muestra las densidades de las fases; líquida y gaseosa que coexisten en equilibrio en la región de dos fases (densidades saturadas).

1.1.2.3 Sistema Multicomponente

El comportamiento de fase de un sistema multicomponente es muy parecido a un sistema binario. La regla de las fases indica que un sistema binario por ejemplo vapor-líquido, la temperatura y la presión son variables independientes. El diagrama de presión-temperatura de una mezcla binaria es mostrado esquemáticamente en la **Figura 1.9**. En el interior de la envoltura coexisten las dos fases, y esta envoltura está delimitada por las curvas de puntos de burbuja y la curva de puntos de rocío. Las dos curvas convergen en el **punto crítico (C)**, donde todas las diferencias físicas entre las dos fases dejan de existir y dichas fases llegan a ser indistinguibles. La **presión más alta (B)** y la **temperatura más alta (D)** en la envoltura de fase son llamadas, **cricondenbara** y **cricondenterma**, respectivamente.

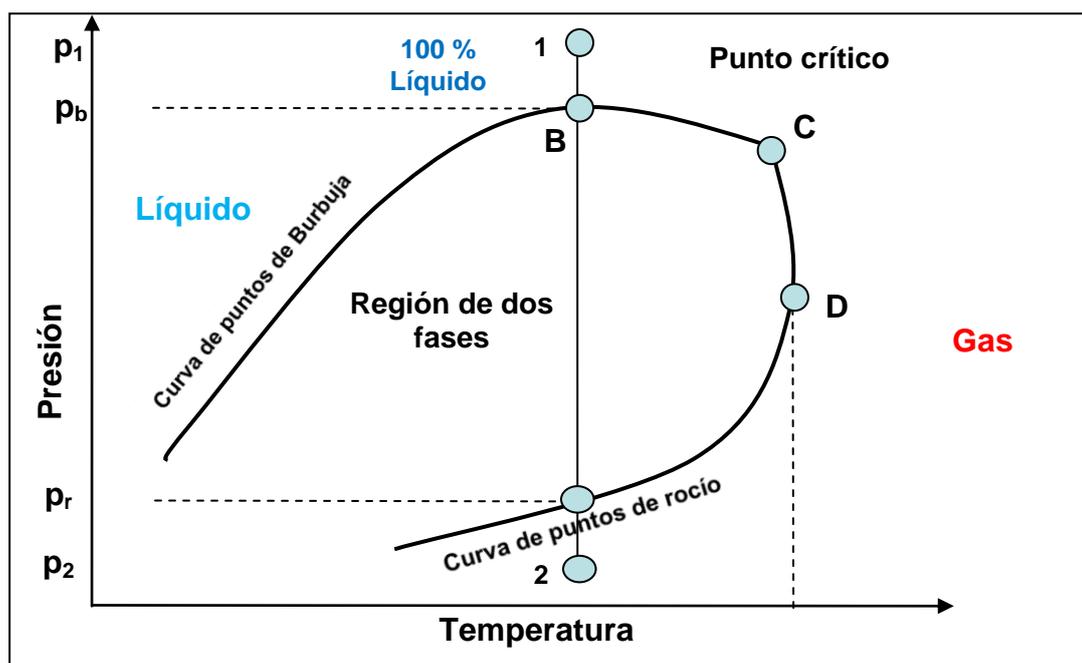


Figura 1.9.- Diagrama de fase Presión-Temperatura de una mezcla de dos componentes

Si se considera una expansión a una temperatura constante, como la que se ilustra en la **Figura 1.9** por la línea 1-2. A la presión p_1 , la sustancia es un líquido. Si se disminuye la presión, el líquido se expande hasta que la presión alcanza un punto, en el cual aparece una pequeña cantidad de moléculas que salen del líquido, formando una pequeña fase gaseosa. La presión a la cual se forma la primera burbuja de gas es conocida como la presión en el punto de burbujeo o simplemente **presión de burbujeo o de saturación (p_b)**.

Debajo de la presión de burbujeo, el líquido y el gas coexisten en equilibrio, disminuye el porcentaje de líquido hasta el momento en que solamente queda una gota de líquido, la presión correspondiente a este punto es la **presión de rocío o de condensación (p_r)**. Si se sigue disminuyendo la presión, se tendrá una expansión del gas. En estos sistemas, el **punto crítico** es definido como el “estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas”.

La **Figura 1.10**, es otro ejemplo de un diagrama de presión volumen de una mezcla binaria, mostrando que la presión del sistema decrece durante una expansión isotérmica entre los puntos de burbuja y de rocío, contrario a lo que sucedía con un componente puro. Una expansión isotérmica es en donde un gas se expande, manteniendo la temperatura constante durante dicho proceso.

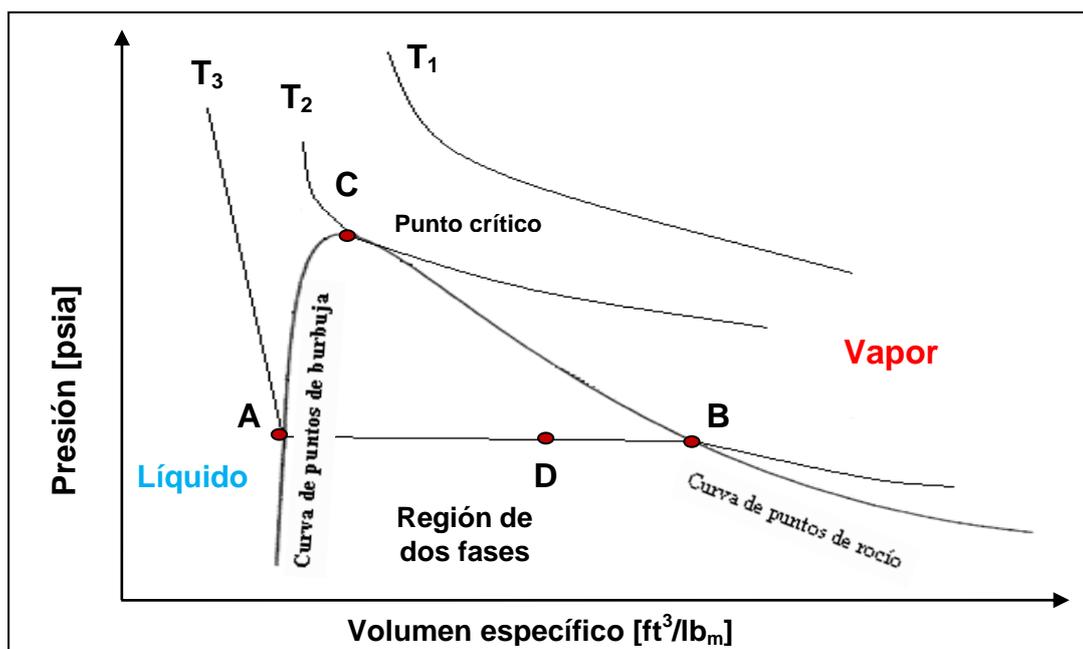


Figura 1.10.- Diagrama de fase Presión-Volumen de una mezcla de dos componentes

El área delimitada por la envolvente de saturación representa la región de dos fases. El área a la izquierda del punto crítico es la región de líquido y el área a la derecha es la región de vapor. El punto C representa el punto crítico. La curva de saturación (punto A al punto C) define la curva de burbujeo, a lo largo de la cual el componente es un líquido saturado. Del mismo modo, la curva de saturación a la derecha del punto crítico (punto B al punto C), define la curva de puntos de rocío, por lo que el componente es un vapor saturado.

Para cualquier temperatura inferior a la temperatura crítica, las disminuciones sucesivas en el volumen elevarán la presión del vapor hasta que se alcanza el punto de rocío (punto B en la **Figura 1.10**). En estas condiciones, el componente es un vapor saturado en equilibrio con una cantidad de líquido saturado condensado.

Otras disminuciones en el volumen a temperatura constante, resultará proporcional a cantidad de líquido condensado saturado, pero la presión no cambia (es decir, la presión del sistema sigue siendo igual a la presión de vapor). Mientras más líquido se está formando, el volumen total (en el punto D) se está reduciendo. Sin embargo, la densidad y otras propiedades intensivas del vapor saturado y líquido saturado se mantienen constantes como consecuencia de la regla de las fases de Gibbs.

Un simple balance de masas, muestra además que la relación de líquido a vapor es igual a la relación de la curva B-D a la curva D-A. Al disminuir el volumen de líquido, se condensa más hasta que se alcance el punto de burbujeo. En el punto de burbujeo, el sistema es 100% de saturación de líquido en equilibrio con una cantidad infinitesimal de vapor saturado.

Al disminuir el volumen más allá del punto de burbujeo se acompaña de un gran aumento de la presión, porque el líquido es sólo ligeramente compresible. Esto es indicado por las isothermas casi vertical en el lado izquierdo de la **Figura 1.10**. En la región de vapor insaturada en el lado derecho del diagrama, un gran cambio en el volumen reduce la presión sólo ligeramente debido a que el vapor es altamente compresible.

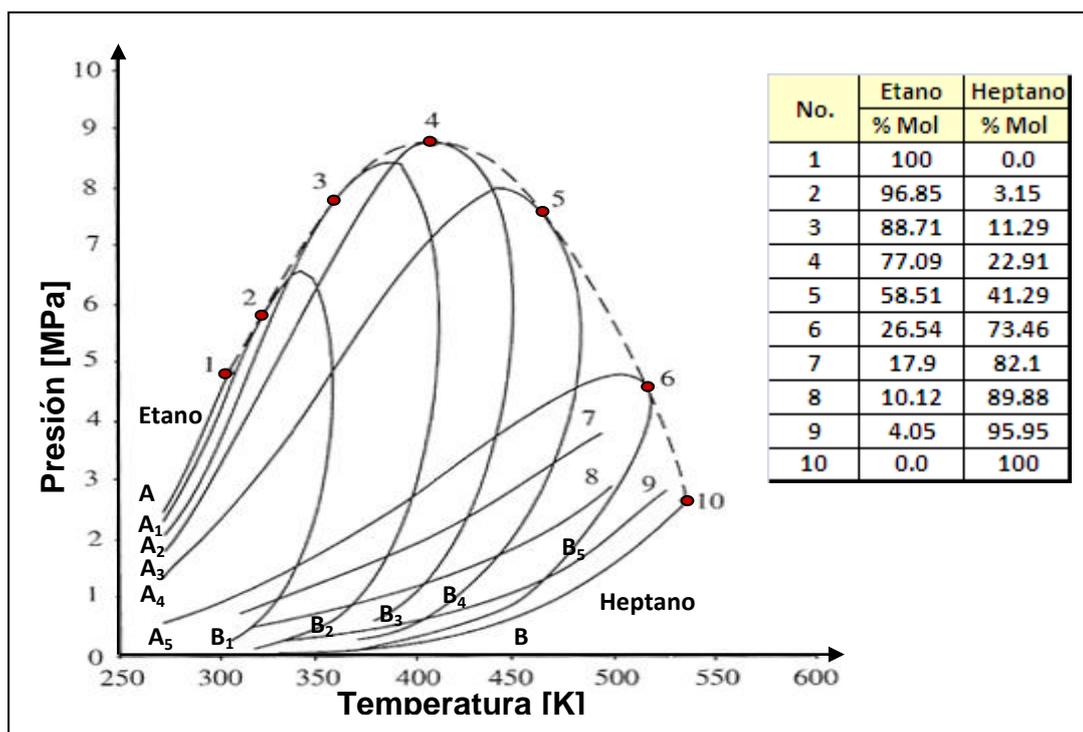


Figura 1.11.- Diagrama de fase Presión-Temperatura para en sistema etano–heptano

El diagrama de fase de la **Figura 1.11**¹ de un sistema etano-heptano de una mezcla, está determinado por su composición. La temperatura crítica de diferentes mezclas está entre las temperaturas críticas del etano y heptano. La presión crítica, sin embargo, excede el valor de las presiones críticas de ambos componentes (etano-heptano) en la mayoría de los casos. El lugar geométrico de los puntos críticos para el sistema etano-heptano está mostrado por la línea interrumpida.

La figura muestra el comportamiento de una mezcla de etano-heptano. En la parte izquierda, se tiene la curva de presión de vapor del etano puro, la cual termina en el **punto 1** y en el extremo derecho, se tiene la curva de presión de vapor para en heptano puro, la cual termina en el **punto 10**. Entre las curvas de presión de vapor de los componentes puros, se tienen los diagramas de fase de varias mezclas de hidrocarburos multicomponentes del sistema etano-heptano. Los puntos 2, 3, 4, 5, y 6 son los puntos críticos de las mezclas conteniendo 96.85, 88.71, 77.09, 58.51 y 26.54 % de etano y 3.15, 11.29, 22.91, 41.29 y 73.46 % de heptano respectivamente. Cuando la composición de la mezcla es distribuida equitativamente en peso, el **punto crítico 4**, es localizado aproximadamente en el valor más alto de presión.

En el caso donde la mezcla está compuesta de 73.46 % de heptano, la presión crítica (**punto 6**), es desviado a la derecha del valor más alto de presión en el cual las dos fases pueden coexistir en equilibrio.

La **Figura 1.12**², es un diagrama de fase mixto del metano-etano, mostrando el lugar geométrico de la curva crítica determinada por la composición de la mezcla. Las presiones críticas de las componentes de la mezcla son más altas al compararlas con el ejemplo de la **Figura 1.11** debido a los porcentajes del metano y el etano contenidos en la mezcla de la **Tabla 1.6**, los puntos numerados muestran el punto crítico de la mezcla para los diferentes porcentajes.

¹Ali Danesh: “PVT AND PHASE BEHAVIOUR OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS”, pag. 35

²“Instituto de Tecnología de gas”, Chicago. Boletín de investigación No. 22, 1953

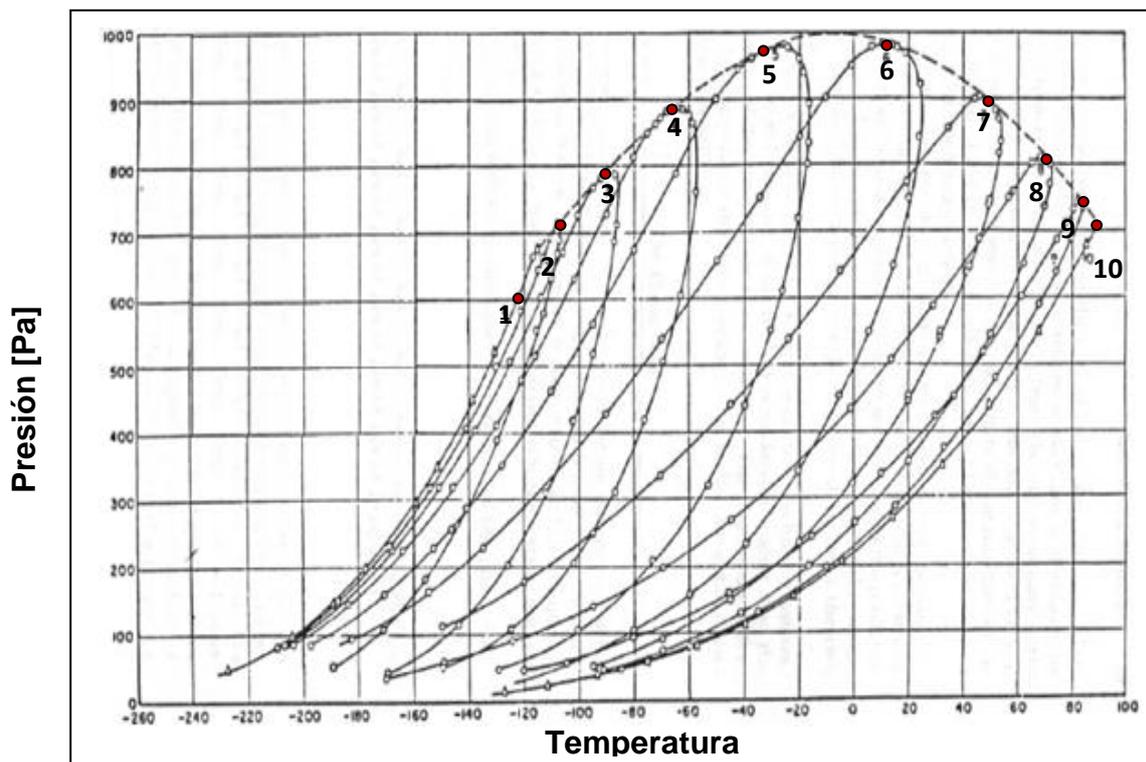


Figura 1.12.- Diagrama de fase mixto para en sistema metano-etano

Tabla 1.6.- Porcentaje de metano y etano en la mezcla

No.	Δ	Δ	Dato ICT
		0	Dato IGT
		% CH ₄	% C ₂ H ₆
1	Δ	100	—
2	0	97.50	2.50
3	0	92.50	7.50
4	0	85.16	14.84
5	0	70.00	30.00
6	0	50.02	49.98
7	0	30.02	69.98
8	0	14.98	85.02
9	0	5.00	95.00
10	Δ	—	100
---	Lugar geométrico de la curva Crítica		

Un diagrama típico de un sistema de fase multicomponente en composición constante es mostrado en la **Figura 1.13**. Las fases de vapor y líquido coexisten a una determinada presión y temperatura dentro de la envolvente de fase. Las relaciones volumétricas líquido-vapor son mostradas por las líneas de calidad (las curvas de calidad son las líneas que muestran los porcentajes constantes que intersecan el punto crítico, y son esencialmente paralelas a las curvas de punto de burbujeo y al punto de rocío).

Hay que notar que la distancia entre las líneas de calidad decrece conforme se acercan al punto crítico. Cambios pequeños de presión o temperatura en una región cerca del punto crítico causa cambios de fase grandes.

Por ejemplo la disminución de la presión origina un cambio de fase de líquido a gas a temperaturas menores que la temperatura crítica, la cual se puede observar en el proceso isotérmico de 1-2 de la Figura 1.14.

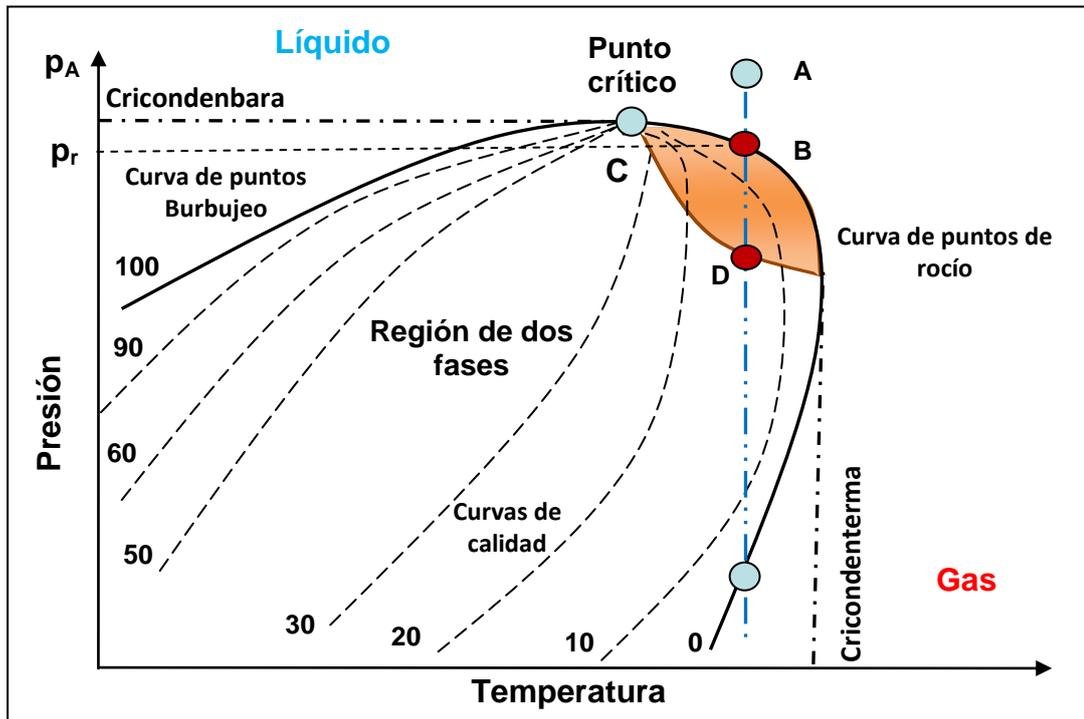


Figura 1.13.- Diagrama de fase de una mezcla multicomponente

Sin embargo una reducción de presión para un fluido vapor o gas a una temperatura constante, a una presión como se ilustra en el punto A (Figura 1.13), el sistema se encuentra en la fase gaseosa, se puede decir que dicho fluido al tocar el punto B aparecerá la primera gota de líquido.

Esto es, a medida que la presión disminuye alcanza la curva de rocío. Además debido a la reducción de la presión resultará en consecuencia una condensación. Este fenómeno se conoce como *condensación retrógrada* (es el área en una envolvente de fases donde la condensación de un líquido ocurre por descenso de la presión o incremento de la temperatura).

La condensación cesará en algún punto (D) como se ilustra en la Figura 1.13, y la fase condensada se volverá a hacer vapor en consecuencia de la continua reducción de la presión. La región sombreada del diagrama de fase, está referido como la región retrógrada.

Hay que observar que el comportamiento anteriormente mencionado ocurre solo si la temperatura del gas se encuentra entre la temperatura crítica y la cricodenterma.

También la Figura 1.14 muestra que hay dos puntos de presión de rocío para una sola temperatura para gases retrógrados. El punto superior es comúnmente llamado el punto de rocío retrógrado. El punto de rocío inferior no tiene un significado común o práctico.

Una fase única de hidrocarburos (líquido o gas) en un yacimiento puede ser más problemática que dos fases durante el abatimiento de la presión. Por ejemplo: Un gas a una presión alta, rico en componentes hidrocarburos, pueden condensarse en dos fases líquidas inmiscibles cada una con un tipo de estructura molecular diferente.

Las mezclas de gases ricos en CO₂ o H₂S a temperaturas bajas pueden formar una fase de líquido inmisible con la fase de hidrocarburos condensados.

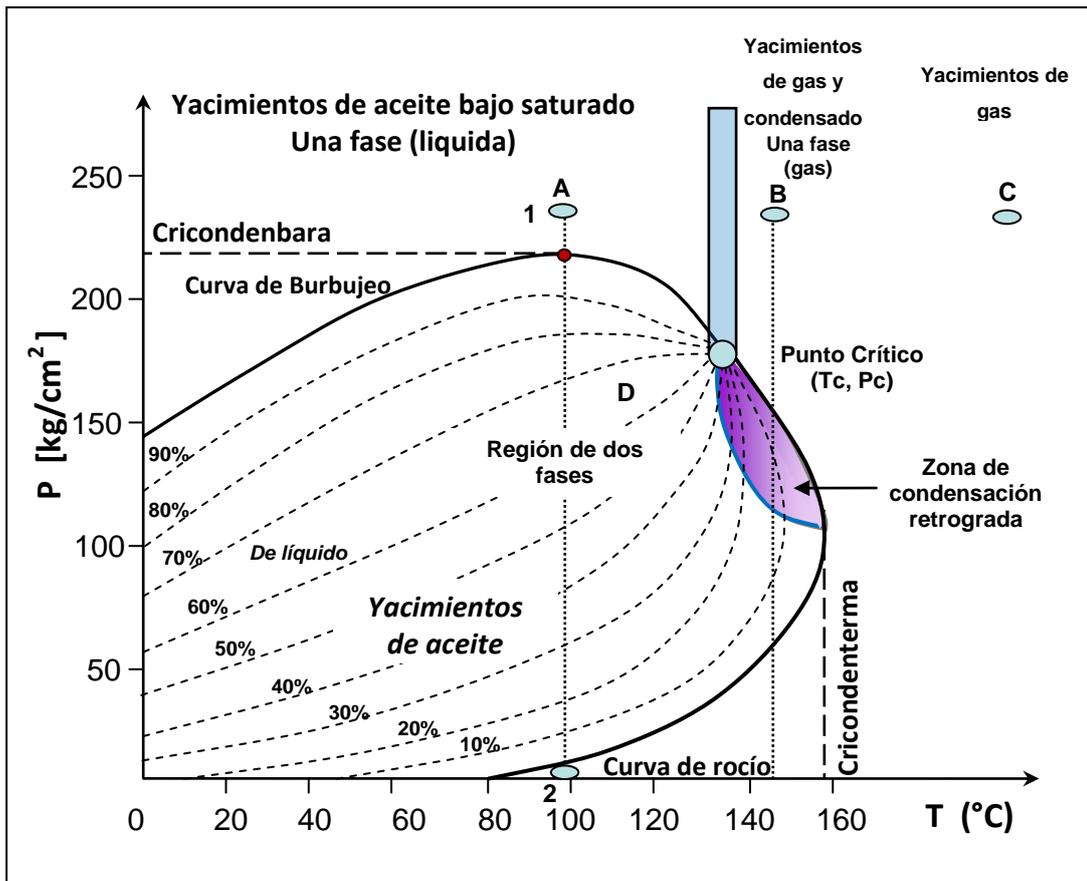


Figura 1.14.- Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos

1.2 Definiciones principales

Los sistemas multicomponentes son ampliamente clasificados como aceites o gases. Estas clasificaciones son además subdivididas dependiendo en los cambios de estado de las mezclas de hidrocarburos en el yacimiento y los fluidos producidos en la superficie de tal forma que podemos seguir un análisis de la evolución de los fluidos contenidos en el yacimiento de hidrocarburos tomando como base el comportamiento de fases y parámetros de caracterización fundamentales como la Relación Gas-Aceite (RGA), gravedad API, composición (% de C_1 , C_2 , ... C_n) y color de líquido del tanque.

En términos generales, a mayor profundidad de los yacimientos las mezclas de hidrocarburo se encuentran en fase líquida cerca del punto crítico (aceite negro de bajo encogimiento o aceite volátil de alto encogimiento) o en fase gaseosa (gas condensado, gas húmedo o seco). Los fluidos obtenidos en superficie en estos yacimientos, son el resultado de cambios termodinámicos que sufre la mezcla original de hidrocarburos en su trayectoria desde el yacimiento a alta presión y alta temperatura hasta el sistema de separación en superficie que se encuentra a baja presión y baja temperatura.

La mayoría de los nuevos campos que se están desarrollando corresponde a aceite volátil, gas y condensados asociados a altas presiones y altas temperaturas. Un reto al que se enfrenta la industria petrolera es al desarrollo de campos de aceite pesado y extrapesado. De allí la importancia de estudiar estos yacimientos aplicando las mejores técnicas para optimizar la recuperación de este recurso no renovable. La mezcla de hidrocarburos (gas y/o líquido) en que se encuentra en el yacimiento se clasifica utilizando criterios termodinámicos de fases.

Los factores que afectan el comportamiento de fases de una mezcla de hidrocarburos son la presión y la atracción molecular que tienden a confinar las moléculas o al mantener a estas justas así que entre mayor sean estas fuerzas mayor es la tendencia de los hidrocarburos a aumentar su densidad, como en el caso cuando un gas se licua. Las fuerzas de atracción molecular son directamente proporcionales a la masa de las moléculas e inversamente proporcionales a la distancia entre las misma. La energía cinética y la repulsión molecular tienden a dispersar las moléculas. A elevadas temperaturas, mayor es la tendencia a separarse las moléculas produciendo disminución de la densidad, como en el caso cuando un líquido se gasifica o un gas se expande, donde el comportamiento regular de los hidrocarburos es de pasar de fase gaseosa a líquida por aumento de presión y/o disminución de temperatura y el de pasar de fase líquida a gaseosa por disminución de presión y/o aumento de temperatura.

ACEITE.- Las mezclas de hidrocarburos, las cuales existen en el estado líquido a condiciones de yacimientos son comúnmente clasificados como aceites crudos y subdivididos en base al líquido producido en la superficie en aceites de bajo y alto encogimiento. El aceite o crudo es un líquido con olor desagradable, cuyo color va desde el amarillo, pasando por verde hasta el negro, puede ser tan fluido como el agua o tan espeso como la brea, es la definición de los petróleos líquidos que **no contienen** gases y sólidos disueltos.

GAS.- Los sistemas que existen en estado gaseoso en el yacimiento son clasificado como gases y subdivididos en Gas y Condensado, Gas Húmedo y Gas Seco.

El comportamiento volumétrico de fases del sistema aceite-gas de los yacimientos debe ser determinado como función de la presión y temperatura en el orden en el que el ingeniero pueda evaluar el desempeño de la producción de un yacimiento.

El comportamiento volumétrico de los fluidos está relacionado a varias propiedades físicas de los hidrocarburos. Las mezclas de hidrocarburos pueden ser caracterizadas por su gravedad específica (γ_m), peso molecular, análisis composicional, y otras propiedades las cuales están sujetas a mediciones.

1.2.1 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a su diagrama de fase

Es práctica común clasificar también a los hidrocarburos producidos de acuerdo a sus características y a las condiciones bajo las cuales se presentan acumulados en el subsuelo. La temperatura de un yacimiento está determinada por su profundidad, así como el comportamiento de fase de los hidrocarburos en el yacimiento está determinado por su composición. En la **Tabla 1.7**, se muestra un ejemplo de una composición típica de varias clases de hidrocarburos así como algunas de sus propiedades. Se debe tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la temperatura y la presión, utilizando diagramas de fases para hacer una clasificación más técnica de dichos yacimientos, los cuales se pueden clasificar en función de la localización del punto crítico, presión y temperatura iniciales del yacimiento respecto al diagrama presión-temperatura de los fluidos.

Tabla 1.7.- Composición y propiedades de varios fluidos del yacimiento

Componentes [% Mol]	Aceite Negro	Aceite Volátil	Gas Condensado	Gas Húmedo	Gas Seco	
N ₂	0.34	0.21	0.31	0.25	2.07	
CO ₂	0.02	0.93	2.37	1.41	0.1	
C ₁	34.62	58.77	73.19	92.46	86.12	
C ₂	4.11	7.57	7.8	3.18	5.91	
C ₃	1.01	4.09	3.55	1.01	3.58	
i-C ₄	0.76	0.91	0.71	0.28	1.72	
n-C ₄	0.49	2.09	1.45	0.24	—	
i-C ₅	0.43	0.77	0.64	0.13	0.5	
n-C ₅	0.21	1.15	0.68	0.08	—	
C ₆	1.61	1.75	1.09	0.14	—	
C ₇₊	56.4	21.76	8.21	0.82	—	
Total	100	100	100	100	100	
Propiedades						
MC ₇₊	274	228	184	130	---	
RGA	[scf/STB]	300	1,490	5,450	105,000	---
	[m ³ _g /m ³ _o]	53	265	971	18,701	---
Psat [psi]	2810	5420	6560	3430	---	
γ_g	0.63	0.70	0.70	0.61	---	
°API	24	38	49	57	---	
ρ_o [gr/cm ³]	> 0.85	0.78 - 0.85	0.74 - 0.78	<0.75	---	

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos:

- Aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción: Presión, temperatura, relación gas-aceite (o condensado), gravedad API y color de líquido en el tanque.
- Aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Dependiendo del estado inicial de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento, en forma general, los yacimientos se pueden clasificar en yacimientos de aceite y yacimientos de gas. Los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y gas seco. A su vez los yacimientos de aceite pueden ser de aceite negro (bajo encogimiento) y aceite volátil (alto encogimiento). Dependiendo de la gravedad API, los yacimientos de aceite negro pueden subdividirse en yacimientos de crudo ligero $30 < \text{°API} \leq 40$, mediano $20 < \text{°API} \leq 30$, pesado $10 < \text{°API} \leq 20$ y extrapesado o bitúmenes $\text{°API} < 10$.

1.2.1.1 Yacimiento de aceite negro

Los aceites crudos de bajo encogimiento y baja volatilidad son los aceites negros u ordinarios (**Figura 1.15**), son los tipos más comunes de reservas de aceites. El nombre no refleja el color, pero nos sirve para distinguirlo del aceite volátil. La característica de este tipo de yacimientos es que la temperatura del yacimiento es mucho menor que la temperatura crítica del aceite ($T_y \ll T_c$), determinada por el **punto 1**. Debido a las condiciones de acumulación, se tendrá un yacimiento de **aceite bajo saturado** ($p_y > p_b @ T_y$, una sola fase capaz de disolver más gas), ya que la presión inicial sobrepasa a la de presión de saturación correspondiente a la temperatura del yacimiento.

Al explotar este yacimiento la temperatura permanecerá constante, no así la presión que declinará hasta alcanzar la presión de burbuja (**punto 2**), punto en el cual se inicia la liberación de gas en el yacimiento, el cual aparecerá en forma de burbujas. Esta liberación del gas, combinada con la extracción del aceite, hará que aumente constantemente la liberación de gas, hasta que se abandone el yacimiento.

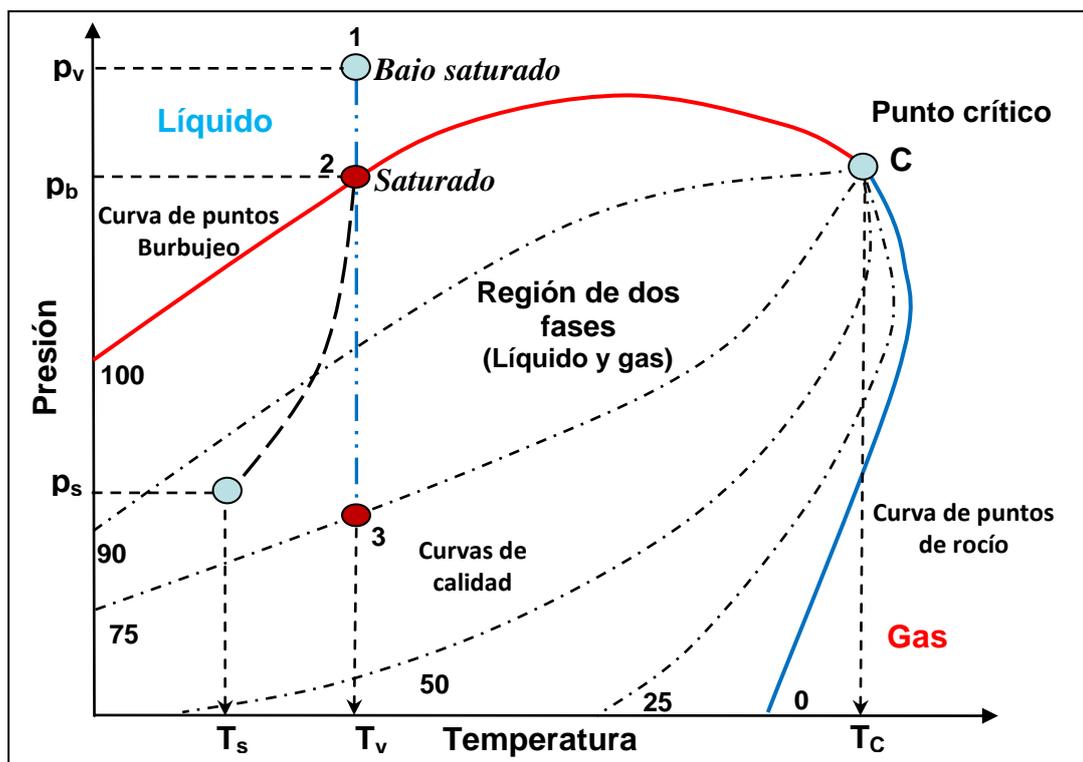


Figura 1.15.- Diagrama de fase de un yacimiento de aceite negro

En este tipo de yacimientos al alcanzar la presión de burbujeo (o de saturación), empieza a variar la composición de los fluidos producidos y por lo tanto cambiará el diagrama de fases de los hidrocarburos remanentes.

En el **punto 3**, el fluido remanente en el yacimiento es de 75% de líquido y 25% de gas. Su producción en superficie es aceite y gas (más aceite que gas); el punto en el que se tiene la presión y la temperatura en el separador, indica que aproximadamente el 85% del aceite producido es líquido. Esto es un porcentaje promedio alto, de ahí que este aceite es denominado aceite de bajo encogimiento. La línea vertical **1-3** muestra una disminución en la presión del yacimiento a una temperatura constante. La línea interrumpida de la presión de burbuja a la presión de separación simula el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones del separador a medida que el fluido es producido.

Los yacimientos que se encuentran en esta etapa producen un color del líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa del líquido mayor de 0.85 (gr/cm^3) y una relación gas aceite instantánea (RGA) menor de 200 [$\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$] y aumenta cuando $p_y < p_b$. La variación de la densidad relativa es pequeña en comparación con la de los aceites volátiles, durante la vida productiva del yacimiento. Ahora, si la presión y la temperatura iniciales del yacimiento se encuentran en el **punto 2** (sobre la curva de burbujeo), el yacimiento es denominado de *aceite saturado* ($p \leq p_b @ T_y, 2 \text{ fases}$), es decir, que el aceite se encuentra en equilibrio con su gas.

La presión de saturación de los aceites negros es relativamente baja. Esto es debido a la gran cantidad de componentes pesados en la mezcla original. Para el estudio de este tipo de yacimiento es recomendable usar la ecuación volumétrica de balance de materia de un sistema de dos componentes (aceite y gas). La producción en superficie se encuentra dentro de la región de 2 fases.

En el yacimiento de aceite negro se encuentran un alto porcentaje de heptano y componentes más pesados (C_{7+}) mayor al 30 % y de metano (C_1) menor al 50% mol del total de la mezcla. La envolvente de fase en consecuencia son las más amplias de todos los tipos de hidrocarburos que hay en el yacimiento así como las líneas de calidad se caracterizan por ser ampliamente espaciadas. La densidad relativa del aceite es menor o igual a 40 °API.

1.2.1.2 Yacimiento de aceite volátil

El aceite volátil tiene un parecido o características en común con el gas y condensado. La diferencia es que el aceite volátil, tiene más componentes pesados. La envolvente de fase de un aceite volátil es relativamente más amplia que la envolvente de un gas y condensado, con una temperatura crítica más alta, debido a la concentración de componentes más pesados. Un diagrama de fase muy común de un aceite volátil se muestra en la **Figura 1.16**. La temperatura del yacimiento está cerca de la temperatura crítica ($T_y < T_c$), determinada por el **punto 1**. Una pequeña reducción de la presión por debajo del punto de burbuja vaporizará una fracción significativa del aceite (fase líquida), de aquí surge la idea de llamarlo “aceite volátil”.

Los yacimientos que se encuentran en ésta etapa producen un líquido color amarillo ligeramente obscuro a café obscuro, con una densidad relativa del líquido entre 0.78 y 0.85 (gr/cm^3) y con una relación gas aceite instantánea (RGA) entre 200 y 1500 [$\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$]. La RGA se incrementa cuando la presión del yacimiento cae por debajo del punto de burbuja.

La **Figura 1.16** representa un diagrama de fase para un yacimiento de aceite de alto encogimiento, la línea vertical **1-3** indica la trayectoria tomada por la disminución de la presión del yacimiento a temperatura constante durante la producción de este aceite, la línea interrumpida de la presión de burbuja a la presión de separación simula el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones del separador a medida que el fluido es producido.

La presión de saturación de un aceite volátil es alta. Los métodos de balance de materia y composicional deberán ser aplicados para el estudio de yacimientos de aceite volátil. Se debetomar en cuenta que las ecuaciones de balance de materia estándar no aplican (ya que suponen que el gas asociado al aceite es un gas seco, lo que no es el caso). La línea 1-2 tiene el mismo comportamiento a la correspondiente de la **Figura 1.15**.

Nótese que a medida que la presión es disminuida por debajo de la curva de burbujeo, una gran cantidad de gas es liberado. En el tiempo en que la presión ha alcanzado el **punto 3**, el yacimiento contiene cerca del 40% de líquido y 60% de gas. A las condiciones del separador, se tiene aproximadamente el 65% de líquido. Como se puede observar esta cantidad es considerablemente menor que la mezcla dada en la **Figura 1.15**, debido a que este aceite es de alto encogimiento.

La mezcla de hidrocarburos a condiciones iniciales, se encuentra en estado líquido cerca del punto crítico, el equilibrio de fase en estos yacimientos es precario. Se tiene un alto encogimiento del crudo cuando la presión del yacimiento cae por debajo de p_b .

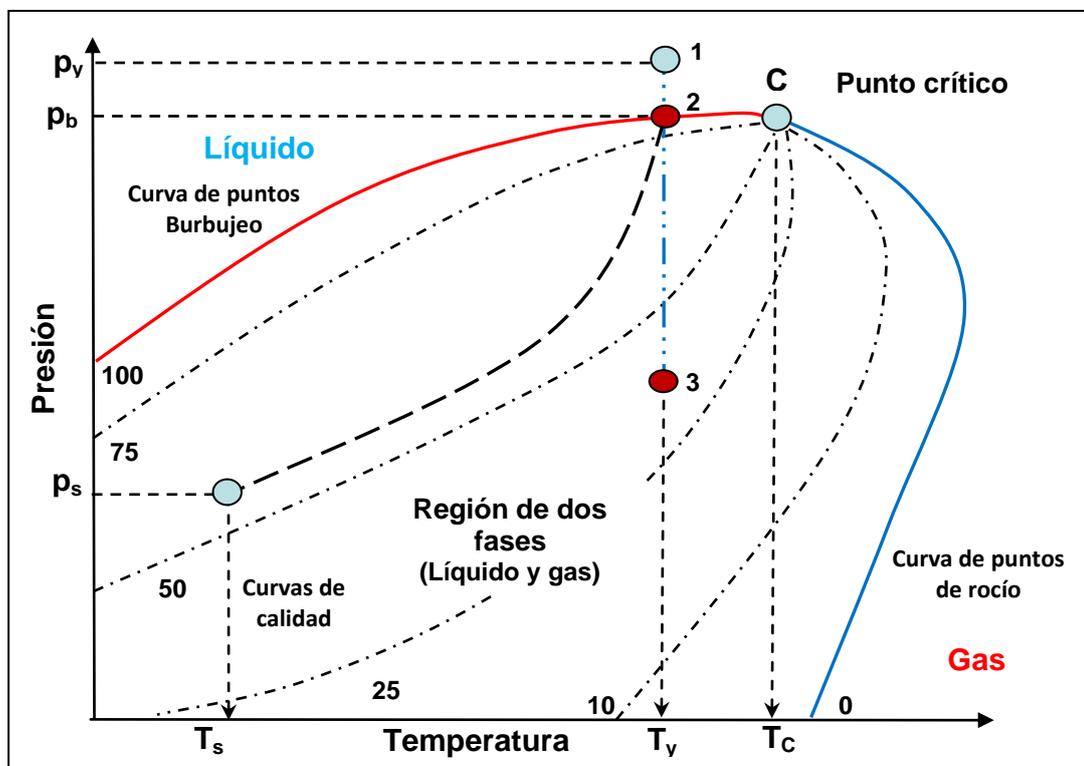


Figura 1.16.- Diagrama de fase de un yacimiento de aceite volátil

El yacimiento de aceite volátil tiene un porcentaje de metano (C_1) menor al 60% y de heptano y componentes más pesados (C_{7+}) entre el 12.5 y el 30 % mol del total de la mezcla. Algunas características que distinguen al aceite volátil son que la producción en superficie es dentro de la región de 2 fases, en superficie se tiene menor recuperación de líquidos, el aceite que produce cerca de p_b se encoge más de la mitad cuando llega a la superficie, se deben de producir a través de tres o más etapas de separación, hay gran cantidad de componentes intermedios en la mezcla original, la presión de burbuja es alta, la densidad relativa del aceite es mayor a 40 °API y crece durante la explotación una vez que $p_y < p_b$.

1.2.1.3 Yacimiento de gas y condensado

En este tipo de yacimiento, su presión se encuentra por arriba de la presión de rocío, se tiene gas 100% al inicio de la explotación, se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos ($T_c < T_y < T_{cricondenterma}$), determinada por el **punto 1**. Pero al abatirse la presión, el gas se condensará formándose líquido. Cabe mencionar que este fenómeno va en contra de la naturaleza general de los gases, por lo cual se llama condensación retrógrada.

Se puede decir que la condensación retrógrada en el yacimiento es mayor que la indicada en los reportes de análisis PVT (prueba a volumen constante) a la temperatura del yacimiento con decrementos de presión relativamente grandes (500 a 1000 psi). Esto se explica por el hecho de que una vez que empieza la condensación de líquidos (los cuales permanecen inmóviles dentro de la roca), la composición de la mezcla de los hidrocarburos remanentes en el yacimiento se van haciendo cada vez más ricos en compuestos pesados y como consecuencia la tendencia a la acumulación de líquidos se incrementa, esto se evidencia por el hecho de que por debajo de la presión de rocío, el contenido de condensado por unidad de volumen de fluido producido disminuye considerablemente y generalmente aumenta la relación gas-aceite (RGA).

La **Figura 1.17** corresponde a la envolvente de fase de los hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado; el punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de los puntos de burbujeo. Cuando las condiciones del yacimiento se encuentran en el **punto 1**, existe una sola fase en el yacimiento.

A medida que la presión del yacimiento disminuye durante la producción, se tiene una condensación retrógrada. Cuando la presión alcanza la curva de rocío (**punto 2**), el gas comienza a liberarse y aumentar a medida que la presión disminuye del **punto 2 al 3** en el yacimiento.

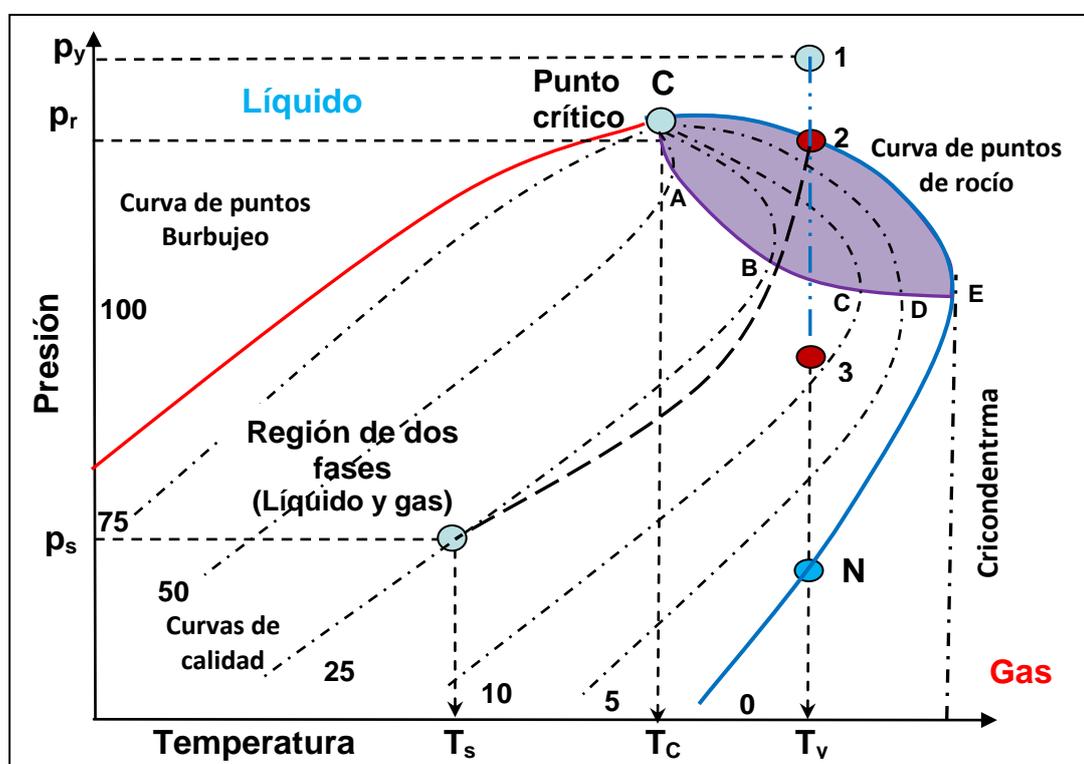


Figura 1.17.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado

La cantidad máxima de líquido se tiene a la presión correspondiente en el **punto 3**, ya que la constante disminución en la presión origina que el líquido se vaporice. Esta mezcla contiene más hidrocarburos ligeros y menos cantidad de hidrocarburos pesados que el correspondiente a un yacimiento de aceite volátil o alto encogimiento. La línea vertical **1-3** muestra una disminución en la presión del yacimiento a una temperatura constante. La línea interrumpida de la presión de burbuja a la presión de separación simula el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones del separador a medida que el fluido es producido.

Los yacimientos que se encuentran en ésta etapa producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con relaciones gas aceite instantánea (RGA) que varían de 1,500 a 12,000 [$\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$]. La RGA tiende a incrementarse debido a la liberación de algunos componentes pesados del líquido formados en el yacimiento, en la **Figura 1.17** se observa que a las condiciones del separador alrededor del 25% del fluido remanente producido es líquido en la superficie. El líquido producido de este tipo de mezcla de hidrocarburos es denominado condensado y el gas es denominado gas y condensado.

El yacimiento de gas y condensado es un gas con líquido disuelto que tiene un contenido de metano (C_1) mayor al 60% y de heptano y componentes más pesados (C_{7+}) menor al 12.5 % mol del total de la mezcla. Algunas características que distinguen al gas y condensado son que el yacimiento se encuentra en una sola fase (gas) y la producción en superficie es de gas y líquido, de tal forma que en superficie se tiene poca recuperación de líquidos. Se tienen regulares cantidades de componentes intermedios en la mezcla original, la producción de líquido es de un color cristalino a ligeramente coloreado (amarillo pálido) con una densidad relativa del aceite entre 40 a 45 °API. El gas presenta *condensación retrógrada* durante el agotamiento isotérmico de la presión por lo cual la composición de la mezcla no es constante, una vez que $p_y < p_r$.

1.2.1.4 Yacimiento de gas húmedo

Un yacimiento de gas húmedo normalmente está compuesto de un porcentaje bajo de componentes pesados, principalmente lo componen el metano y otros componentes ligeros (etano y propano). Un diagrama de fase para un gas húmedo se muestra en la **Figura 1.18**. La línea vertical **1-2** muestra una disminución en la presión del yacimiento a una temperatura constante, la línea interrumpida de la presión de burbuja a la presión de separación simula el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones del separador a medida que el fluido es producido.

En este caso el fluido permanece en estado gaseoso mientras la presión declina a lo largo de la línea **1-2**, ya que *se presenta cuando la temperatura del yacimiento excede a la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos* ($T_y > T_{\text{cricondenterma}}$), determinada por el **punto 1**. Por esta razón, a diferencia de los tipos de yacimientos antes mencionados, *la composición de los fluidos producidos permanece constante durante el agotamiento de presión*. Aunque los fluidos remanentes en el yacimiento permanecen en la fase gaseosa, los fluidos producidos a través de los pozos entrarán a la región de dos fases, en virtud de la declinación de la presión y temperatura en la tubería de producción. En la superficie se detendrá, por lo tanto, producción de gas y líquido condensado.

Con la envolvente de fase localizada en un rango de temperatura más abajo de la que se encuentra el yacimiento. Un gas húmedo, en consecuencia no se condensará por el abatimiento de la presión, **puntos 1 a 2**, de la **Figura 1.18**. Al fluir la mezcla en trayectoria de producción a las condiciones de presión y temperatura del separador en superficie entra en la región de dos fases, lo que origina que algo de líquido (condensado) se forme en la superficie.

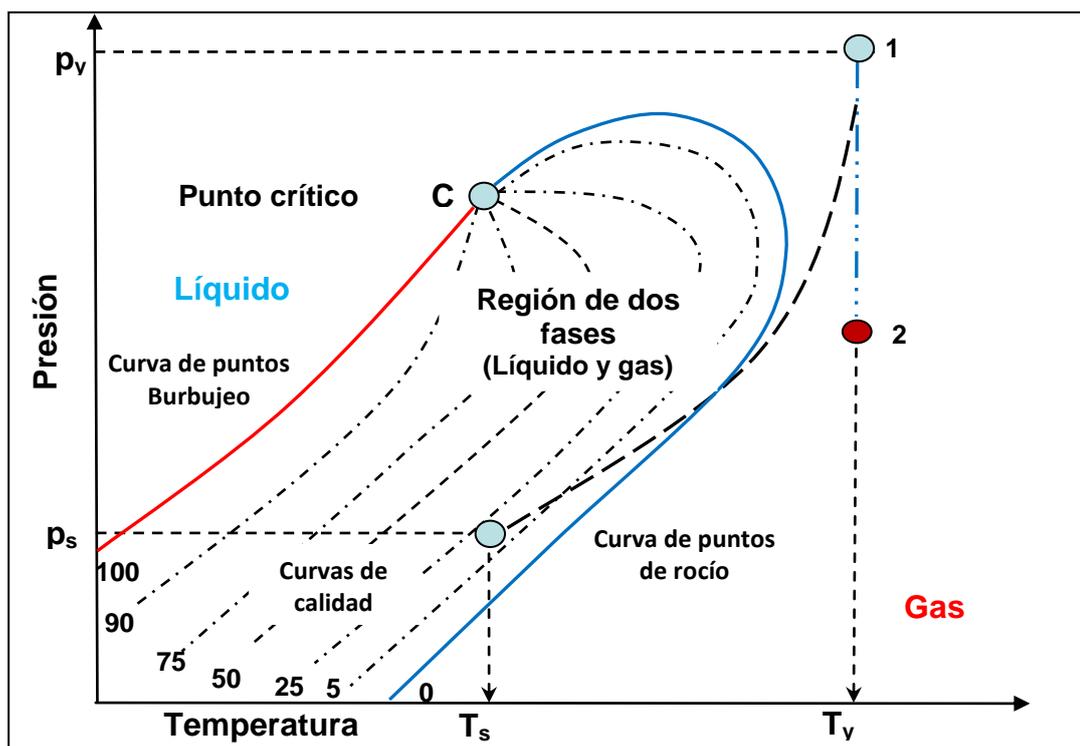


Figura 1.18.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo

Cabe mencionar que en el yacimiento nunca se formará el condensado, sólo en superficie. Las ecuaciones de balance de materia para un gas seco de igual manera son usadas para el gas húmedo. La única prueba PVT requerida a las condiciones (Presión, Temperatura) del yacimiento es la medición de la compresibilidad del gas. Las pruebas del separador son generalmente manejadas para determinar la cantidad y las propiedades de la fase condensada a condiciones de superficie.

La producción de líquido es de un color casi transparente (inoloro similar a la gasolina natural), con una densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones gas aceite entre 10,000 y 20,000 [$\text{m}^3_{\text{g}}/\text{m}^3_{\text{o}}$]. Otras características que distinguen al gas húmedo es que el yacimiento se encuentra en estado gaseoso y la producción en superficie se encuentra dentro de la región de dos fases (por esta razón se denomina gas húmedo) con poca recuperación de líquidos donde aproximadamente se condensa el 6% del volumen de la mezcla producida. Se tienen pequeñas cantidades de componentes intermedios en la mezcla original y con unadensidad relativa del aceite entre 45 a 60 °API. La diferencia entre los gases húmedos y de los gases condensados es que no ocurre condensación retrograda durante el agotamiento de presión, tiene menos cantidad de componentes pesados y la cantidad de líquido condensado en el separador es menor.

1.2.1.5 Yacimiento de gas seco

A yacimientos con características similares a los de gas húmedo, pero cuya trayectoria de producción no entra a la región de dos fases y siempre se está en estado gaseoso, se les denomina yacimientos de gas seco, en este tipo de yacimiento los componentes ligeros que más predominan en la mezcla original son compuestos de metano (C_1) mayor al 90%, etano (C_2) y no hidrocarburos tal como; el nitrógeno (N_2) y el bióxido de carbono (CO_2) con algunos componentes intermedios y el contenido de componentes más pesados (C_{5+}) se encuentra en pequeños porcentajes, menor al 1% mol del total de la mezcla.

Debido al contenido de componentes volátiles del gas seco, la condensación de líquido sólo se alcanza a temperaturas bajo 0 °F por lo que se puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento).

La **Figura 1.19** muestra una representación esquemática de un diagrama de fases de un yacimiento de gas seco, ya que se presenta cuando la temperatura del yacimiento es mucho mayor a la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos ($T_y \gg T_{cricondenterma}$), determinada por el **punto 1** y ni a las condiciones de yacimiento ni a las condiciones de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión en el yacimiento por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa, la envolvente de fase es relativamente estrecha.

La diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con una relación de gas-líquido (RGL) mayor a 100,000 [scf/STB] se considera seco.

Note que el gas permanece en una sola fase de las condiciones del yacimiento a las del separador. El agua, sin embargo, puede condensarse a las condiciones de superficie debido al enfriamiento del gas. Las pruebas PVT en el laboratorio son limitadas para la medición de la compresibilidad del gas.

El líquido que produce si lo hay es ligero y transparente con relación gas aceite mayores de 20,000 [m^3_g/m^3_o]. Teóricamente los gases secos no producen hidrocarburos líquidos a las condiciones de superficie ya que el gas no contiene suficientes moléculas pesadas para su formación.

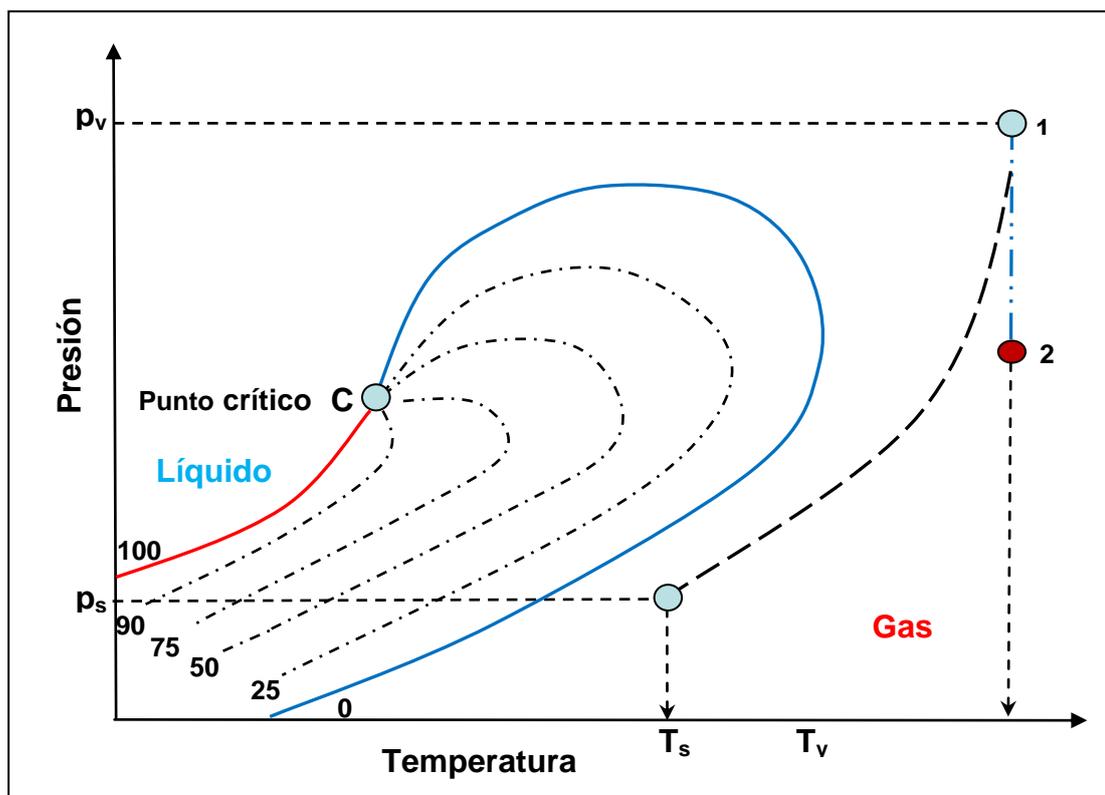


Figura 1.19.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco

1.2.2 Comportamiento retrógrado de los hidrocarburos.

Algunas mezclas de hidrocarburos existen naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondenterma como se observa en la **Figura 1.17** (isoterma de la línea **1-3**). A la presión del **punto 1**, la mezcla se encuentra en la fase gaseosa y al disminuir la presión isotérmicamente se alcanza el punto de rocío. Dentro del área sombreada la disminución de presión produce condensación de parte de la mezcla de hidrocarburos. A este fenómeno se le llama **condensación retrógrada isotérmica**, para diferenciarlo de la condensación isotérmica normal que ocurre por aumento de presión. La zona de condensación retrógrada está delimitada en su parte superior por los puntos de rocío entre el punto crítico y la cricondenterma curva **C2E** y en su parte inferior por la curva **ABCDE** que une los puntos de máxima temperatura de las curvas de isocalidad. Por debajo de la zona retrógrada, la disminución de presión produce vaporización del condensado retrógrado hasta que se alcanza nuevamente la curva de rocío.

A temperaturas entre la crítica y la cricondenterma se observa (**Figura 1.17**) dos presiones de rocío: retrogrado y normal. Siguiendo la línea de agotamiento **1-3**, a la *presión de rocío retrógrada* **punto 2** la cantidad infinitesimal de líquido se forma por un cambio de fases de gas a líquido y a la *presión de rocío normal* **punto D**, por un cambio de fases de líquido a gas. Para un gas condensado, la presión normal es menor que la presión de vacío.

La condensación retrógrada es causada por las fuerzas que actúan sobre las moléculas de diferente tamaño y depende del balance de esas fuerzas¹⁰. Cuando la presión disminuye por debajo de la presión de rocío, las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuyen debido a que los componentes ligeros se apartan mucho de los componentes pesados.

Cuando esto ocurre, la atracción de los componentes pesados se hace más efectiva produciendo su condensación. Una mayor reducción de presión permite a las moléculas de los componentes pesados su normal vaporización hasta alcanzar nuevamente el punto de rocío (completa vaporización del condensado retrógrado) a presiones de vacío.

A grandes profundidades se han descubierto yacimientos de gas a alta presión, con propiedades del fluido muy diferentes de aquellos yacimientos de “gas seco”. El fluido está compuesto predominantemente por metano y etano; sin embargo contienen cantidades apreciables de C₇ y más pesados. Este fluido es llamado comúnmente “condensado de gas” y los yacimientos donde se encuentran son llamados yacimientos de gas y condensado. En la **Tabla 1.8** se tiene una comparación de la composición de los fluidos típicos de los yacimientos de gas seco con los fluidos típicos de los yacimientos de gas y condensado.

Tabla 1.8.- Composición típica de yacimientos de gas

Componentes	Yacimientos de gas seco [% mol]	Yacimientos de gas y condensado [% mol]
C₁	96.0	85.0
C₂	2.0	5.0
C₃	0.6	2.0
n-C₄	0.3	1.5
n-C₅	0.2	0.8
C₆	0.1	0.6
C₇₊	0.8	5.1
Total	100	100

Como ya se mencionó, el fenómeno de condensación retrógrada se presenta cuando el fluido del yacimiento (gas) se condensa al reducirse la presión en el yacimiento. Se emplea el término “retrogrado” porque generalmente durante una expansión isotérmica ocurre vaporización en lugar de condensación. La experiencia de campo indica que solamente una pequeña fracción de líquido vuelve a la fase vapor, al reducirse la presión debido a que las fuerzas superficiales tienden a mantenerlo en la fase líquida.

En un yacimiento de gas seco es común recuperar más del 85 % del volumen original. En los yacimientos de gas y condensado, si bien puede recuperarse hasta un 85 % de gas seco por abatimiento de la presión, es común perder hasta un 50 o 60 % de los hidrocarburos licuables debido a la condensación retrógrada, lo cual puede ocurrir únicamente a la temperatura que se encuentra entre el punto crítico y la cricondenterma.

Si la temperatura del yacimiento es más grande que la cricondenterma entonces el fluido será un gas seco. El término de gas seco es usado en sentido relativo, ya que se tiene la posibilidad de que se presente condensación de líquidos a la presión y temperatura superficiales.

Cuando en un yacimiento de gas y condensado ocurre condensación de las fracciones pesadas e intermedias, las fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido.

El efecto perjudicial de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece de tales fracciones e implica que este condensado quedará perdido en el yacimiento a menos que se realice algún proyecto que pueda recuperarlo. El condensado retrógrado atrapado en el yacimiento sin empuje hidráulico puede recuperarse por revaporización inyectando gas natural a alta presión.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN PETROLERA

2. ANÁLISIS DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN PETROLERA

2.1 Análisis del Sistema Integral de Producción Petrolera y Gas Natural

El análisis del Sistema Integral de Producción Petrolera y Gas Natural (ASIPPGN), consiste en dividir cada elemento o componente que integra al sistema de producción (yacimientos-pozos-instalaciones superficiales), para analizar y estudiar individualmente su entorno y principios fundamentales, por medio de un conjunto de métodos con distintas formas de identificar las características y el comportamiento de los elementos que integran a todo el sistema de producción, a fin de comprender el comportamiento de flujo de fluidos que se presenta desde el yacimiento al fondo del pozo, por la tubería de producción hasta la cabeza del pozo, por el estrangulador, línea de descarga y finalmente a través del separador hasta llegar al tanque de almacenamiento.

En el movimiento de los fluidos, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales para su manejo, procesamiento, transporte y distribución o almacenamiento. El yacimiento requiere de una gran cantidad de energía para superar las pérdidas de presión por fricción que se presentan en todo el sistema y obtener la producción de hidrocarburos por flujo natural del pozo.

El análisis del sistema integral de producción se puede realizar a diferentes condiciones de operación y toma en cuenta, todas las posibles restricciones que se presentan, así como la energía requerida para vencer las pérdidas de presión por fricción y finalmente levantar la producción hacia la superficie, además se puede incluir en este análisis, la aplicación de un método de levantamiento artificial de producción cuando la energía del yacimiento no sea suficiente o se requiera incrementar la producción del pozo.

Adicionalmente en el análisis del sistema se puede evaluar un diseño sencillo de un pozo ó un diseño complejo de una red de pozos, en el que se incluyan diversos componentes, así como analizar las variables y parámetros de mayor impacto a nivel de yacimiento, dependiendo de la información con la que se cuenta y el detalle del estudio.

La caída de presión total del sistema en cualquier momento, es la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el separador ($P_{ws} - P_{sep}$), esta caída de presiones es la suma de las caídas de presión que ocurren en cada componente del sistema integral de producción. La caída de presión a través de cualquier componente varía con el gasto de producción del pozo, por esta razón, el gasto estará controlado por los elementos seleccionados para el sistema integral de producción.

El diseño, dimensionamiento y selección de cada componente del sistema integral, es importante considerar, la relación e interacción entre los componentes, ya que un cambio en la caída de presión de un componente puede cambiar el comportamiento de la caída de presión en todos los demás y como consecuencia generar un cambio en todo el sistema, afectando la producción de los pozos. Esto ocurre porque el líquido que fluye es compresible por lo tanto, la caída de presión en un componente en particular depende no sólo del gasto de flujo a través del mismo, sino también, de la presión promedio que existe en el componente.

El gasto de producción o la capacidad que tiene el pozo de producir a menudo puede ser severamente limitado por la capacidad o eficiencia de un sólo componente del sistema integral de producción. Si el efecto de cada componente en el gasto total del sistema de producción logra aislarse, el sistema puede ser optimizado en la forma más económica al analizar individualmente alternativas que permitan incrementar la capacidad y eficiencia de cada componente, con el fin de incrementar la producción.

Actualmente muchos sistemas de producción están operando ineficientemente, pero la mayoría pueden ser mejorados significativamente mediante un cuidadoso análisis. Se han estudiado algunos casos, donde se ha invertido grandes cantidades de dinero en la estimulación del pozo con el fin de incrementar la producción sin obtener buenos resultados. Sin embargo un estudio detallado por medio del análisis del sistema integral de producción ha demostrado que el gasto de producción en realidad estaba restringido por la capacidad de flujo de la tubería y línea de descarga, al ser demasiado pequeña por lo que no era necesario realizar la estimulación del pozo.

Además en otros casos, se han encontrado errores en el diseño de la terminación del pozo al instalar una tubería de producción demasiado grande, esto sucede a menudo, cuando, se espera un alto gasto de producción en los pozos o la producción de los pozos ha disminuido considerablemente como consecuencia de la declinación natural del yacimiento y la sobreexplotación del campo. Por lo que, se debe tomar en cuenta, en los análisis el efecto a corto, mediano y largo plazo, cuando se sobreestima o subestima la capacidad de producción en el diseño de una instalación, ya que en ambos casos se pueden tener pérdidas económicas importantes.

En los estudios integrales, uno de los análisis que se debe realizar, es el efecto que tiene el diámetro de la tubería de producción respecto a la velocidad de flujo, con el fin de evitar la carga de líquidos y el abatimiento del pozo, así como analizar el potencial erosivo cuando se tiene presente partículas sólidas en la mezcla. Estos análisis permiten ahorrar costos por tubería de producción de gran tamaño y anticipar la instalación oportuna de equipos de levantamiento artificial para mantener la producción del campo.

Un caso de un sistema integral de producción en el que se tienen diferentes variables y componentes es el de un pozo productor de aceite fluyendo simultáneamente por el espacio anular y tubería de producción con el fin de producir diferentes formaciones con distintas propiedades y condiciones de presión y gasto. Para este caso se requiere de un análisis detallado de las condiciones de operación y producción del pozo con el propósito de generar un modelo representativo y confiable que permita al ingeniero de producción realizar sensibilidades de diferentes condiciones de producción con el objetivo de determinar la alternativa que proporcione el mayor incremento de producción con el menor costo de inversión.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten determinar la capacidad de producción del pozo para una determinada serie de condiciones, sino también, muestran los efectos de su comportamiento ante cualquier cambio de las propiedades de los fluidos y del yacimiento, así como de las variables que intervienen en el flujo del yacimiento al pozo e instalaciones superficiales.

Las causas que generan la declinación de la producción de hidrocarburos en los pozos son muy diversas y dependen de diferentes factores. Estas causas pueden ser: abatimiento de la presión de fondo estática, incremento de la producción de agua, canalización del gas, canalización de agua, precipitación de materiales orgánicos e inorgánicos, daño a la formación entre otras.

En la optimización del sistema integral de producción es necesario encontrar alternativas para la solución a cada una de estas problemáticas, esto se logra con el apoyo de métodos y herramientas que permiten determinar de manera práctica, fácil y sencilla la capacidad de producción con cualquier combinación de componentes y ubicar las caídas de presión excesivas en el sistema de producción, así como determinar el efecto que se obtiene al variar distintos parámetros y propiedades como: presión estática, presión en la cabeza del pozo, índice de productividad, daño, relación gas-aceite, porcentaje de agua, diámetro en la tubería de producción y estrangulador, presión en la línea de descarga o el separador y comúnmente el gasto de inyección de gas.

2.2 Análisis Nodal

La técnica que nos permite realizar el análisis del sistema integral de producción es el Análisis Nodal (Nodal Analysis^{TM-3}), consiste en dividir al sistema de producción en nodos de solución, cada componente se evalúa por separado y posteriormente es integrado para determinar el comportamiento del flujo de un pozo de aceite y gas. El objetivo principal es optimizar el sistema de producción y obtener el mayor gasto con la menor caída de presión, alcanzando la máxima eficiencia de cada componente e incrementando la vida productiva de los yacimientos.

Su aplicación a los sistemas de producción fue propuesta por primera vez por Gilbert en 1954 y posteriormente fue aplicado por Nind en 1964 y por Kermit & Brown en 1978. El análisis del sistema se realiza en forma sistemática y metódica, fundamentalmente está integrado por la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento (Inflow) y la curva de capacidad de transporte del sistema (Outflow).

La técnica de Análisis Nodal incluye en sus cálculos todos los componentes que integran al sistema de producción. Las ecuaciones matemáticas para el comportamiento de afluencia se basan generalmente en la Ley de Darcy, Índice de Productividad, Vogel, Jones y Fetkovich, Blount y Glaze, etc. Mientras la curva de capacidad de transporte puede ser calculada con las correlaciones de flujo multifásico como la de Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros etc. La intersección entre estas dos curvas en la gráfica de presión contra gasto de producción es la solución al sistema e indica el gasto y presión a las condiciones de operación del pozo.

Adicionalmente, la técnica de análisis nodal permite identificar y determinar los problemas relacionados con la capacidad de flujo del pozo a partir de la interacción entre cada uno de los componentes del sistema por medio de las restricciones individuales que se presentan en el estrangulador, tubería de producción, disparos y la capacidad del flujo del yacimiento. Simultáneamente permite obtener las caídas de presión, el potencial máximo y los efectos en el comportamiento del pozo al variar las propiedades del fluido y del yacimiento, así como las características mecánicas y operacionales del pozo e instalaciones superficiales.

Una de sus principales aplicaciones es la optimización de pozos de aceite y gas que producen por flujo natural o por levantamiento artificial, analizando el comportamiento actual y futuro. Como resultado de este análisis generalmente se obtienen alternativas que permiten el incremento de la producción y mejorar la eficiencia de flujo, con el fin de recomendar cambios en el sistema cuando se trata de un pozo productor. Sin embargo, su aplicación puede extenderse para planear adecuadamente el diseño de un nuevo pozo determinando el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga, con lo que se obtiene la mayor producción del pozo con la menor inversión económica posible.

2.2.1 Fundamentos del análisis nodal

El análisis nodal en un pozo permite evaluar el flujo de fluidos en el sistema integral de producción a partir de tres componentes principales:

1. Yacimiento (Medio poroso-Zona de daño-Disparos-Fondo del pozo),
2. Pozo (Tubería de producción-Disparo poncher-Estrangulador de fondo).
3. Instalaciones superficiales (Cabeza del pozo-Estrangulador-Línea de descarga-Separador).

³“Nodal Analysis” es una marca registrada por Flopetrol Johnston una división de Schlumberger Technology Corporation y está protegido por U.S Patent # 4, 442,710.

Con el objetivo de determinar la capacidad de producción de aceite y gas de la formación, se debe comprender la relación entre el gasto y las pérdidas de presión en los diferentes componentes que constituyen al sistema de producción desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales considerando en equilibrio al sistema integral de producción al cumplir la siguiente expresión:

$$\sum_i^n \Delta P_n = P_{ws} - P_{sep} \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde: n= Numero de componentes en que se divide un sistema integral de producción.

ΔP_n = Caída de presión en el componente n.

P_{ws} = Presión de fondo estática y P_{sep} = Presión del separador.

Para un fluido incompresible en una sola fase, la caída de presión en cada uno de los nodos está en función del gasto de producción por lo que se tiene la siguiente relación:

$$\Delta P_n = \Delta P_n (q) \dots \dots \dots (2.2)$$

Donde: q= Gasto de aceite.

Así que la ecuación 4.1 se convierte en:

$$\sum_i^n \Delta P_n (q) = P_{ws} - P_{sep} \dots \dots \dots (2.3)$$

Podemos ver que en la ecuación 2.3, el gasto de producción es una variable independiente de la presión de entrada y salida del sistema, expresado de otra forma, la presión del yacimiento y la presión del separador no están en función del gasto. La solución a esta expresión es el gasto de flujo que determina el equilibrio del sistema. También se sabe que para un determinado fluido incompresible en una sola fase, la caída de presión a través de cada componente está en función de las características del componente y propiedades de los fluidos producidos. Por ejemplo, la caída de presión en el yacimiento está en función del índice de la productividad y la caída de presión en la tubería de producción está en función de las siguientes características: diámetro, inclinación, rugosidad y factor de fricción de la tubería seleccionada.

De la misma forma se realiza el análisis para fluidos en una sola fase y multifásico compresibles, en donde la presión de cada componente está en función de las características y propiedades del fluido del yacimiento. Como consecuencia, la caída de presión en cada componente está en función del gasto y su presión de referencia. Para este caso se tiene la siguiente relación:

$$\Delta P_n = \Delta P_n (q, P) \dots \dots \dots (2.4)$$

Así que la ecuación 2.4 se convierte en:

$$\sum_i^n \Delta P_n (q, P) = P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_{Total} \dots \dots \dots (2.5)$$

Por otro lado se tienen que, la caída de presión en todo el sistema integral de producción a cualquier tiempo será la presión de entrada menos la presión de salida, las cuales se consideran para las ecuaciones como la presión de fondo estática (P_{ws}) y la presión en el separador (P_{sep}) respectivamente. Esta caída de presión es la suma de todas las caídas de presión que se tienen en cada uno de los componentes del sistema y varían con el gasto de producción; simultáneamente este gasto es controlado por las características de los componentes seleccionados. De aquí surge la necesidad de tener parámetros para seleccionar el tamaño y las características de cada uno de los componentes, para ello se debe tomar en cuenta la relación que existe entre ellos, así como los cambios en la caída de presión en un componente y los efectos que tiene en el comportamiento de la caída de presión en los demás componentes.

Por ejemplo, cuando se requiere calcular la presión de salida en un segmento de tubería horizontal, la caída de presión a lo largo del segmento no solo está en función del gasto de entrada, sino también de la presión que se tiene en la entrada del segmento de la tubería. De lo anterior se puede concluir que es necesario conocer la presión de entrada y salida del sistema para conocer la caída de presión en cada uno de los componentes del sistema.

Una de las principales diferencias entre el comportamiento del flujo monofásico y del flujo multifásico, es que los componentes interactúan entre sí en dos diferentes condiciones de flujo, de tal forma que el análisis de los componentes individuales es adecuado cuando estos no interactúan entre sí.

Para el flujo de dos fases, se debe tomar en cuenta que la caída de presión está en función del gasto de flujo y de la presión en cada uno de los componentes superiores o inferiores, como consecuencia se crea una relación de interdependencia entre los componentes del sistema, esto explica que el análisis de componentes individuales para estudios de producción ya no es aplicable.

Posteriormente se integran las curvas de comportamiento del yacimiento (Inflow) y de capacidad de transporte del sistema (Outflow), en donde la presión de entrada al nodo representa la presión con la que el componente inicial proporciona al sistema para obtener el gasto requerido y la presión de salida del nodo representa la presión de entrega en el componente final del sistema para producir el gasto requerido hasta el separador. El equilibrio en el sistema de producción se obtiene cuando la sección de entrada es capaz de proporcionar el gasto a una presión suficiente para que el líquido fluya hacia la sección de salida con una presión de entrega hasta el separador.

2.2.2 Aplicación del análisis nodal

El primer paso en la aplicación del análisis nodal es asignar nodos en varias posiciones clave dentro del sistema y seleccionar un componente llamado nodo solución, para dividir el sistema integral de producción. Este nodo puede ser cualquier punto entre el límite del yacimiento en el radio de drenaje (r_e) y el separador, donde la caída de presión se puede calcular como una función del gasto de flujo.

Todos los componentes por arriba del nodo seleccionado, comprenden la sección de salida y al último componente del sistema de producción le corresponde la presión de salida o presión de entrega (Outlet Pressure). Todos los componentes por debajo del nodo seleccionado comprenden la sección de entrada y al primer componente del sistema de producción le corresponde la presión de entrada (Inlet Pressure).

Para el análisis en un tiempo seleccionado se requiere conocer las presiones de entrada y salida del sistema integral de producción las cuales se considera que permanecen constantes, usualmente estas presiones son la presión del yacimiento (P_{ws}) y la presión en el separador (P_{sep}), respectivamente. Adicionalmente el análisis permite evaluar el efecto del estrangulador en el pozo, en este caso la presión de salida es la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}).

Si las presiones se miden o calculan en cada nodo, entonces la pérdida de presión entre los nodos se puede calcular como una función del gasto de producción. La ubicación de los nodos comúnmente utilizados en el sistema integral de producción se muestra en la **Figura 2.1**. Por ejemplo, a través de los nodos 5 y 7, se presenta una caída de presión debido a la colocación de un estrangulador en donde el gasto de flujo a través de estos componentes está en función del diámetro, así mismo la relación que existe entre el diámetro del estrangulador y el gasto de producción es directamente proporcional a la caída de presión.

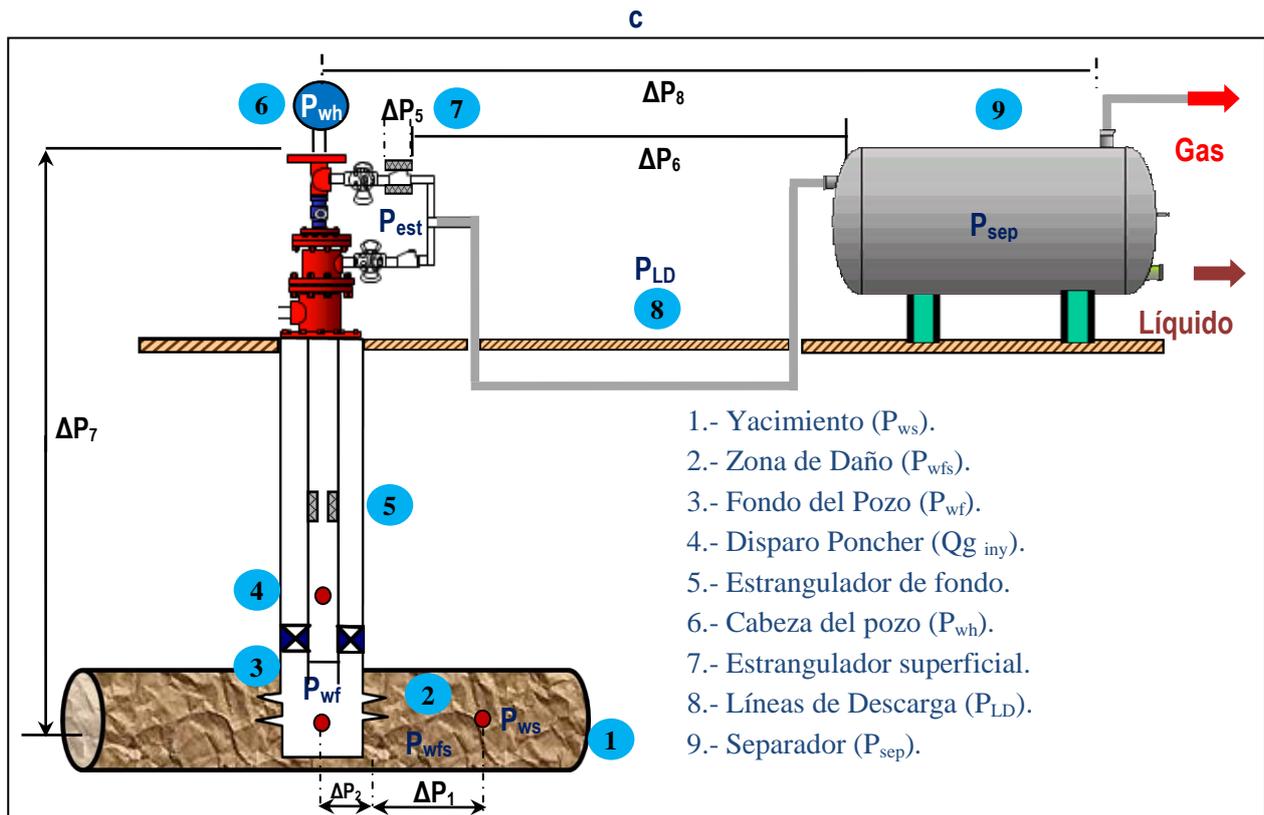


Figura 2.1.- Análisis del Sistema Integral de Producción

A continuación se describe la presión que le corresponde a cada uno de los nodos:

1. Yacimiento → Presión del fondo estática.
2. Zona de daño → Presión de fondo fluyendo con daño a la formación.
3. Fondo del pozo → Presión de fondo fluyendo.
4. Disparo poncher → Presión de gas de inyección.
5. Estrangulador de fondo → Presión del estrangulador.
6. Cabeza del pozo → Presión en la cabeza del pozo.
7. Estrangulador superficial → Presión del estrangulador.
8. Línea de descarga → Presión en la línea de descarga.
9. Separador → Presión en el separador.

A largo de la tubería de producción pueden existir restricciones adicionales como válvulas de seguridad o de tormenta entre otros componentes de la tubería. Estos se pueden seleccionar como nodos para el análisis detallado del flujo de fluidos pero se debe considerar también las características de los componentes del sistema de producción, por ejemplo: medio poroso, tipo de terminación, diámetros de tubería de producción y estrangulador, etc., ya que están relacionadas con el gasto de flujo y con la diferencial de presión (Δp) a través de cada componente.

Una vez seleccionado el nodo solución, la presión en el nodo es calculada desde ambas direcciones iniciando en las presiones fijas de entrada y salida del sistema, a partir de sustraer o adicionar las caídas de presión a la presión de fondo estática o a la presión de separación. Las expresiones de entrada y salida del sistema para el cálculo de la presión en el nodo solución son:

Flujo a la entrada del nodo (Inflow)

$$P_{\text{nodosolución}} = P_{ws} - \sum_i^n \Delta P_{n(\text{upstrem})} \dots \dots \dots (2.6)$$

Donde: ΔP_n (upstream) = Caída de presión del componente n corriente arriba del nodo solución.
 Flujo a la salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{sep} + \sum_i^n \Delta P_n(\text{downstream}) \dots\dots\dots (2.7)$$

Donde: ΔP_n (downstream) = Caída de presión del componente n corriente abajo del nodo solución.

El gasto de flujo a través del sistema integral de producción puede ser determinado una vez que se han satisfecho las siguientes condiciones:

- 1) El gasto a la entra del nodo debe ser igual al gasto desalida del nodo
- 2) Solamente una presión puede existir en el nodo para un gasto determinado.

El gasto y su correspondiente presión en el nodo solución, se obtiene de la intersección de la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento (Inflow) y la curva de capacidad de transporte del sistema (Outflow) en la gráfica de presión contra gasto. Este gasto satisface las condiciones antes mencionadas y representa la capacidad de producción a las condiciones de operación para un conjunto determinado de componentes que forman el sistema integral de producción.

En la **Figura 2.2** se ilustran de manera gráfica los componentes que forman el sistema integral de producción, así como la curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte del sistema. Principalmente el análisis nodal se realiza seleccionando el fondo del pozo o la cabeza del pozo como nodo solución, sin embargo, en los estudios integrales se toma en cuenta todo el proceso de producción y se pueden establecer otros nodos dentro de la trayectoria del flujo de fluidos desde el radio de drene en el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción, por ejemplo: yacimiento, zona de daño, disparos estrangulador, línea de descarga, cabezal de recolección, separador, etc.

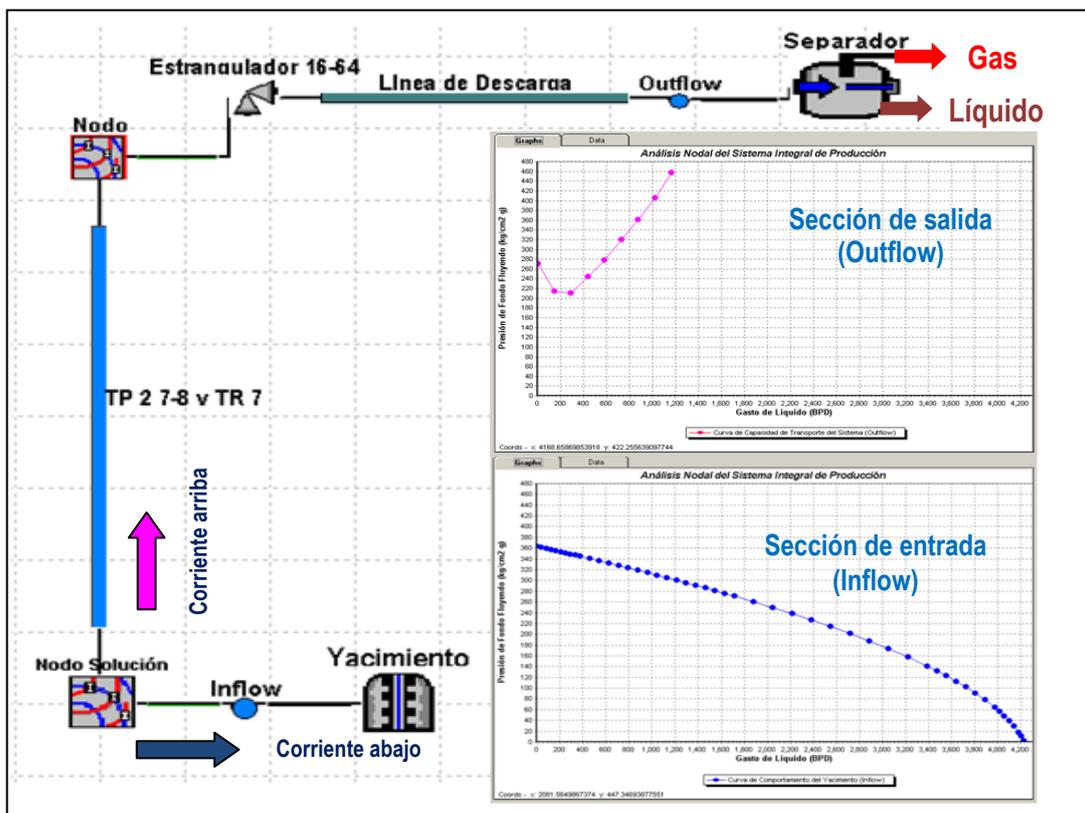


Figura 2.2.- Componentes del Sistema Integral de Producción

Finalmente el resultado del análisis nodal se obtiene de la intersección de la curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte como se muestra en la **Figura 2.3**, lo cual nos indica el gasto de producción del sistema y su presión correspondiente a las condiciones de operación y características de los componentes que integran el sistema integral de producción.

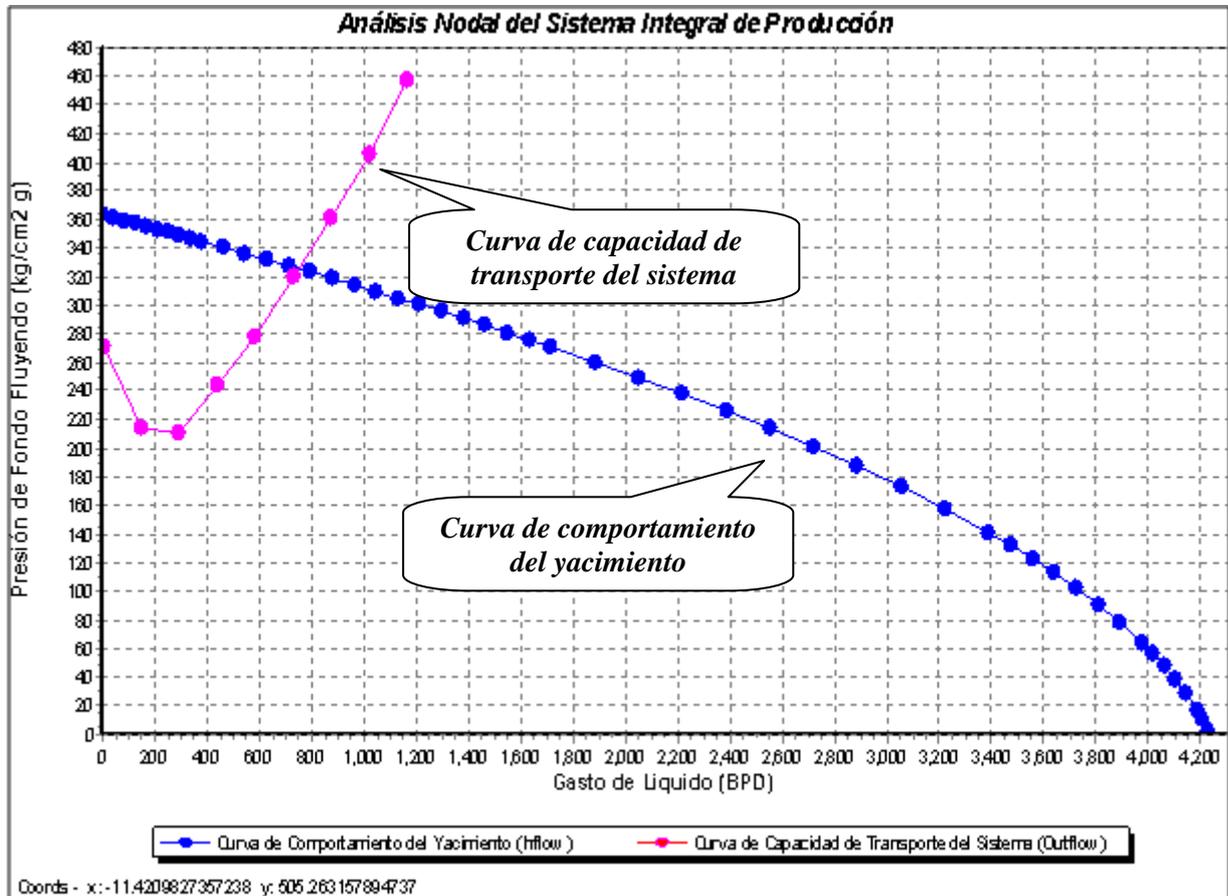


Figura 2.3.- Análisis Nodal del Sistema Integral de Producción

Al cambiar alguna de las características de un componente corriente arriba del nodo solución, por ejemplo, al realizar la sensibilidad del diámetro del estrangulador (ϕ_{Est}) la curva comportamiento del yacimiento permanecerá sin cambios como se muestra en la **Figura 2.4**. En esta gráfica, podemos observar que la caída de presión en el fondo del pozo se incrementa conforme aumenta el diámetro del estrangulador. Sin embargo, para el diámetro de 32/64 y 24/64 (pg), la caída de presión tiende a un valor máximo lo que significa que el sistema puede ser optimizado e incrementar la producción del pozo.

El mismo análisis puede ser realizado a un componente corriente abajo del nodo solución, por ejemplo, al realizar la sensibilidad del daño a la formación (S) la curva de capacidad de transporte del sistema permanece sin cambios como se muestra en la **Figura 2.5**. En esta gráfica, podemos observar que el daño es de 5.76, si realizamos un tratamiento de estimulación para reducir el daño o inclusive realizar un fracturamiento para rebasar la zona de daño, incrementaremos sustancialmente el potencial del yacimiento, sin embargo, mientras no sea optimizado el diámetro del estrangulador no se reflejara el incremento en la producción.

Los cambios realizados se reflejan en un desplazamiento de la intersección de ambas curvas, obteniendo un nuevo valor de la capacidad de flujo y presión en el nodo solución.

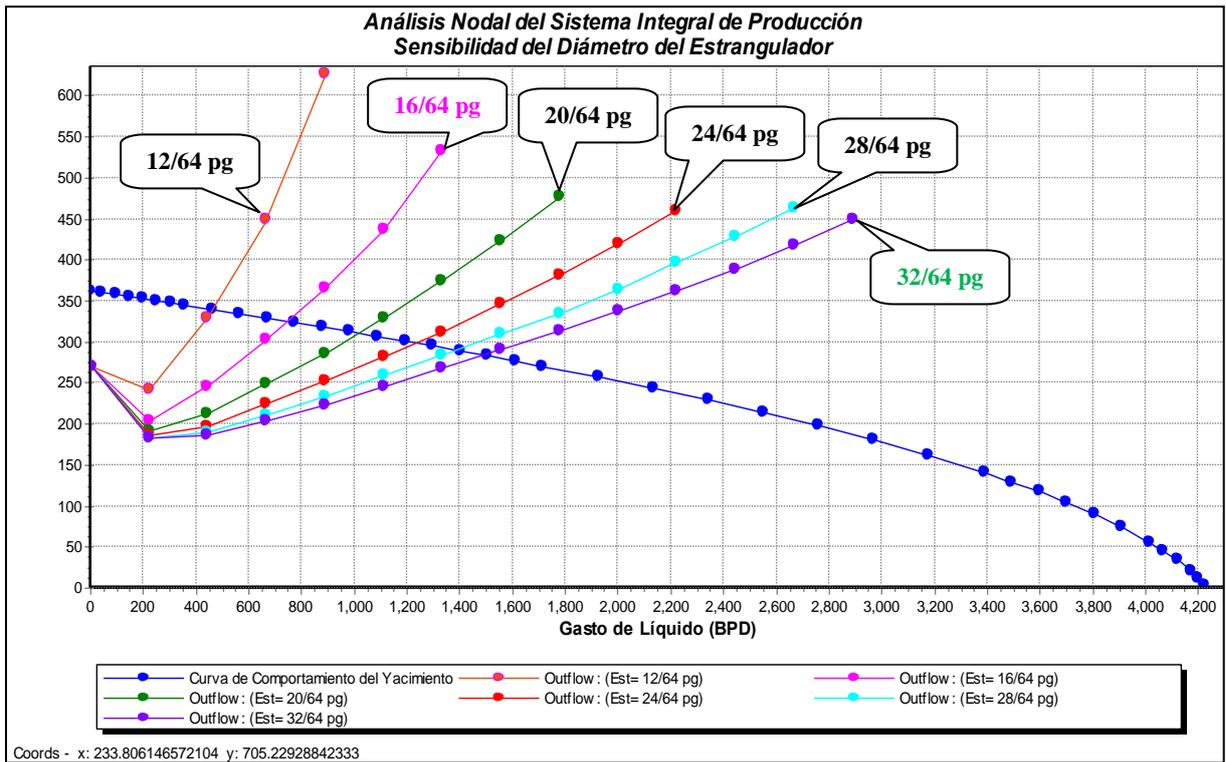


Figura 2.4.- Análisis Nodal (Sensibilidad del Diámetro de Estrangulador)

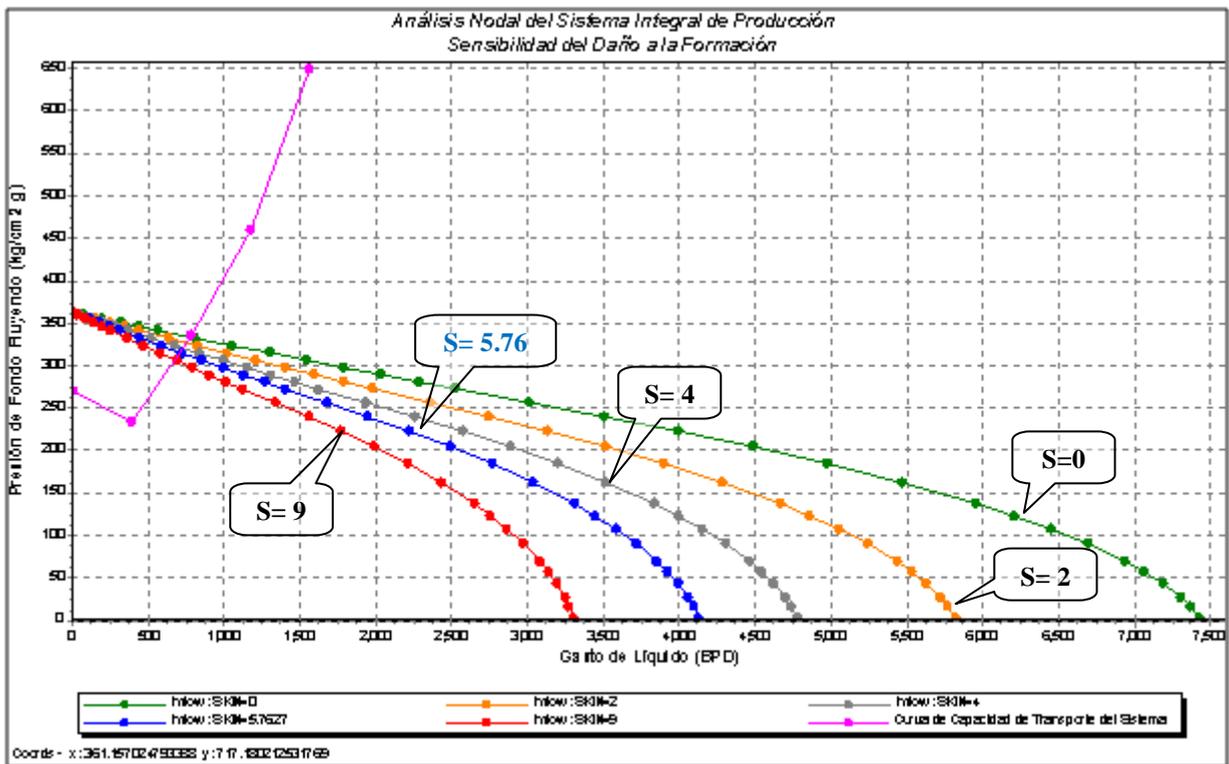


Figura 2.5.- Análisis Nodal (Sensibilidad del Daño a la Formación)

De manera similar se obtienen los mismos efectos en el desplazamiento de la intersección de las curvas al cambiar las presiones de entrada y salida del sistema, por ejemplo al realizar la sensibilidad del abatimiento de la presión del yacimiento (P_{ws}) como se muestra en la **Figura 2.6**, así como al realizar un cambio en las condiciones de separación de alta presión a baja presión, el resultado es un cambio en el gasto de producción y presión del nodo solución.

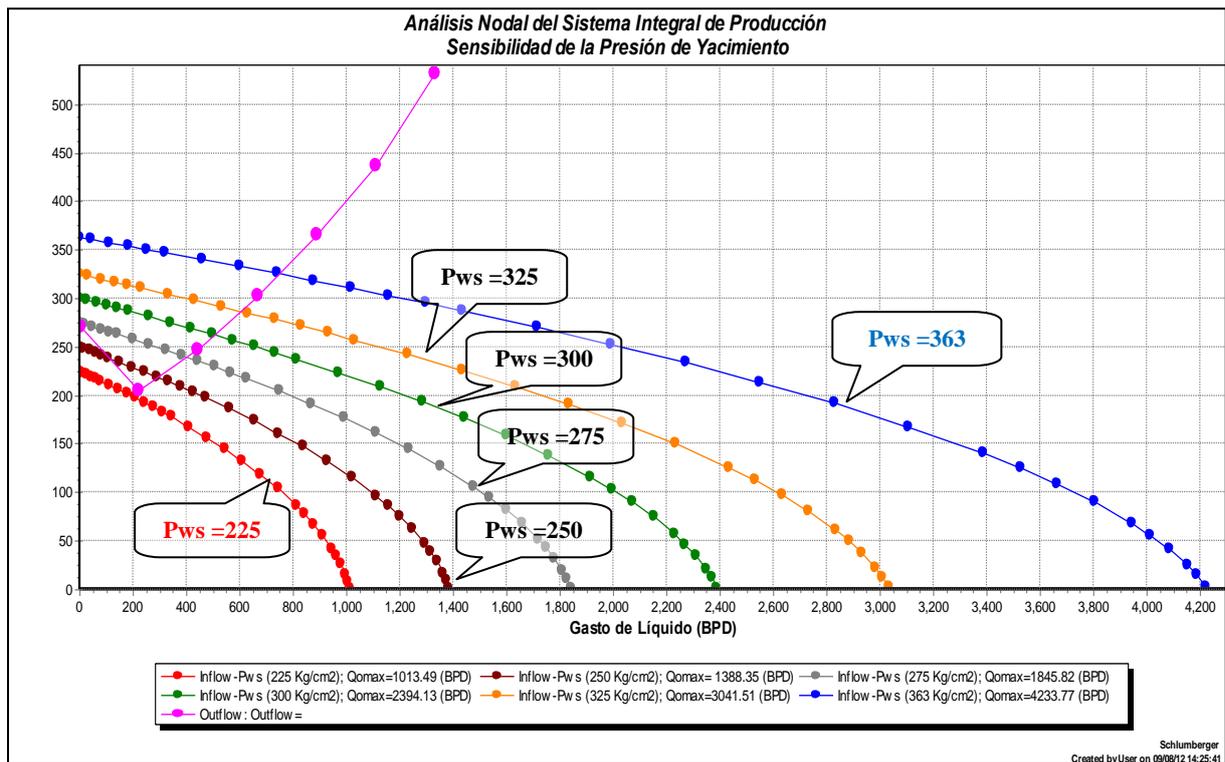


Figura 2.6.- Análisis Nodal (Sensibilidad de la Presión del Yacimiento)

En las gráficas anteriores se observan los efectos del cambio en las propiedades y características de uno de los componentes del sistema integral de producción, estos se obtienen a partir del análisis de sensibilidad, por ejemplo: diámetro de estrangulador, daño a la formación o abatimiento de presión del yacimiento.

Estos cambios se reflejan en el gasto de producción (q) y como consecuencia en la caída de presión (ΔP_n) en cada uno de los componentes, este mismo análisis de sensibilidad puede ser aplicado al seleccionar un nuevo nodo solución dentro del sistema de producción y obtener el gasto de flujo y presión para el nodo seleccionado. El análisis de sensibilidad permite aislar los efectos derivados en el cambio de las propiedades y características de cualquier componente del sistema con el objetivo de determinar si el sistema integral de producción está trabajando en condiciones óptimas de operación, así como desarrollar correctamente diseños de nuevos sistemas de producción.

2.2.2.1 Nodo solución

La selección del nodo solución en un sistema integral de producción como ya se mencionó, generalmente se realiza en el fondo del pozo y la cabeza del pozo, pero se puede seleccionar el nodo solución en cualquier otro componente del sistema, dependiendo del componente que se desee evaluar ante los problemas que se presentan en el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales. El análisis nodal que permite evaluar la mayor cantidad de problemas es con nodo solución en:

- Fondo del pozo y cabeza del pozo.
- Estrangulador y Separador
- Yacimiento
- Terminación del pozo

2.2.2.2 Fondo del pozo como nodo solución

La técnica de análisis nodal con nodo solución en el fondo del pozo es probablemente la más utilizada por los ingenieros de producción, generalmente la presión que le corresponde al nodo en el fondo del pozo es la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a la profundidad del nivel medio de los disparos o a la profundidad media del intervalo productor. Al seleccionar el nodo solución en un punto entre el yacimiento y el pozo como se muestra en el cuadro de color verde de la **Figura 2.7**, básicamente divide al sistema integral de producción en dos segmentos: Yacimiento-Terminación y Tuberías de Producción-Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga-Separador.

La presión en el nodo solución es calculada desde ambas direcciones iniciando en las presiones fijas de entrada y salida del sistema, a partir de restar o sumar las caídas de presión a la presión de fondo estática o a la presión de separación. Las expresiones de entrada y salida del sistema para el cálculo de la presión de fondo fluyendo son:

Flujo a la entrada del nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_{Yac} - \Delta P_{Term} \dots\dots\dots (2.8)$$

Donde: ΔP_{Yac} = Caída de presión en el yacimiento.
 ΔP_{Term} = Caída de presión en la terminación y zona de daño.

Flujo a la salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{LD} + \Delta P_{TP} \dots\dots\dots (2.9)$$

Donde: ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga.
 ΔP_{TP} = Caída de presión en la tubería de producción.

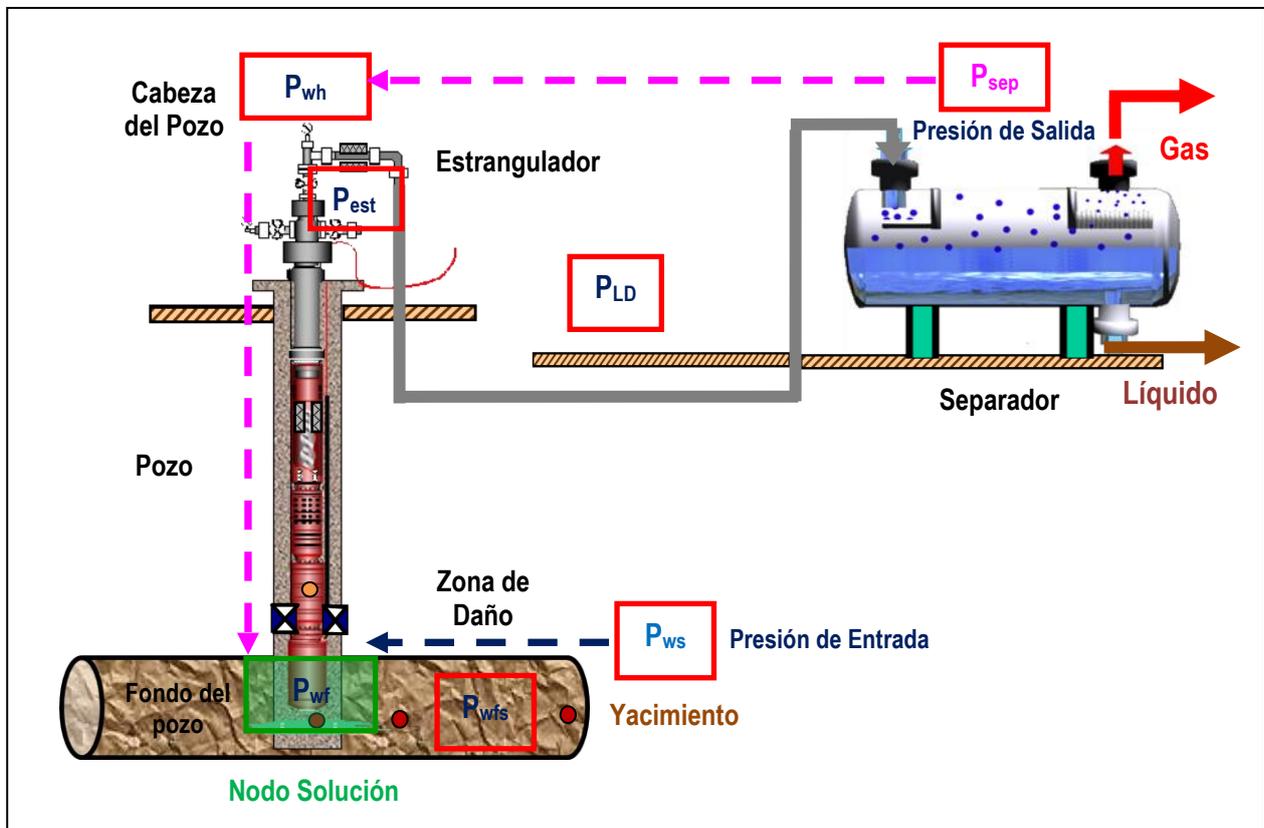


Figura 2.7.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Fondo del Pozo como Nodo Solución)

La curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte del sistema se obtienen en función de la variación del gasto de producción al calcular la presión de fondo fluyendo correspondiente, desde la presión de entrada (P_{ws}) y desde la presión de salida (P_{sep}), utilizando la correlación de flujo multifásico que proporcione el mejor ajuste.

2.2.2.3 Procedimiento solución para el fondo del pozo como nodo solución

1. Se supone un gasto de producción (Q_L).
2. **Segmento Yacimiento-Terminación;** los cálculos inician en el yacimiento y terminan en la presión de fondo fluyendo. A partir de la presión de fondo estática (P_{ws}) y la ecuación para calcular el comportamiento de flujo en el yacimiento que depende del modelo del pozo (aceite, gas, gas y condensado, horizontal o naturalmente fracturado). Se calcula la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la tubería de producción y línea de descarga hasta el separador.
3. **Segmento Tuberías de Producción-Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga-Separador;** los cálculos inician en el separador y terminan en la presión de fondo fluyendo. A partir de la presión de separación (P_{sep}) y la correlación de flujo multifásico en tuberías horizontal que mejor se ajuste al flujo en la línea de descarga, se calcula la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador.
4. Con el valor de la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) calculada en el paso anterior y la correlación de flujo multifásico en tuberías verticales que mejor se ajuste al flujo en la tubería de producción, se calcula para el mismo gasto supuesto, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la cual corresponde a la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la tubería de producción hasta la cabeza del pozo.
5. Se repiten los pasos del 1 al 4 para diferentes gastos de producción.
6. Se construye la curva del comportamiento del yacimiento al graficar los valores de P_{wf} obtenidos en el paso 2 y la curva de capacidad de transporte del sistema del paso 4 (comportamiento de flujo multifásico en la tubería de producción y la línea de descarga) para diferentes gastos de producción. Como se muestra en la **Figura 2.8**, la intersección de estas dos curvas indica el gasto de producción del sistema para las condiciones de operación del yacimiento y del sistema total de tuberías.

Cabe mencionar, que el gasto de producción del pozo y su correspondiente presión de fondo fluyendo es para una condición establecida de operación que considera las características y geometría del pozo, estrangulador y línea de descarga. Generalmente este gasto puede ser optimizado al realizar el análisis de sensibilidad del diámetro de la tubería de producción, línea de descarga o estrangulador, así como al variar la presión de separación, o bien, al modificar la capacidad de producción del pozo con un tratamiento de estimulación para remover el daño a la formación y obtener el efecto de ciertos parámetros sobre el gasto de producción.

En la **Figura 2.9** se muestran los efectos de variar el diámetro del estrangulador (ϕ_{Est}) en el gasto de producción y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) en el análisis nodal con nodo solución en el fondo del pozo. Se observa que el diámetro del primer estrangulador (ϕ_{Est-1}) es menor al diámetro del segundo estrangulador (ϕ_{Est-2}) y se muestra el efecto del abatimiento de la presión en la curva de comportamiento del yacimiento y el efecto de cambiar el estrangulador en la curva de capacidad de transporte del sistema. Adicionalmente, se puede visualizar y obtener el gasto máximo, el gasto de operación del pozo y la presión de fondo fluyendo para las condiciones simuladas, por lo que es de gran utilidad para el ingeniero de producción.

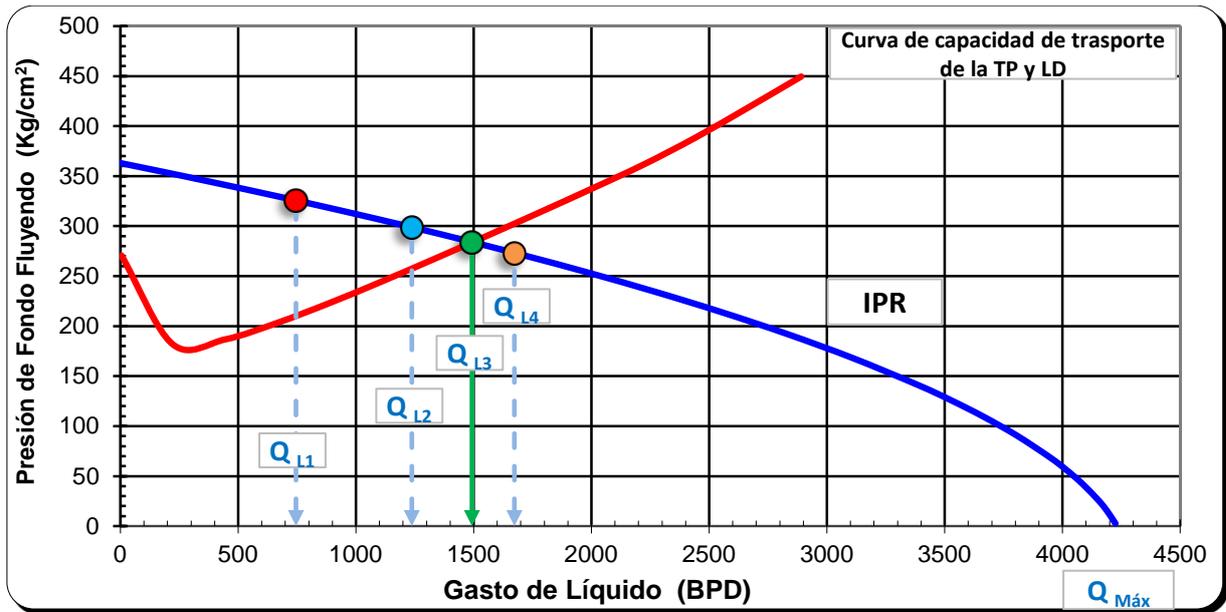


Figura 2.8.- Análisis Nodal (Fondo del Pozo como Nodo Solución)

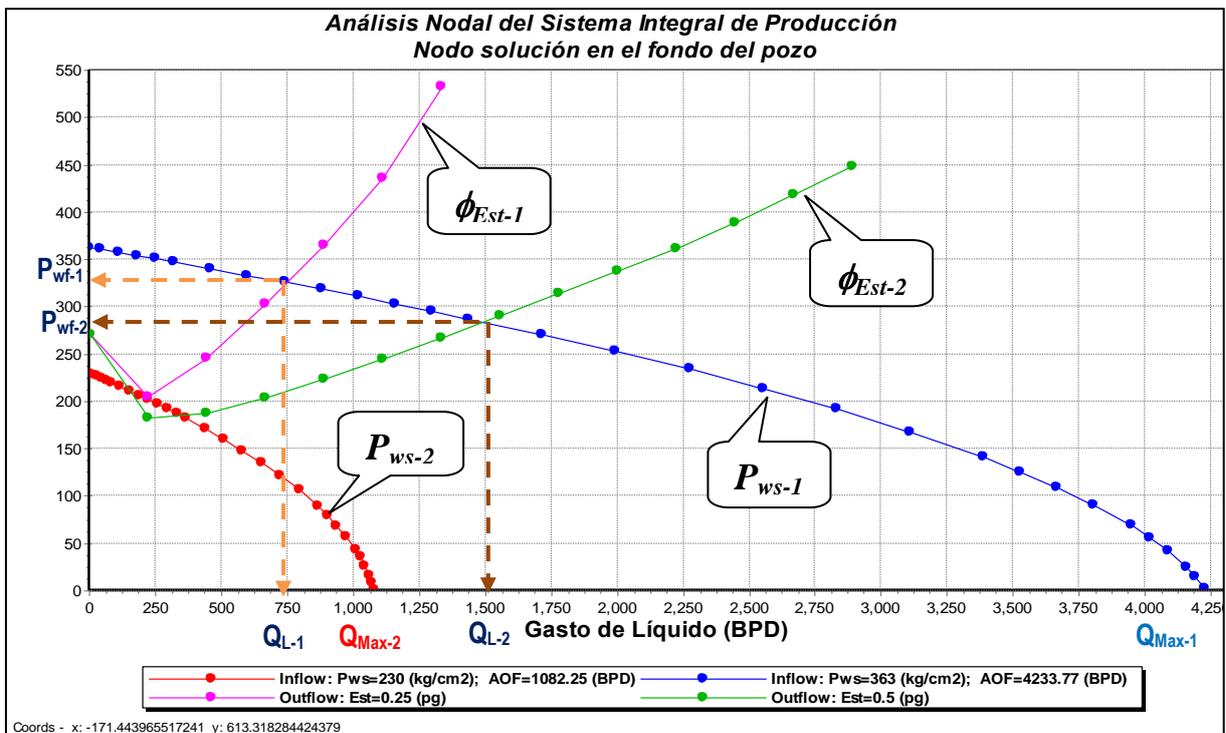


Figura 2.9.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} y ϕ_{Est})

Al realizar un modelo que represente el comportamiento del pozo, se debe considerar para analizar el abatimiento de presión del yacimiento los cambios en las propiedades de los fluidos como la relación gas-aceite y el porcentaje de agua. Al disminuir la presión por debajo de la presión de saturación o de burbuja (P_b) aumenta la relación gas-aceite, por otro lado, el porcentaje de agua aumenta con el tiempo cuando existe un acuífero activo en el yacimiento. En la **Figura 2.10**, se muestran el efecto del abatimiento de presión en la curva de comportamiento del yacimiento y el efecto en el cambio del estrangulador simultáneamente para dos porcentajes de agua, en esta gráfica podemos observar que al incrementar el porcentaje de agua, el gasto de producción del pozo disminuye para los dos diámetros de estrangulador analizados. Otro resultado que se puede observar es, que la diferencia de producción es menor para el diámetro del estrangulador más pequeño, sobre el diámetro más grande a las condiciones de operación simuladas.

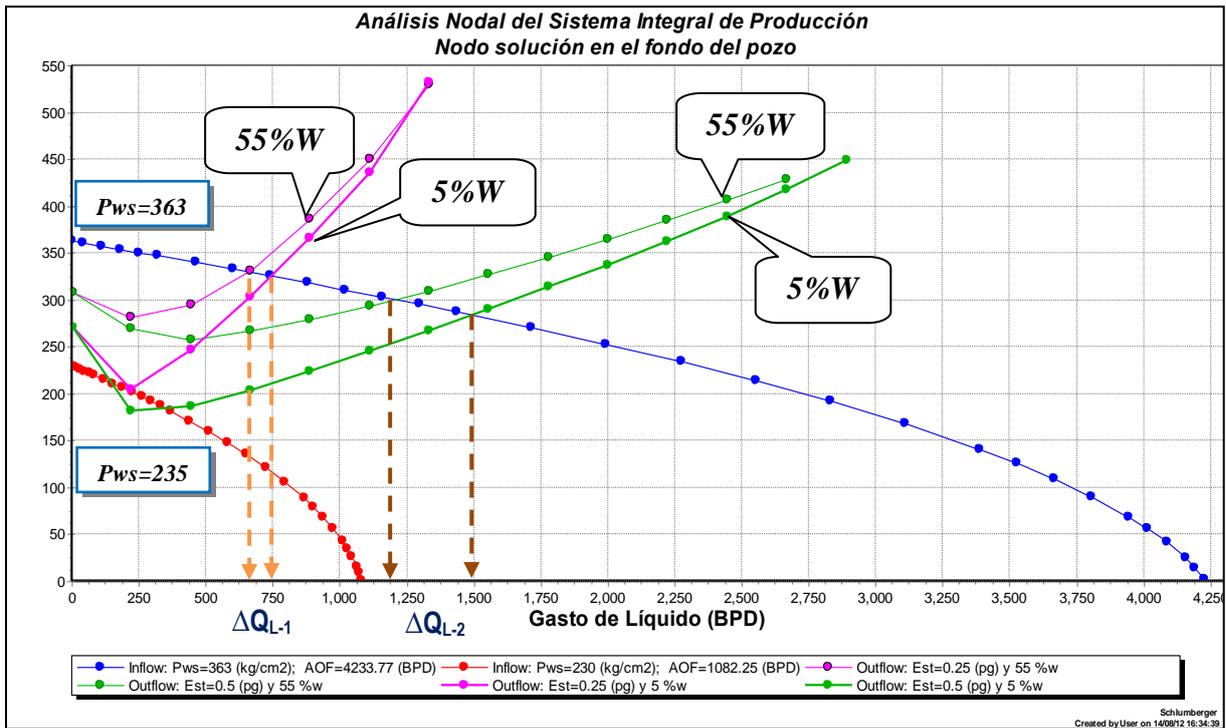


Figura 2.10.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} , ϕ_{Est} y %W)

Para el diseño de un nuevo pozo el análisis nodal con nodo solución en el fondo del pozo, permite obtener con mayor detalle el efecto del diámetro de la tubería de producción con la que el pozo debe ser terminado para obtener las menores caídas de presión, ya que en algunas ocasiones las pérdidas de presión en la tubería de producción representan entre el 30% y 80% de las pérdidas totales que se dan al transportar los fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales. En la **Figura 2.11** se muestra el análisis de sensibilidad del diámetro de la tubería de producción para dos diferentes diámetros del estrangulador.

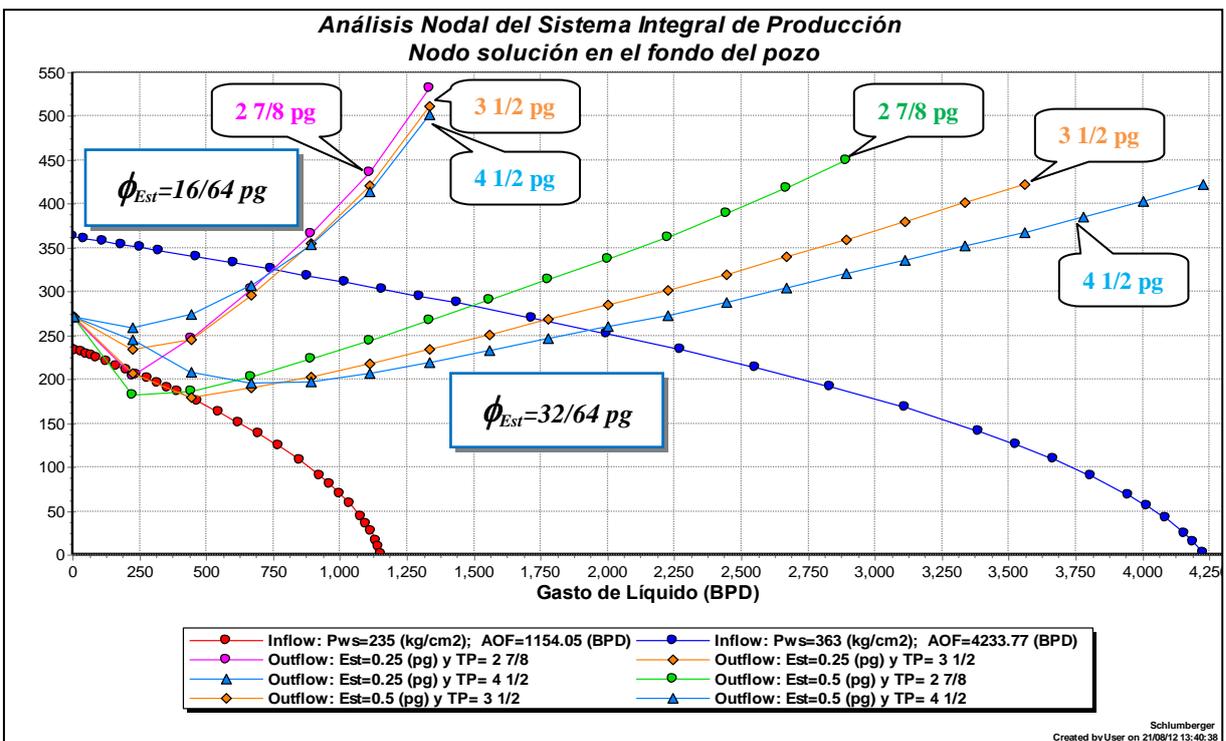


Figura 2.11.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} , ϕ_{Est} y ϕ_{TP})

Para un análisis a un tiempo en particular de un pozo, fijamos la caída de presión total del sistema como $P_{ws} - P_{sep}$, de esta forma el gasto de producción dependerá de donde ocurre la caída de presión y si éstase presenta continuamente en un componente en particular. Por ejemplo, cuando la caída de presión entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo es muy grande, el comportamiento del pozo es controlado por la sección de entrada, esta caída de presión es debido al daño de la formación el cual puede ser ocasionado durante la perforación, terminación, estimulación y producción, así mismo en las diversas reparaciones y tratamientos de inyección de fluidos que se realizan durante la vida productiva del pozo.

En la gráfica de la **Figura 2.12** se muestran los resultados de la evaluación del diámetro del estrangulador y estimulación del pozo por medio del análisis de sensibilidad del daño a la formación, en donde la caída de presión es por una terminación ineficiente causada por fluidos extraños y por una limitada penetración de las perforaciones con un valor de $S=5.76$. La caída continua de la presión afecta la curva de comportamiento del yacimiento, por lo que el efecto de realizar una estimulación eficiente permite mejorar significativamente el potencial del yacimiento, siempre y cuando se optimice la capacidad de transporte del sistema.

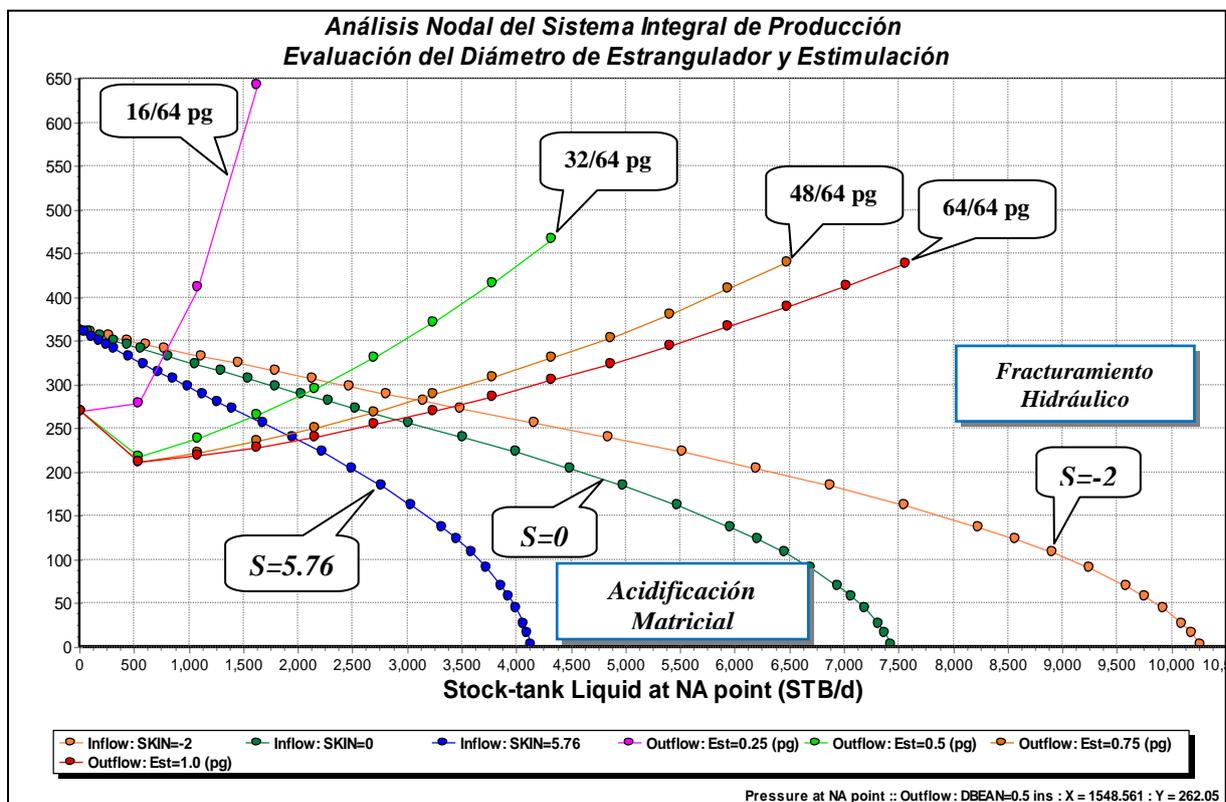


Figura 2.12.- Análisis Nodal (Evaluación del Diámetro de Estrangulador y Estimulación)

Esto significa, que se debe combinar la optimización del diámetro del estrangulador y posiblemente el diámetro de la tubería de producción para que la curva de capacidad de transporte del sistema proporcione el mayor gasto de producción a medida que la curva de comportamiento del yacimiento incremente su potencial con el tratamiento de estimulación a la formación y proporcionar las mejores condiciones de producción.

Adicionalmente, se pueden obtener los efectos de la terminación, limpieza y estimulación del pozo en función del daño y la permeabilidad del yacimiento.

2.2.2.4 Cabeza del pozo como nodo solución

La técnica de análisis nodal con nodo solución en la cabeza del pozo resulta muy práctica para analizar la información obtenida a través de aforos y pruebas de presión-producción, los cuales se realizan de manera programada a los pozos. La presión correspondiente al nodo solución es la presión de cabeza del pozo (P_{wh}) tomada en la superficie mediante un manómetro o un sensor instalado en el árbol de producción. Al seleccionar el nodo solución en la cabeza del pozo como se muestra en el cuadro de color verde de la **Figura 2.13**, básicamente divide al sistema integral de producción en dos segmentos: Yacimiento-Terminación-Tuberías de Producción y Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga-Separador.

La presión en el nodo solución es calculada desde ambas direcciones iniciando en las presiones fijas de entrada y salida del sistema, a partir de restar o sumar las caídas de presión a la presión de fondo estática o a la presión de separación. Las expresiones de entrada y salida del sistema para el cálculo de la presión en la cabeza del pozo son:

Flujo a la entrada del nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_{Yac} - \Delta P_{Term} - \Delta P_{TP} \dots\dots\dots (2.10)$$

- Donde: ΔP_{Yac} = Caída de presión en el yacimiento.
- ΔP_{Term} = Caída de presión en la terminación y zona de daño.
- ΔP_{TP} = Caída de presión en la tubería de producción.

Flujo a la salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{LD} \dots\dots\dots (2.11)$$

Donde: ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga.

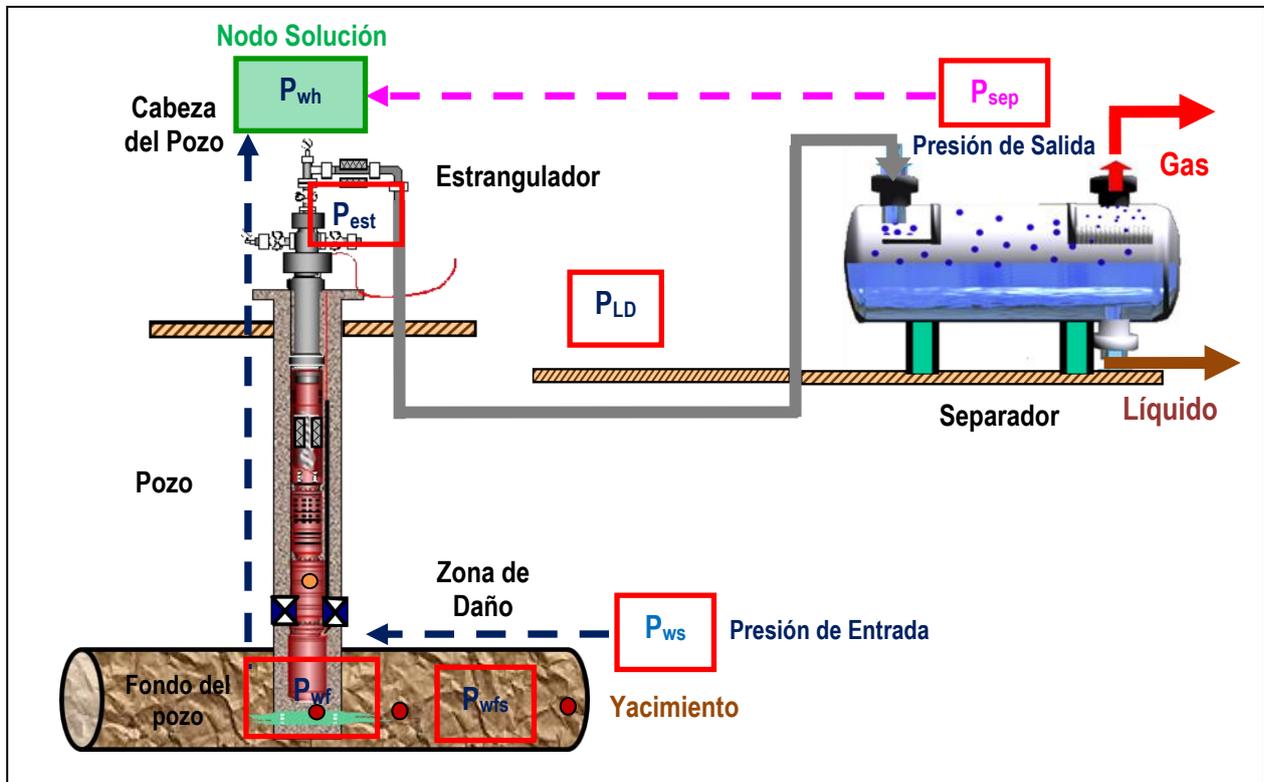


Figura 2.13.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Cabeza del Pozo como Nodo Solución)

Para obtener la curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte del sistema en el análisis nodal con nodo solución en la cabeza del pozo, el procedimiento aplicado es el mismo que para el análisis nodal con nodo solución en el fondo del pozo esto es: para diversos gastos de producción se calcula la presión correspondiente en la cabeza del pozo (P_{wh}) desde la presión de entrada (P_{ws}) y la presión de salida (P_{sep}), utilizando alguna de las correlaciones de flujo multifásico para obtener el mejor ajuste.

2.2.2.5 Procedimiento de solución para la cabeza del pozo como nodo solución

1. Se supone un gasto de producción (Q_L).
2. **Segmento Yacimiento-Terminación-Tuberías de Producción;** los cálculos inician en la presión de fondo estática y terminan en la presión en la cabeza del pozo. A partir de la presión de fondo estática (P_{ws}) y la ecuación para calcular el comportamiento de flujo en el yacimiento que depende del modelo del pozo (aceite, gas, gas y condensado, horizontal o naturalmente fracturado). Se calcula la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la tubería hasta la cabeza del pozo.
3. Con el valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) calculada en el paso anterior y la correlación de flujo multifásico en tuberías verticales que mejor se ajuste al flujo en la tubería de producción, se calcula la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador.
4. **Segmento Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga-Separador;** los cálculos inician en el separador y terminan en la presión en la cabeza del pozo. A partir de la presión de separación (P_{sep}) y la correlación de flujo multifásico en tuberías horizontal que mejor se ajuste al flujo en la línea de descarga, se calcula la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la cual corresponde a la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador.
5. Se repite los pasos 1 al 4 para diferentes gastos de producción.
6. Se construye la curva de comportamiento del yacimiento del paso 2 y la curva de capacidad de transporte del sistema al graficar los valores de P_{wh} obtenidos en el paso 4 (comportamiento de flujo multifásico por el estrangulador y la línea de descarga) para diferentes gastos de producción. Como se muestra en la **Figura 2.14**, la intersección de estas dos curvas indica el gasto de producción del sistema para las condiciones de operación del yacimiento y del sistema total de tuberías.

Cabe mencionar que el gasto de producción del pozo y su correspondiente presión en la cabeza del pozo es para una condición establecida de operación, el cual considera las características y geometría del pozo, estrangulador y línea de descarga. Generalmente este gasto puede ser optimizado al realizar el análisis de sensibilidad del diámetro de la tubería de producción, línea de descarga o estrangulador, así como al variar la presión de separación o bien, modificar la capacidad de producción del pozo con un tratamiento de estimulación para remover el daño a la formación y obtener el efecto de ciertos parámetros sobre el gasto de producción.

En la **Figura 2.15** se muestra el análisis de sensibilidad del diámetro de estrangulador (ϕ_{Est}) y el abatimiento de la presión de fondo estática en el análisis nodal con nodo solución en la cabeza del pozo. El efecto de aumentar el diámetro del estrangulador es incrementar el gasto de producción el cual tiende a un valor máximo hasta el punto donde la presión en la cabeza del pozo se iguala a la presión de la línea de descarga o la presión del separador.

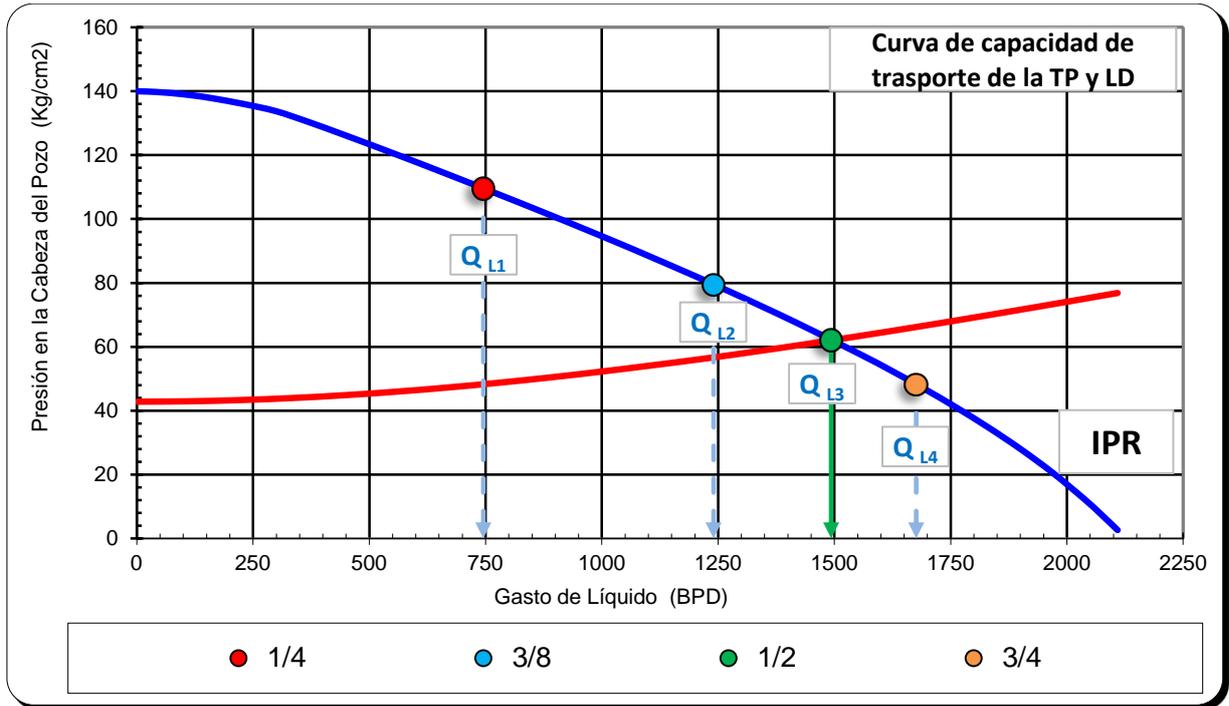


Figura 2.14.- Análisis Nodal (Cabeza del Pozo como Nodo Solución)

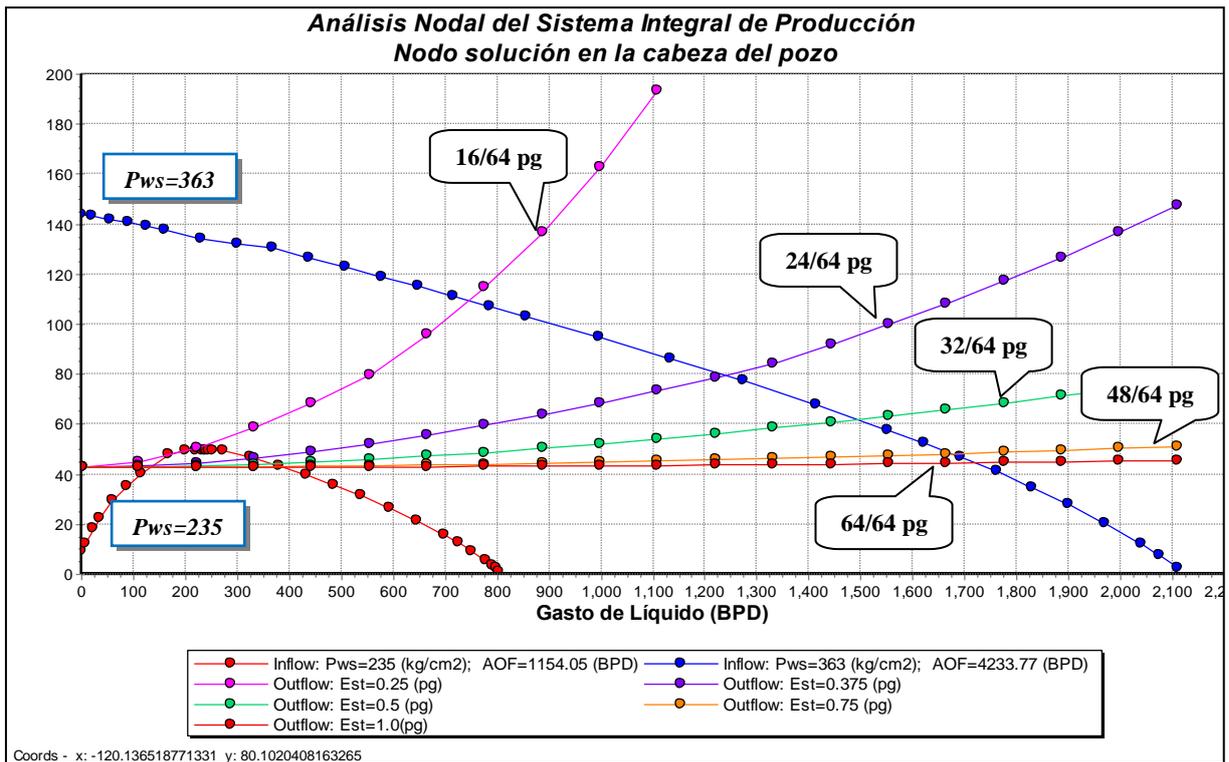


Figura 2.15.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} y ϕ_{Est})

Adicionalmente se puede realizar el análisis de sensibilidad del diámetro de la tubería de producción como se muestra en la Figura 2.16, el efecto de incrementar el tamaño de la tubería, se refleja en el aumento del gasto de producción y en un incremento en la presión de la cabeza del pozo (P_{wh}), siempre y cuando el diámetro de la TP no sea muy grande. La diferencia entre seleccionar el nodo solución en el fondo del pozo y en la cabeza del pozo, es que la curva de Outflow se desplaza en el primer caso y la curva de Inflow es la que cambia para el segundo caso respectivamente.

A medida que el diámetro de la tubería de producción disminuye, se incrementa la caída de presión en la tubería ya que se tienen mayores pérdidas de presión por fricción, este efecto se refleja por ejemplo en la TP de 3 1/2" y en la TP de 2 3/8" para un gasto determinado y con el estrangulador de 16/64 de diámetro, el cual se encuentra claramente restringido al flujo. Sin embargo para el estrangulador de 32/64 de diámetro se observa un progresivo aumento en el gasto de producción.

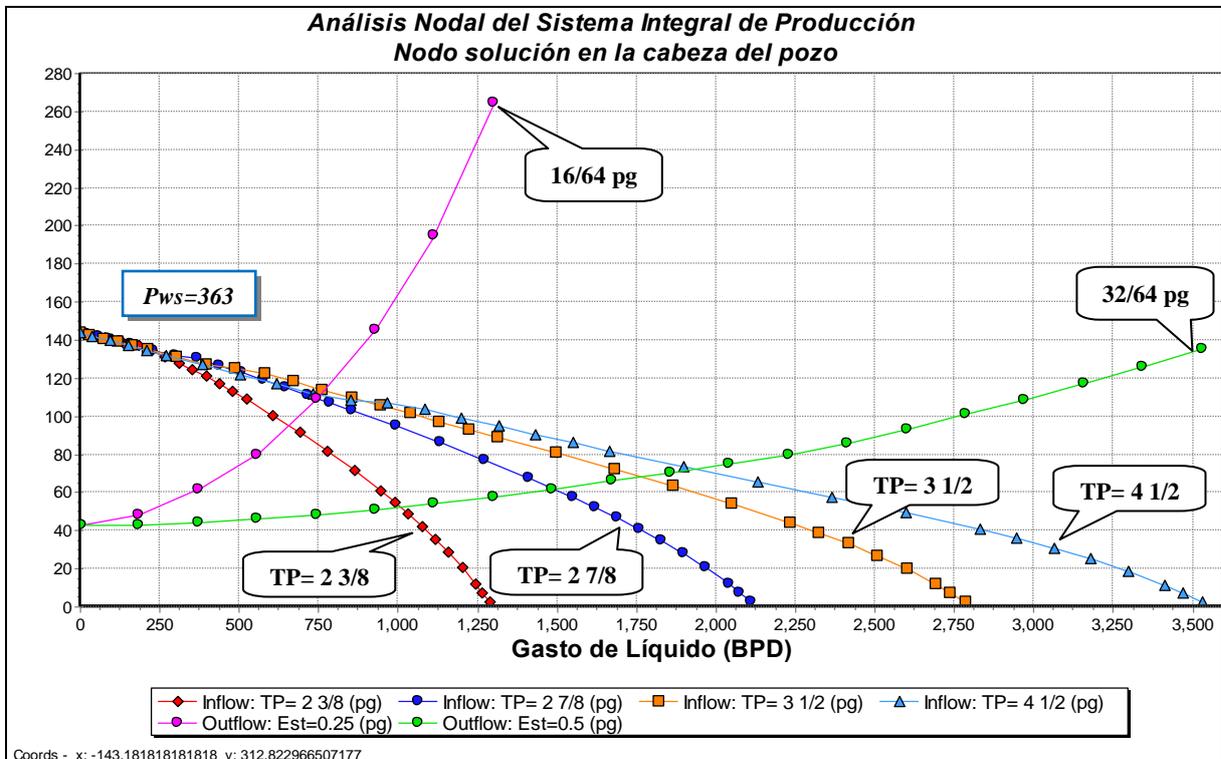


Figura 2.16.- Análisis Nodal (Sensibilidad de ϕ_{Est} y ϕ_{TP})

Otra aplicación del análisis nodal con nodo solución en la cabeza del pozo, es que se puede graficar la información tomada en la superficie a través de aforos y mediciones a partir de una prueba de producción, la cual mide el gasto de producción y registra la presión en la cabeza del pozo a través de diferentes estranguladores como se muestra en la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1.- Prueba de producción

Est. (pg)	QI (BPD)	Pwh (kg/cm ²)	PLD (kg/cm ²)	RGA (M ³ /M ³)
1	10,550	103.7	54.9	116
7/8	10,180	120	55	139.02
3/4	9,758	147	54	139.19
1/2	7,458	284	55	212.84

De tal forma que se puede validar la información y determinar cuándo esta información medida no es confiable, permitiendo al ingeniero de producción realizar con mayor facilidad el ajuste del modelo de un pozo. En la **Figura 2.17** se muestra el análisis de sensibilidad del diámetro de estrangulador obtenido de un simulador de flujo multifásico, el cual permite introducir los valores del gasto y presión en la cabeza a través de un archivo de datos y así poder observar en la misma gráfica los valores medidos y los calculados para el modelo.

Como se puede observar, los valores calculados del gasto de producción y presión en la cabeza del pozo para cada diámetro de estrangulador, se aproximan a los valores medidos, por lo cual se considera que el modelo es representativo y posteriormente por medio de un ajuste de las propiedades de los fluidos, correlación de flujo multifásico o propiedades del yacimiento se puede reproducir los valores medidos y obtener el comportamiento del sistema integral de producción.

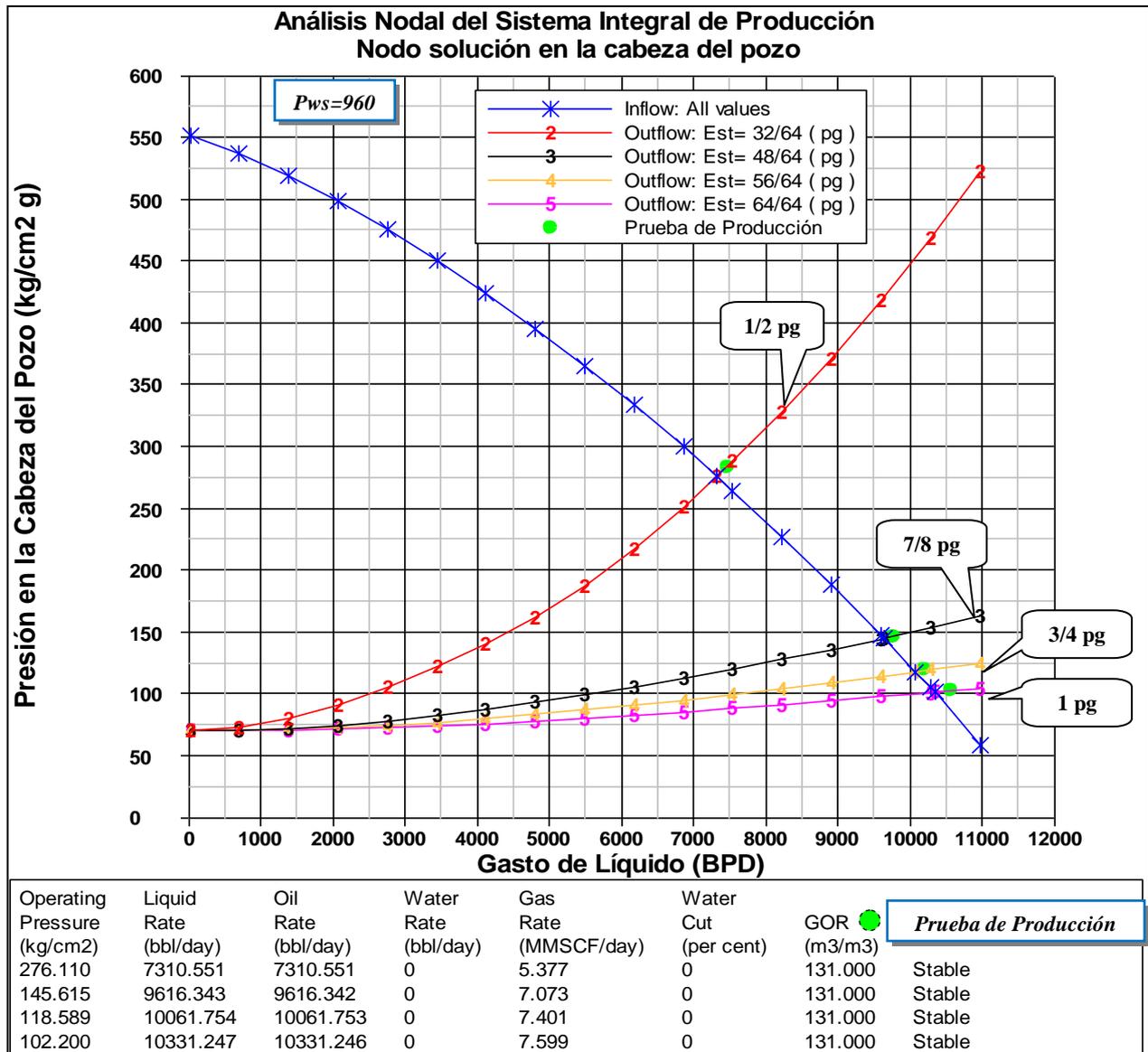


Figura 2.17.- Análisis Nodal (Ajuste a partir de una Prueba de Producción)

En el análisis nodal de la gráfica anterior podemos observar como los puntos en color verde que representan los datos de la prueba de producción, se acercan a los resultados del análisis de senilidad del diámetro de estrangulador en el modelo del pozo, esto significa que la información es confiable y como consecuencia el ajuste del pozo es más sencillo.

Lo más importante al considerar la cabeza del pozo como nodo solución es que podemos observar con mayor facilidad el efecto que tiene la variación del diámetro del estrangulador y de la tubería de producción, obteniendo así bases y parámetros para seleccionar una combinación de componentes del sistema integral de producción que proporcionen el mayor gasto de producción y la menor caída de presión con el fin de determinar una mayor flexibilidad operacional.

2.2.2.6 Separador como nodo solución

La técnica de análisis nodal con nodo solución en el separador, generalmente se utiliza para evaluar el diseño de las instalaciones superficiales que permiten la recolección, procesamiento, transporte y distribución de los fluidos producidos, con el objetivo de obtener la máxima recuperación de líquidos y determinar la mejor combinaciones de componentes que permitan la continua explotación de los yacimientos a través del tiempo, la presión que le corresponde al nodo en el separador es la presión de separación (P_{sep}). Al seleccionar el nodo solución en la superficie como se muestra en el cuadro de color verde de la **Figura 2.18**, básicamente divide al sistema integral de producción en dos segmentos: Yacimiento-Terminación-Tuberías de Producción-Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga y Separador-Tanque de Almacenamiento.

La presión en el nodo solución para la sección de entrada se calcula a partir restar las caídas de presión a la presión de fondo estática y para la sección de salida, la presión que le corresponde es la presión de separación. Las expresiones de entrada y salida del sistema para el cálculo de la presión en el separador son:

Flujo de entrada al nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{sep} = P_{ws} - \Delta P_{Yac} - \Delta P_{Term} - \Delta P_{TP} - \Delta P_{LD} \dots \dots \dots (2.12)$$

- Donde: ΔP_{Yac} = Caída de presión en el yacimiento.
- ΔP_{Term} = Caída de presión en la terminación y zona de daño.
- ΔP_{TP} = Caída de presión en la tubería de producción.
- ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga.

Flujo de salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{sep} \dots \dots \dots (2.13)$$

Donde: $P_{nodo\ solución}$ = Presión en el nodo solución.

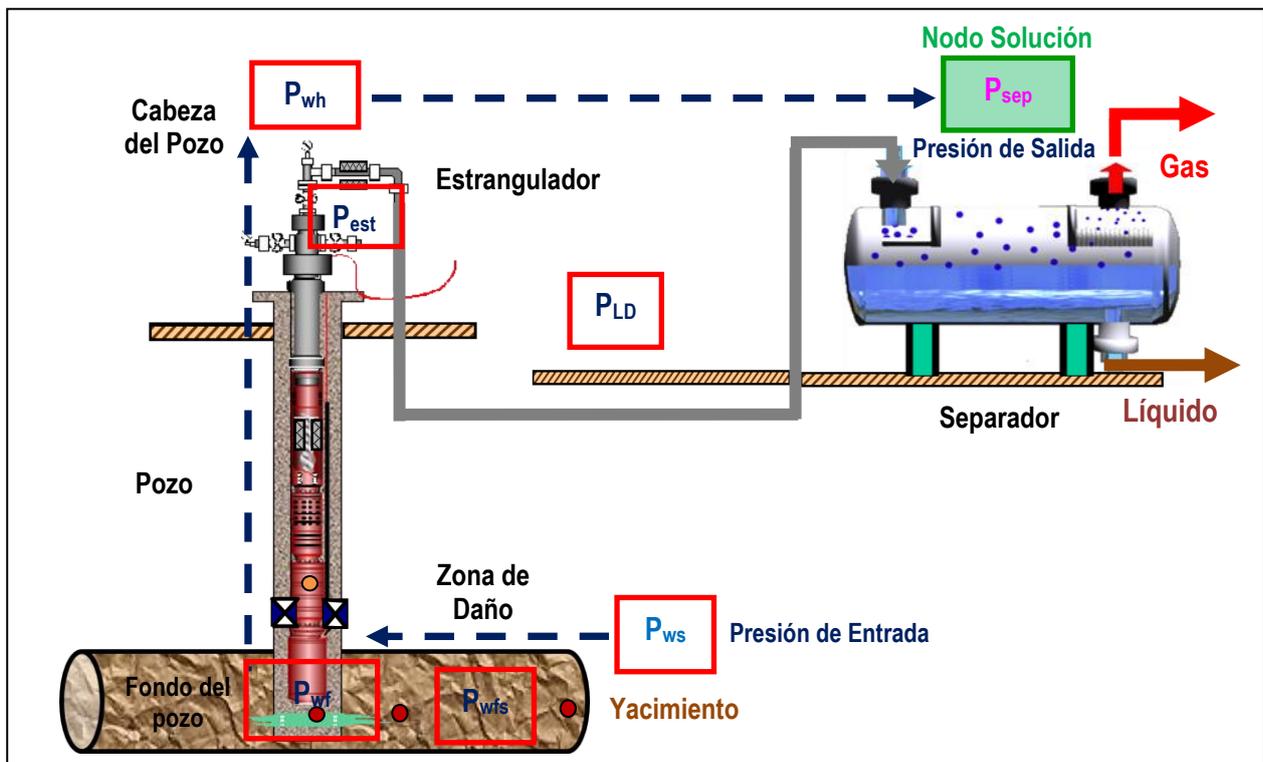


Figura 2.18.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Separador como Nodo Solución)

La presión de separación es muy importante en el diseño de separadores ya que depende de diferentes factores tales como: condiciones de operación y producción del pozo (gasto de aceite, gas y agua, relación gas-aceite, presión y temperatura), densidad relativa del aceite ($^{\circ}$ API), así condiciones y especificaciones de entrega del aceite y gas (estabilizado o semi-estabilizado, contenido de agua, H_2S , CO_2 y N_2 en el aceite y gas). El encargado de complementar el estudio técnico de Optimización del Sistema Integral de Producción es el ingeniero de procesos, el cual se encarga del manejo, tratamiento, acondicionamiento, transporte y distribución de los hidrocarburos.

La producción de varios pozos se junta en un cabezal de recolección y a medida que disminuye la presión del yacimiento durante su vida productiva, la mezcla de hidrocarburos pasa por diferentes etapas de separación, la cual puede empezar en un separador de alta, de intermedia o de baja presión.

La presión de separación conveniente dependerá principalmente de la energía con la que cuenta el yacimiento para vencer las caídas de presión a través del yacimiento, terminación, tubería producción y línea de descarga y llevar los fluidos hasta las instalaciones superficiales, así como de las condiciones de explotación y de la forma en la que se administra esta energía.

2.2.2.7 Procedimiento de solución para el separador como nodo solución

1. Se supone un gasto de producción (Q_L).
2. **Segmento Yacimiento-Terminación-Tuberías de Producción -Cabeza del Pozo – Estrangulador-Línea de Descarga;** los cálculos inician en la presión de fondo estática y terminan en la presión de separación. A partir de la presión de fondo estática (P_{ws}) y la ecuación para calcular el comportamiento de flujo en el yacimiento dependiendo del modelo del pozo (aceite, gas, gas y condensado, horizontal y naturalmente fracturado), se calcula la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la tubería hasta la cabeza del pozo.
3. Con el valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) calculada en el paso anterior y la correlación de flujo multifásico en tuberías verticales que mejor se ajuste al flujo en la tubería de producción, se calcula la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador.
4. **Segmento Separador – Tanque de almacenamiento;** con el valor de la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) calculada en el paso anterior y la correlación de flujo multifásico en tuberías horizontales que mejor se ajuste al flujo en la línea de descarga, se calcula la presión de separación (P_{sep}) para el gasto supuesto.
5. Se repite los pasos 1 al 4 para diferentes gastos de producción.
6. Se construye la curva de comportamiento del yacimiento del paso 2 y la curva de capacidad de transporte del sistema al graficar los valores de P_{sep} obtenidos en el paso 4 (comportamiento de flujo multifásico en la línea de descarga) para diferentes gastos de producción. La intersección de estas dos curvas indica el gasto de producción del sistema para las condiciones de operación del yacimiento y del sistema total de tuberías.

Habitualmente se tiene como pensamiento que al bajar la presión de separación se obtendrá un incremento de la producción de los pozos, esto no es totalmente cierto ya que dependerá de las condiciones de operación y de las caídas de presión que se presentan en cada uno de los componentes del sistema integral de producción.

En la **Figura 2.19** se muestra la sensibilidad de la presión de separación para un diámetro de estrangulador de 16/64 pg, se puede observar que no se presenta ningún efecto al disminuir la presiones de separación por debajo de 53 (Kg/cm²), sin embargo cuando la presión de separación se incrementa por arriba de esta presión, el efecto es la disminución del gasto de producción, esto ocurre para una con condición específica de operación.

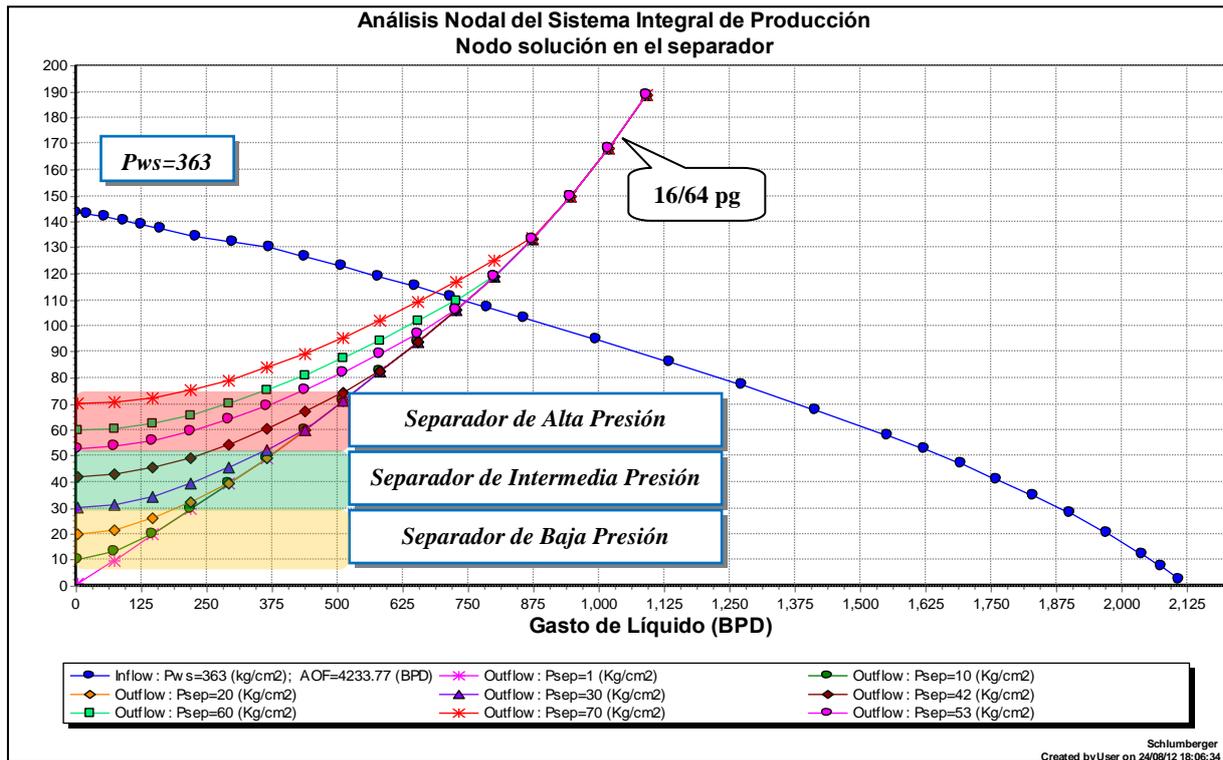


Figura 2.19.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{sep} con $\phi_{Est}=16/64$ pg)

Uno de los parámetros más importantes que se deben definir a partir del análisis nodal con nodo solución en el separador, es la presión de separación en función de las óptimas condiciones de operación de la producción, las cuales pueden ser:

- Alta eficiencia en la separación de aceite y el gas.
- Incrementos de producción en los pozos.
- Máxima recuperaciones de hidrocarburos líquidos.
- Mínimos requerimientos por compresión del gas.
- Estabilización del aceite y gas.

Normalmente cuando el objetivo es administrar la energía del yacimiento y determinar la mejor combinación de los componentes del sistema integral de producción, la cual proporcionará las menores caídas de presión y como consecuencia mayores presiones en la cabeza del pozo. Se puede lograr obtener los mínimos requerimientos de compresión del gas, al seleccionar un separador que permita obtener a la salida una alta presión del gas, permitiendo que el gas fluya a través de un sistema de alta presión o cualquier otro sistema de recolección y sea enviado a los puntos de venta o entrega a refinerías, reduciendo así la potencia requerida por el compresor.

Sin embargo generalmente se requiere incrementar la producción de los pozos, por lo que se recomienda analizar el efecto de la presión de separación al incrementar la producción cuando se aumentan el diámetro del estrangulador o se cambia el diámetro de la tubería de producción. En **Figura 2.20** se muestra la sensibilidad de la presión de separación para un diámetro de estrangulador de 32/64 pg, se puede observar que no se presenta ningún efecto al disminuir las presiones de separación por debajo de 29 (Kg/cm²), sin embargo cuando la presión de separación se incrementa por arriba de esta presión, claramente se observa que el efecto es la disminución del gasto de producción, esto ocurre para una condición específica de operación.

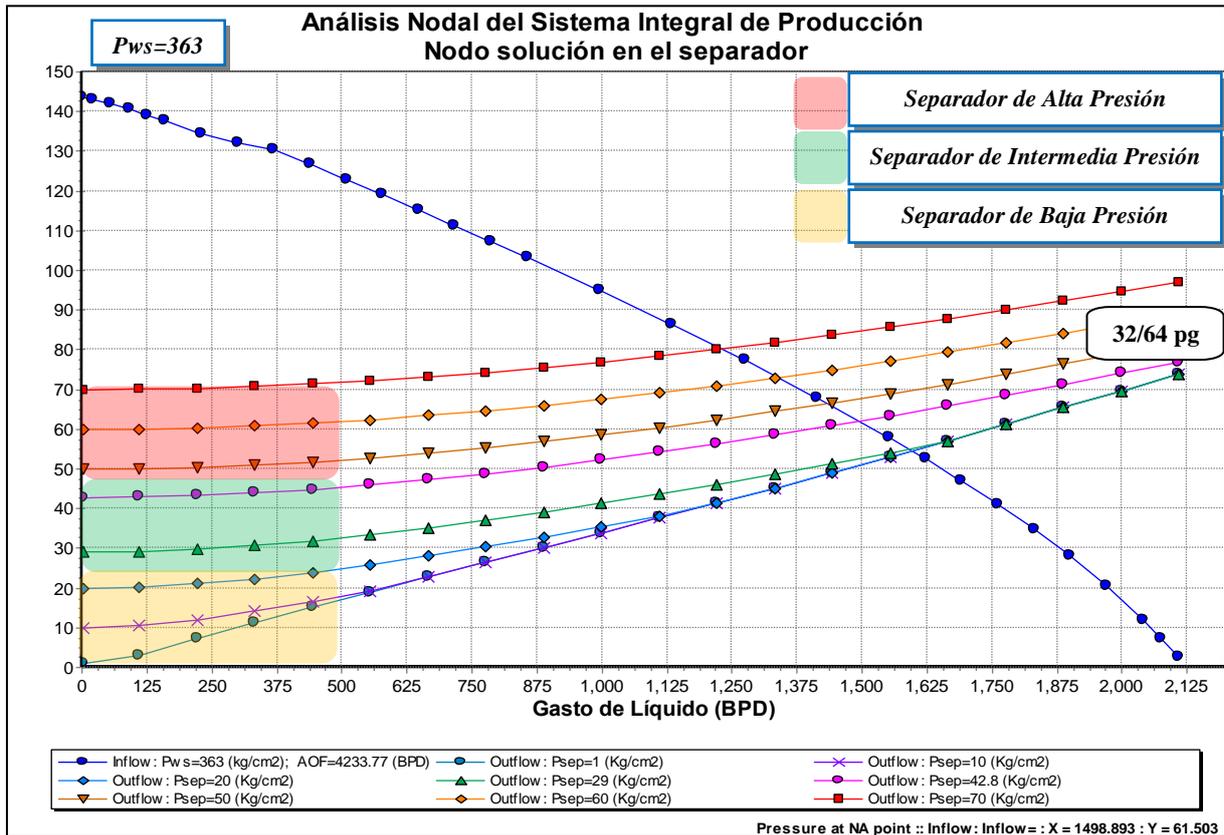


Figura 2.20.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{sep} con $\phi_{Est}=32/64$ pg)

Un sistema integral de producción puede ser optimizado por medio de análisis que permitan determinar las características y el mejor conjunto de componentes, con los cuales se alcanza la máxima producción al menor costo de inversión, en estos análisis se busca la combinación de componentes que genere las menores caídas de presión, con el objetivo de mantener la declinación natural e incrementar la vida productiva del yacimiento. Al realizar la sensibilidad del diámetro de estrangulador (ϕ_{Est}) y el tamaño del aparejo de producción (ϕ_{TP}), en el análisis nodal con nodo solución en el separador, el ingeniero de producción puede determinar los escenarios más adecuados para la producción de los pozos, tomando en cuenta las diferentes condiciones de operación del separador como se muestra en la **Figura 2.21**.

También podemos observar que el gasto de producción aumenta, debido al incremento en el diámetro de la tubería de producción para el estrangulador de 32/64, sin embargo si el diámetro de la tubería de producción es demasiado grande, el flujo de fluidos del yacimiento a la superficie se vuelve intermitente o inestable, esto es provocado principalmente por el incremento en la carga líquida en el pozo y una baja velocidad de flujo. Ocasionalmente eventualmente que los fluidos no sean levantados eficazmente y a un corto plazo el abatimiento del pozo, por lo que se hace necesaria la aplicación de un sistema artificial de producción.

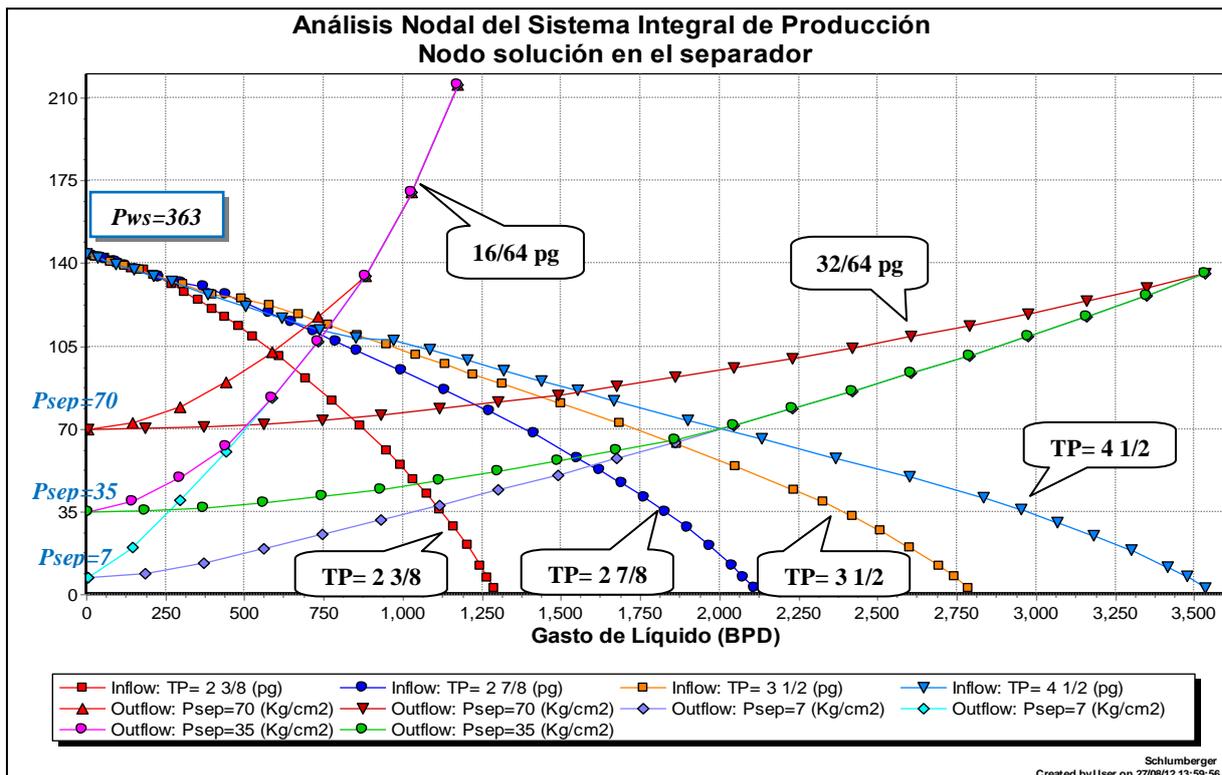


Figura 2.21.- Análisis Nodal (Separador como Nodo Solución)

Si el diámetro de la tubería de producción disminuye, las pérdidas por fricción aumentan, generando un incremento en la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) y por lo tanto un menor gasto de producción. Se recomienda realizar un análisis detallado del comportamiento del sistema de tuberías y en particular de la tubería de producción y línea de descarga. Cabe mencionar que el gasto de producción del pozo y su correspondiente presión de separación es para una condición establecida de operación, el cual considera las características y geometría del pozo, estrangulador y línea de descarga.

El procedimiento de análisis nodal, permite evaluar el efecto del cambio de diámetro en la tubería de producción y el diámetro del estrangulador. La selección de la tubería de producción debe evaluarse también con un análisis económico, en el que se comparen los incrementos del gasto para los diferentes diámetros de tubería, con la inversión adicional que es necesario realizar.

Las instalaciones superficiales principalmente deben estar diseñadas para optimizar la producción y mantener los componentes más ligeros de los hidrocarburos en la fase líquida, con el fin de lograr estos objetivos, el análisis nodal con nodo solución en el separador permite obtener un panorama de las condiciones de operación de los pozos (presión y gasto) y a partir del dimensionamiento y una apropiada selección de internos de alta eficiencia para que el separador sea capaz de manejar un amplio rango de estas condiciones operativas, se puede optimizar el sistema integral de producción.

Para el diseño de bombeo y sistemas de compresión es importante realizar el análisis de las condiciones del separador, ya en ambos casos se requiere que la presión del gas se incremente para suministrar a otros sistemas, gas a alta presión. Un ejemplo se tiene en la presión de succión de un compresor la cual está sujeta a la presión del separador y está directamente relacionada con la potencia requerida. Por lo que se debe realizar la sensibilidad de la variación de la presión de separación considerando como un conjunto el sistema integral de producción.

2.2.2.8 Yacimiento como nodo solución

La técnica de análisis nodal con nodo solución en el yacimiento, se utiliza para evaluar las propiedades y características de la formación tales como: espesor neto, permeabilidad, radio de drene, densidad de los disparos, tipo de terminación, diámetro del pozo, factor de daño, explotación de varias formaciones, abatimiento de la presión del yacimiento, pozos horizontales y multilaterales. Al seleccionar el nodo solución en yacimiento como se muestra en el cuadro de color verde de la **Figura 2.22**, básicamente divide al sistema integral de producción en dos segmentos: Yacimiento y Terminación-Tuberías de Producción-Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga-Separador.

La presión en el nodo solución para la sección de entrada le corresponde la presión de fondo estática (P_{ws}) y para la sección de salida se calcula a partir sumar las caídas de presión a la presión de separación (P_{sep}). Las expresiones de entrada y salida del sistema para el cálculo de la presión en el yacimiento son:

Flujo de entrada al nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{ws} \dots \dots \dots (2.14)$$

Donde: $P_{nodosolución}$ = Presión en el nodo solución.

Flujo de salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{ws} = P_{sep} + \Delta P_{Yac} + \Delta P_{Term} + \Delta P_{TP} + \Delta P_{LD} \dots \dots \dots (2.15)$$

- Donde: ΔP_{Yac} = Caída de presión en el yacimiento.
- ΔP_{Term} = Caída de presión en la terminación y zona de daño.
- ΔP_{TP} = Caída de presión en la tubería de producción.
- ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga.

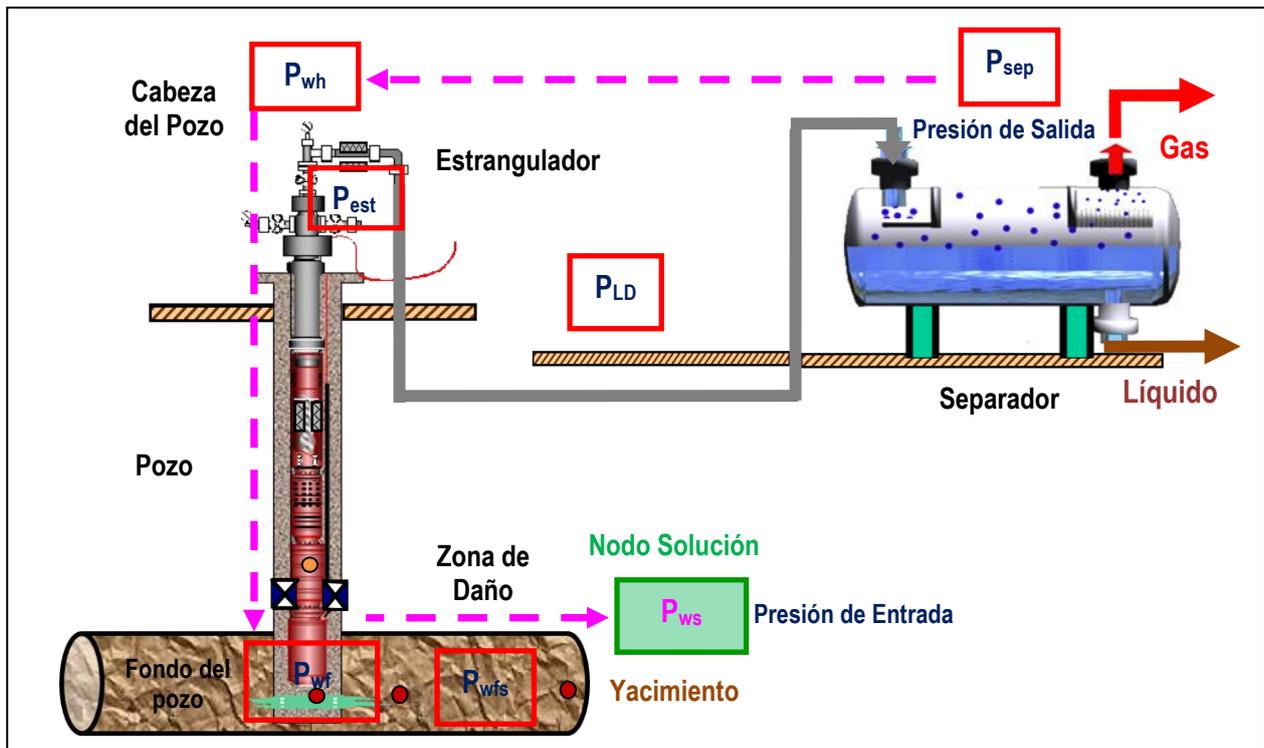


Figura 2.22.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Yacimiento como Nodo Solución)

Tomando al yacimiento como nodo de solución, se puede determinar en forma inmediata el gasto de flujo para diferentes presiones promedio del yacimiento. Sin embargo, su utilidad es relativa si no se considera la variación en la relación gas-aceite y el incremento en el porcentaje de agua.

2.2.2.9 Procedimiento solución para el yacimiento como nodo solución

1. Se supone un gasto de producción (Q_L).
2. **Segmento Terminación-Tuberías de Producción-Cabeza del Pozo-Estrangulador-Línea de Descarga-Separador;** los cálculos inician en el separador y terminan en la presión de yacimiento. A partir de la presión de separación (P_{sep}) y la correlación de flujo multifásico en tuberías horizontal que mejor se ajuste al flujo en la línea de descarga, se calcula la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de la línea de descarga hasta el separador.
3. Con el valor de la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) calculada en el paso anterior y la correlación de flujo multifásico en tuberías verticales que mejor se ajuste al flujo en la tubería de producción, se calcula para el mismo gasto supuesto, la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), la cual corresponde a la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través de tubería de producción hasta la cabeza del pozo.
4. **Segmento Yacimiento;** con el valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wh}) calculada en el paso anterior y la ecuación para calcular el comportamiento de flujo en el yacimiento de pendiente del modelo del pozo (aceite, gas, gas y condensado, horizontal y naturalmente fracturado), se calcula la presión de fondo estática (P_{ws}), la cual es la presión necesaria para transportar el gasto supuesto a través del medio poroso hasta el fondo del pozo.
5. Se repite los pasos 1 al 4 para diferentes gastos de producción.
6. Se construye la curva de capacidad de transporte del sistema del paso 2 (comportamiento de flujo multifásico en la tubería de producción, estrangulador y la línea de descarga) y la curva del comportamiento del yacimiento al graficar el valor de P_{ws} y valores P_{wf} obtenidos en el paso 4 para los diferentes gastos de producción.

El análisis nodal con nodo solución en el yacimiento permite obtener la caída de presión en el yacimiento en función de la terminación del pozo a partir de obtener el factor de daño. Entre los tipos de terminación se encuentran:

- Terminación con desviación del pozo y en agujero descubierto.
- Terminación del pozo en agujero descubierto y con empaque de grava.
- Terminación del pozo con agujero cementado y perforado.
- Terminación del pozo con agujero cementado y perforado con empaque de grava.
- Terminación del pozo con agujero cementado y perforado con fracturamiento hidráulico.

El daño es originado durante la perforación y terminación del pozo debido al tipo de fluidos de control y por la ejecución de las operaciones de disparo. El daño total se calcula a partir de la discretización del daño, el cual es la suma de varios pseudo-factores de daño tales como:

- Daño por penetración parcial.
- Daño por disparos.
- Daño por desviación del pozo.
- Daño a la formación.

En la **Figura 2.23** se muestra un análisis de sensibilidad de la permeabilidad de yacimiento y el diámetro del estrangulador. A medida que la permeabilidad se incrementa, el potencial del pozo se incrementa. Sin embargo si el diámetro de la tubería de producción y/o del estrangulador es pequeño, el gasto de producción no incrementará significativamente al menos de que la curva de capacidad de transporte sea optimizada.

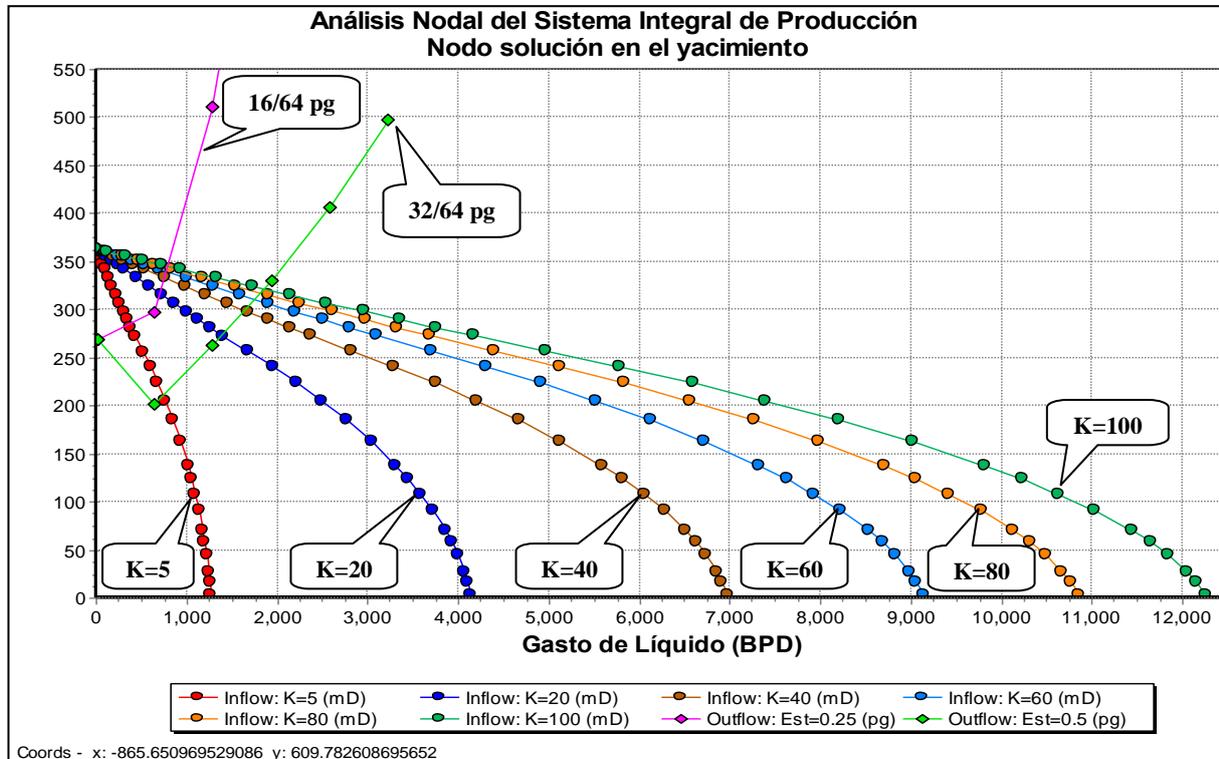


Figura 2.23.- Análisis Nodal (Yacimiento como Nodo Solución)

Simultáneamente el yacimiento como nodo solución, permite determinar la caída de presión en la terminación en función de la densidad de los disparos. Al incrementar el número de perforaciones que se encuentran en contacto con la zona productora, se alcanza un valor en el que la caída de presión en las perforaciones es insignificante, obteniendo la densidad de los disparos adecuada para obtener el mayor gasto de producción.

En resumen podemos concluir que al utilizar la técnica de análisis nodal seleccionando el nodo solución en los diferentes componentes y al realizar las sensibilidades de los parámetros y características de mayor impacto en la producción, proporciona una herramienta eficaz y de gran utilidad en el estudio del comportamiento del sistema integral de producción, dado que permite analizar cada uno de los componentes, sin perder de vista que cada uno de éstos forma parte de un todo, y que la modificación de uno, afectará al comportamiento de los otros.

Al variar únicamente un componente del sistema integral de producción, por ejemplo el diámetro del estrangulador y mantener constantes el resto de los componentes, se observa que para un diámetro de la tubería de producción dado, existe un diámetro del estrangulador que proporciona el gasto máximo, por lo que aumentar el diámetro del estrangulador ya no produce aumentos en el gasto de producción para el sistema. Los mismos efectos son observados al variar el diámetro de la tubería de producción y línea de descarga. La combinación de tuberías más favorable, se determina al analizar diferentes alternativas y seleccionar la que permite prolongar al máximo el tiempo de producción del pozo fluvente.

2.2.3 Factores que modifican la curva de comportamiento del yacimiento

La curva de comportamiento del yacimiento y el potencial de la formación de un pozo que produce al generarse una caída de presión depende principalmente de los siguientes factores:

- Presión del yacimiento.
- Presión de fondo fluyendo y gasto de producción.
- Índice de productividad.
- Propiedades del yacimiento (permeabilidad, espesor neto y porosidad).
- Radio de drene.
- Radio del pozo.
- Tipo de terminación (agujero descubierto o cementado, Linner ranurado).
- Factor de daño.
- Propiedades de los fluidos (aceite y gas).
- Porcentaje de agua producida.
- Geometría del pozo (Vertical-Horizontal).
- Empacamiento de grava.

Existen diversas ecuaciones para calcular la curva de comportamiento del yacimiento, su utilización dependerá de las condiciones prevalecientes en el yacimiento y su comportamiento de flujo. Todas estas curvas consideran flujo pseudo-estacionario, es decir que la presión promedio del yacimiento permanece constante en el tiempo. Entre los más importantes, se tienen:

- Índice de Productividad Lineal “IP” (Pozos de aceite & gas).
- Ecuación de Vogel (Pozos de aceite).
- Ecuación de Darcy para flujo radial.
- Ecuación de Darcy Modificada “YNF”.
- Ecuación de Fetkovich (Aceite-Efectos de Alta Velocidad).
- Ecuación de Jones, Blount y Glaze (Pozos de aceite & gas).
- Ecuación en Estado Pseudo Estacionario (Pozos de aceite & gas)
- Ecuación Back-Pressure (Pozo de gas).
- Ecuación Forchheimer (Pozo de gas y condensado).
- Ecuación de Fractura Hidráulica.
- Ecuación de Babu&Oben (Pozo Horizontal).
- Ecuación de Joshi (Pozo Horizontal).

Los resultados del análisis nodal permiten obtener la capacidad de producción del pozo al integrar todos los componentes de sistema de producción a las condiciones de operación, simultáneamente también se puede identificar el mejor conjunto de elementos que proporcionan el mayor gasto de producción y las menores caídas de presión. Adicionalmente, otros resultados importantes se obtienen al evaluar y realizar cualquier cambio en las características y propiedades de los componentes que afectan el comportamiento total del sistema a partir del nodo solución en la curva de comportamiento del yacimiento (Inflow), a través del análisis de sensibilidad de:

- | | |
|--|---------------------------------|
| • Presión de fondo estática (P_{ws}) | • Índice de productividad (IP). |
| • Temperatura de yacimiento (T_y) | • Permeabilidad (K). |
| • Espesor neto de la formación (E_N) | • Radio de drene (r_e). |
| • Radio del pozo (r_w) | • Daño (S). |

2.2.4 Factores que afectan la curva de capacidad de transporte del sistema

La curva de capacidad de transporte del sistema y el gasto de producción del pozo depende principalmente de los siguientes factores:

- Composición del aceite y gas.
- Propiedades de los fluidos (aceite y gas).
- Porcentaje de agua y relación gas-líquido.
- Presión de salida.
- Línea de descarga (diámetro, rugosidad, longitud y topografía del terreno).
- Tubería de producción (diámetro, longitud, rugosidad y restricciones).
- Tubería de revestimiento (diámetro, longitud y rugosidad).
- Factor de fricción.
- Diámetro del estrangulador superficial.
- Grado de desviación del pozo (vertical, horizontal y desviado).
- Correlación de flujo multifásico o modelo mecánico.

Las correlaciones de flujo multifásico utilizadas para calcular la caída de presión a través de la tubería de producción y obtener el comportamiento de la capacidad de transporte del sistema son:

- Ansari.
- Baker Jardine Revised.
- Beggs & Brill Original
- Beggs & Brill, Taitel Dukler map.
- Beggs & Brill Revised.
- Beggs & Brill Revised, Taitel Dukler map.
- Duns & Ros.
- Duns & Ros, Taitel Dukler map.
- Govier, Aziz & Fogarasi.
- Gray (modified).
- Gray (original).
- Hagedorn & Brown.
- Hagedorn & Brown, Duns & Ros map.
- Lockhart & Martinelli.
- Lockhart & Martinelli, Taitel Dukler map.
- Mukherjee & Brill.
- No Slip Assumption.
- Orkiszewski

Como se observó anteriormente, el análisis nodal permiten evaluar y realizar cualquier cambio en las características y propiedades de los componentes que afectan el comportamiento total del sistema a partir del nodo solución en la curva de capacidad de transporte del sistema (Outflow), a través del análisis de sensibilidad de:

- Densidad del aceite ($^{\circ}$ API).
- Relación gas-aceite (RGA).
- Densidad relativa del gas (γ_g).
- Porcentaje de agua (%W).

- Densidad relativa del agua (γ_w).
- Presión de salida (outlet pressure).
 - Presión en la cabeza del pozo.
 - Presión en el separador.
- Tubería de producción.
 - Diámetro de TP.
 - Flujo por TP.
 - Instalación del sistema artificial de producción
 - Bombo electrocentrífugo.
 - Válvula de inyección de gas.
 - Bombeo mecánico.
 - Sarta de velocidad.
 - Estrangulador de fondo.
- Tubería de revestimiento.
 - Diámetro de TP
 - Flujo por espacio anular.
 - Flujo por TP y espacio anular.
- Diámetro del estrangulador superficial.
- Diámetro de la línea de descarga.

2.2.5 Propiedades de afectan el comportamiento del flujo de fluidos

Las propiedades del fluido más importantes que afectan el gasto de producción y el potencial del yacimiento (ecuaciones de Estado Pseudo Estacionario y Fractura Hidráulica) a través de la curva de capacidad de transporte del sistema y la curva de comportamiento del yacimiento para el análisis nodal con nodo solución en la cabeza del pozo y nodo solución en el fondo del pozo respectivamente son:

- Porcentaje de agua (% w).
- Relación gas-aceite (RGA).
- Densidad relativa del gas (γ_g).
- Densidad relativa del agua (γ_w).
- Densidad relativa del aceite (γ_o , °API).
- Presión de burbuja (P_b).
- Temperatura del yacimiento (T_y).
- Relación de solubilidad (R_s).
- Factor de volumen del aceite (B_o).
- Factor de volumen del gas (B_g).
- Viscosidad del aceite (μ_o).
- Viscosidad del gas (μ_g).
- Factor de desviación del gas (z).
- Compresibilidad.

Las correlaciones más utilizadas para tener un mejor ajuste en las propiedades de los fluidos son:

- Lasater (R_s, P_b).
- Standing (R_s, P_b, B_o, z).
- Vasquez & Beggs (R_s, P_b, B_o).
- Glaso (R_s, P_b, B_o).
- Kartoatmodjo (R_s, B_o, μ_o).
- De Ghetto et al (R_s, μ_o).
- Petrosky-Farshad (R_s, μ_o).
- Beggs Robinson (μ_o).
- Chew & Connally (μ_o).
- Khan (μ_o).
- Hossain (μ_o).
- Lee et al (μ_g).
- Hall Yarbrough (μ_g, z).
- Robinson et al (z).

A continuación se muestran dos casos donde se afecta el comportamiento del sistema debido a la variación de las propiedades del fluido. En el primero se muestra el análisis de sensibilidad del porcentaje de agua (Figura 2.24), donde observamos que al incrementarse el porcentaje de agua, el efecto que genera es la disminución del gasto de producción y en el segundo se muestra el análisis de sensibilidad de la relación gas-aceite (Figura 2.25), donde observamos que al incrementar la relación gas-aceite, el efecto que genera al principio es el aumento del gasto de producción en hasta un punto donde en el efecto es inverso y disminuye continuamente el gasto.

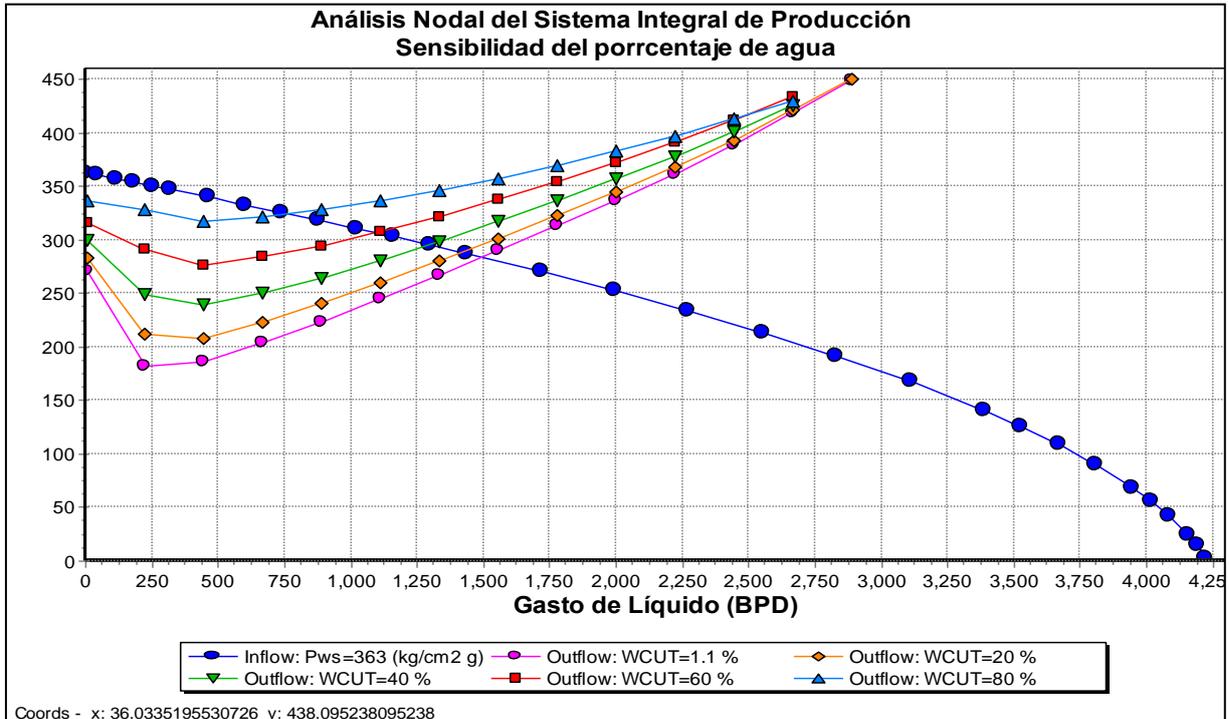


Figura 2.24.- Análisis Nodal (Sensibilidad del Porcentaje de Agua)

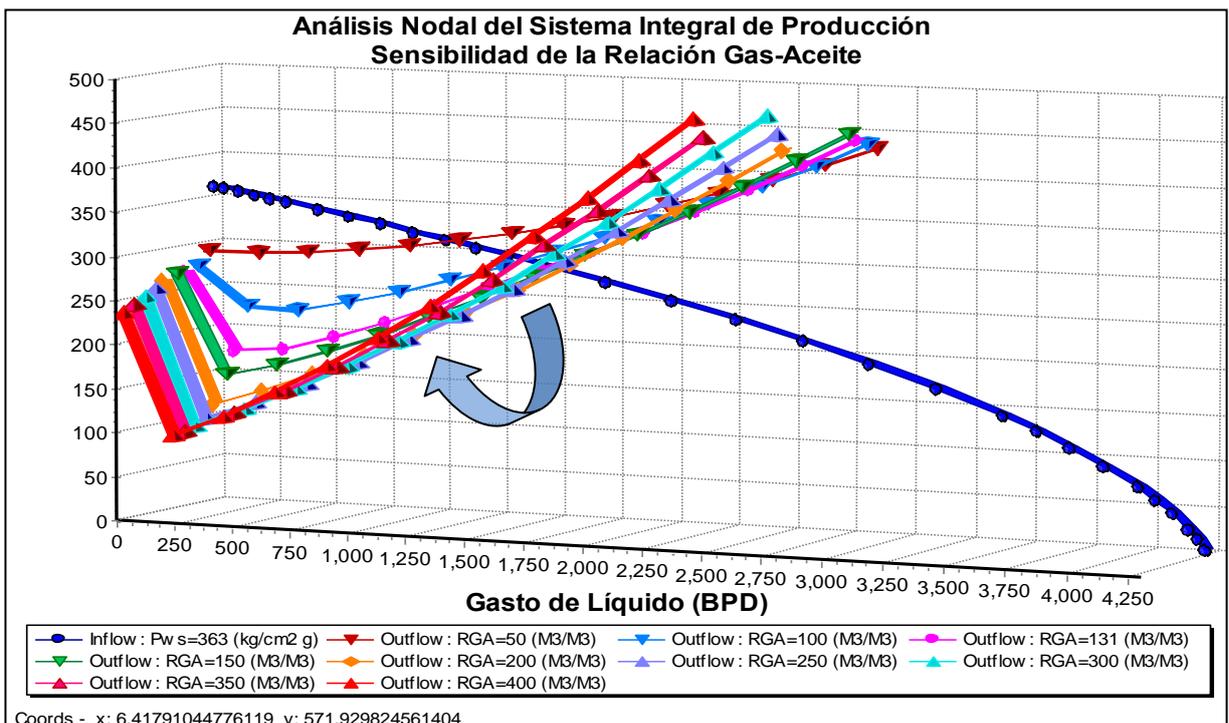


Figura 2.25.- Análisis Nodal (Sensibilidad de la Relación Gas-Aceite)

2.2.6 Aplicaciones del análisis nodal

El análisis nodal puede ser utilizado para analizar problemas en pozos fluyentes de aceite y de gas, así como en pozos con equipo de sistema artificial de producción y adicionalmente puede ser aplicado para analizar el comportamiento de pozos inyectores. Entre las aplicaciones principales se tienen:

1. Determinar el comportamiento de flujo para pozos de aceite y gas.
2. Identificar problemas y determinar componentes que limitan la producción del sistema.
3. Analizar, evaluar y diseñar los componentes del sistema integral de producción.
4. Analizar, evaluar y diseñar sistemas artificiales de producción.
5. Determinar el gasto de producción y el potencial del yacimiento.
6. Determinar las caídas de presión en cada uno de los componentes del sistema.
7. Optimizar el sistema integral de producción para pozos de aceite y gas.
8. Seleccionar el tamaño óptimo del aparejo de producción.
9. Seleccionar el diámetro óptimo del estrangulador.
10. Seleccionar el tamaño óptimo de la línea de descarga.
11. Analizar y evaluar la presión de separación.
12. Analizar, evaluar y/o diseñar la terminación del pozo.
13. Analizar y evaluar la densidad y penetración de los disparos.
14. Analizar y evaluar el daño a la formación.
15. Analizar y evaluar la estimulación de pozos.
16. Determinar el gasto de inyección óptimo en pozos con bombeo neumático.
17. Analizar en un sistema de red el comportamiento de varios pozos.
18. Analizar y evaluar el comportamiento del campo.
19. Análisis de sensibilidad de las propiedades del fluido y del yacimiento.
20. Análisis de sensibilidad de las características de los componentes.
21. Análisis y evaluación del efecto del abatimiento de la presión del yacimiento.

Uno de los resultados obtenidos a través del análisis nodal, es establecer cuando es la adecuada aplicación de un sistema artificial de producción, determinado bajo qué condiciones de flujo, el pozo dejara de producir naturalmente por el abatimiento de presión del yacimiento. Además por medio de análisis y evaluación de diversos escenarios bajo diferentes condiciones de operación, se determina con cuál de los sistemas artificiales de producción, se obtiene mayor gasto de producción y principalmente con cuál se incrementa el tiempo de vida en la explotación de los pozos.

El análisis nodal es un método muy flexible, el cual puede ser usado para mejorar el comportamiento de un solo pozo o varios pozos a través de un sistema de red, permite realizar el diseño y evaluar la aplicación e instalación de un sistema de bombeo neumático para obtener el mayor gasto de producción al distribuir eficientemente el volumen de gas por la red de BN y optimizar el gasto de gas de inyección para cada pozo. Adicionalmente se pueden identificar cuellos de botella, así como el impacto de integrar nuevos pozos y los efectos al realizar cambios en el diámetro del estrangulador y líneas de distribución. Con el análisis del sistema, se puede determinar en cuál de todos los componentes del sistema de producción se presentan las mayores caídas de presión, las cuales no dependen únicamente de los ritmos de flujo, sino también del tamaño y características de los componentes.

2.3 Integración total del análisis nodal

Entre los principales factores que disminuyen la producción de aceite y gas, se encuentran la declinación natural del yacimiento, alta complejidad, madurez y alteración severa de las condiciones de la formación, así como el incremento continuo de la producción de agua y el cambio constante en la composición y propiedades de los fluidos debido a la sobre explotación de los hidrocarburos a través del tiempo. Por lo que se requiere de un análisis continuo de los pozos a medida que se tenga monitoreo e información actualizada con el fin de mantener o incrementar la productividad de los pozos.

Para poder realizar el análisis nodal de todos los factores que intervienen en la productividad del pozo, se utiliza la técnica de análisis del sistema, la cual realiza la integración total del análisis nodal de cada una de las variables evaluadas a partir de proporcionar un rango en las características y propiedades de los componentes del sistema integral de producción. Las ventajas más importantes es que podemos evaluar pozos de aceite y gas, sistemas artificiales de producción, estimulación y fracturamiento, con diversas sensibilidades de variables de mayor impacto en la producción por ejemplo las propiedades de los fluidos, propiedades del yacimiento y condiciones de operación. En la **Tabla 2.2** se muestra las variables evaluadas y en la **Figura 2.26** se muestran los resultados del análisis del sistema con la sensibilidad de la P_{ws} y %W.

Tabla 2.2.- Rango de variables evaluadas en el Sistema Integral de Producción

P_{ws} (Kg/cm ²)	ϕ_{Est} (pg)	ϕ_{TP} (pg)	RGA (M ³ /M ³)	Agua (%)
363	0.25	2 3/8	131	1.1
325	0.5	2 7/8	250	30
300	0.75	3 1/2	400	60
275	1.00	4 1/2		90
250	1.25			
225	1.50			

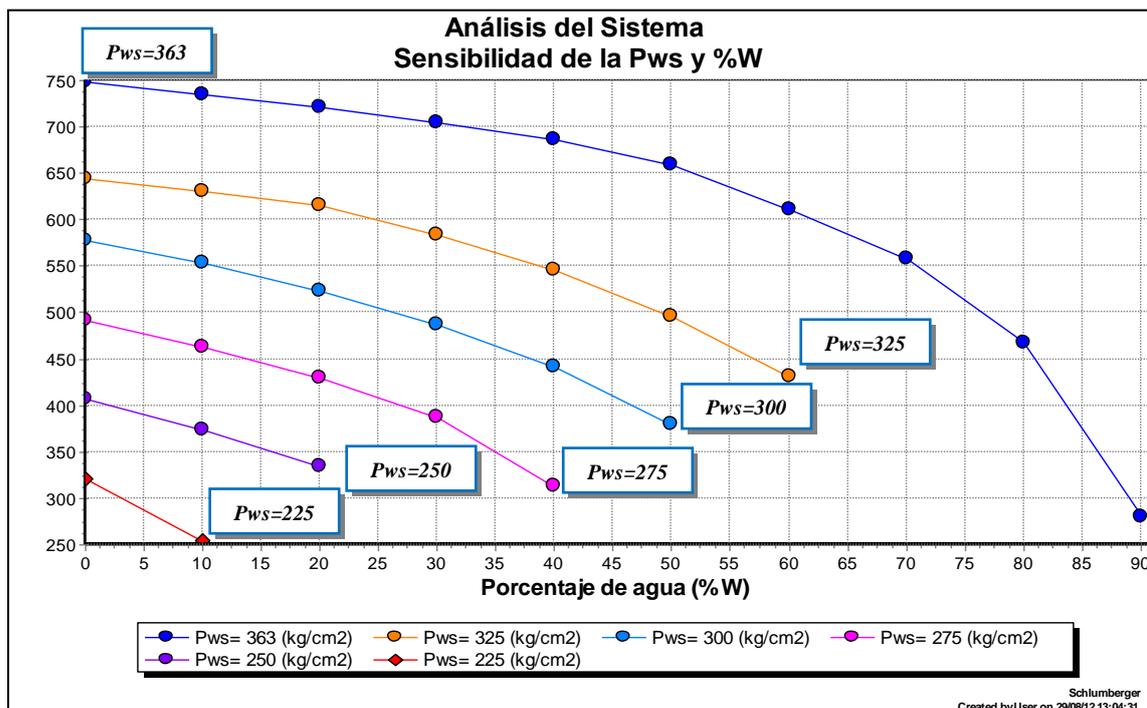


Figura 2.26.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de P_{ws} y %W)

Cada punto representa un análisis nodal, en la gráfica anterior podemos observar el efecto del abatimiento de la presión del yacimiento y el incremento en el porcentaje de agua, obteniendo una idea de las condiciones a las que el pozo dejara de fluir y cuando es conveniente la aplicación de un sistema artificial de producción. Otros ejemplos del análisis del sistema se muestran en la **Figura 2.27**, en la cual analizamos el efecto en el incremento de la relación gas-aceite y en la **Figura 2.28** evaluamos el efecto del daño y el diámetro del estrangulador.

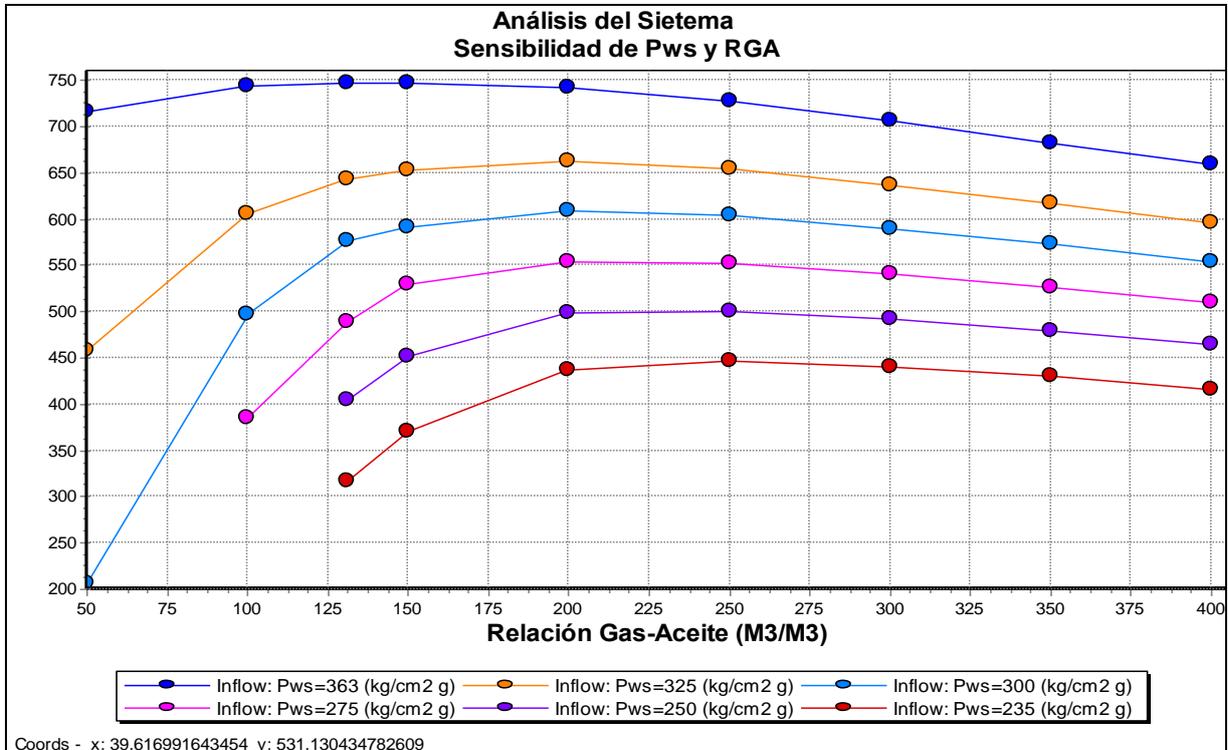


Figura 2.27.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de P_{ws} y RGA)

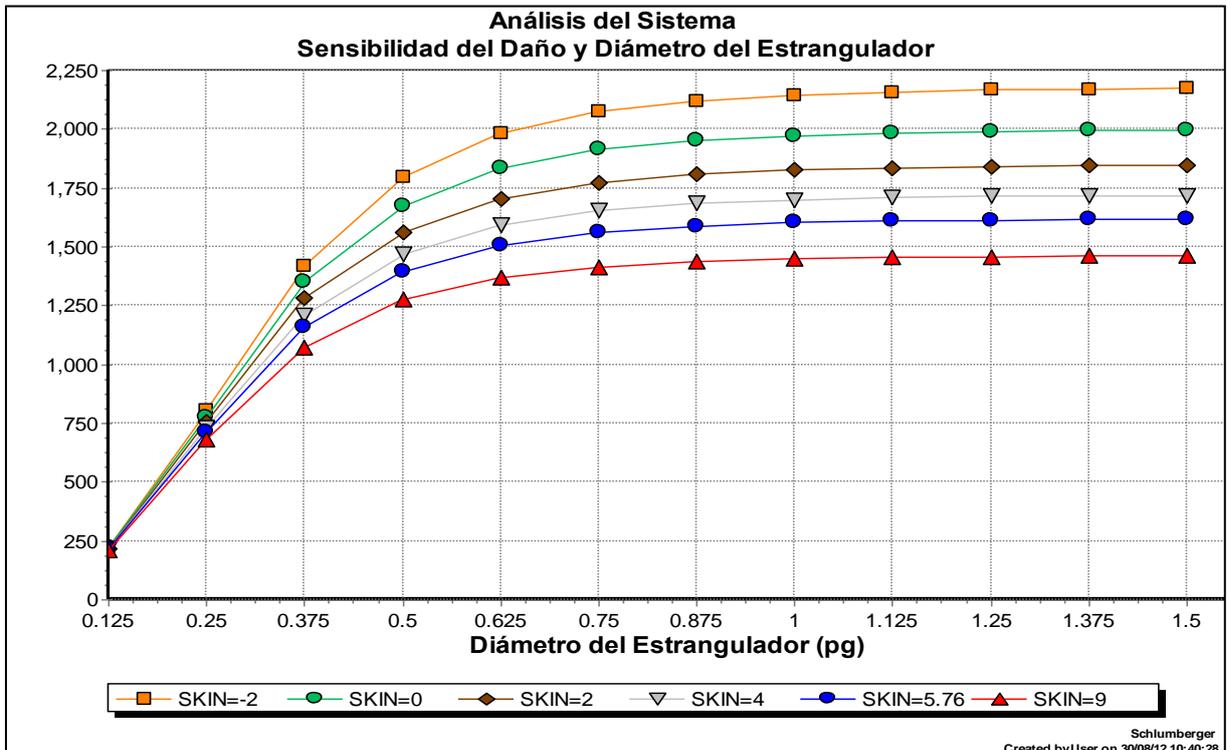


Figura 2.28.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de Daño y ϕ_{Est})

Al igual que en la gráfica anterior, resulta muy práctico realizar el análisis del sistema para ver el efecto que tienen el diámetro de aparejo de producción y el diámetro del estrangulador como se muestra en la **Figura 2.29**.

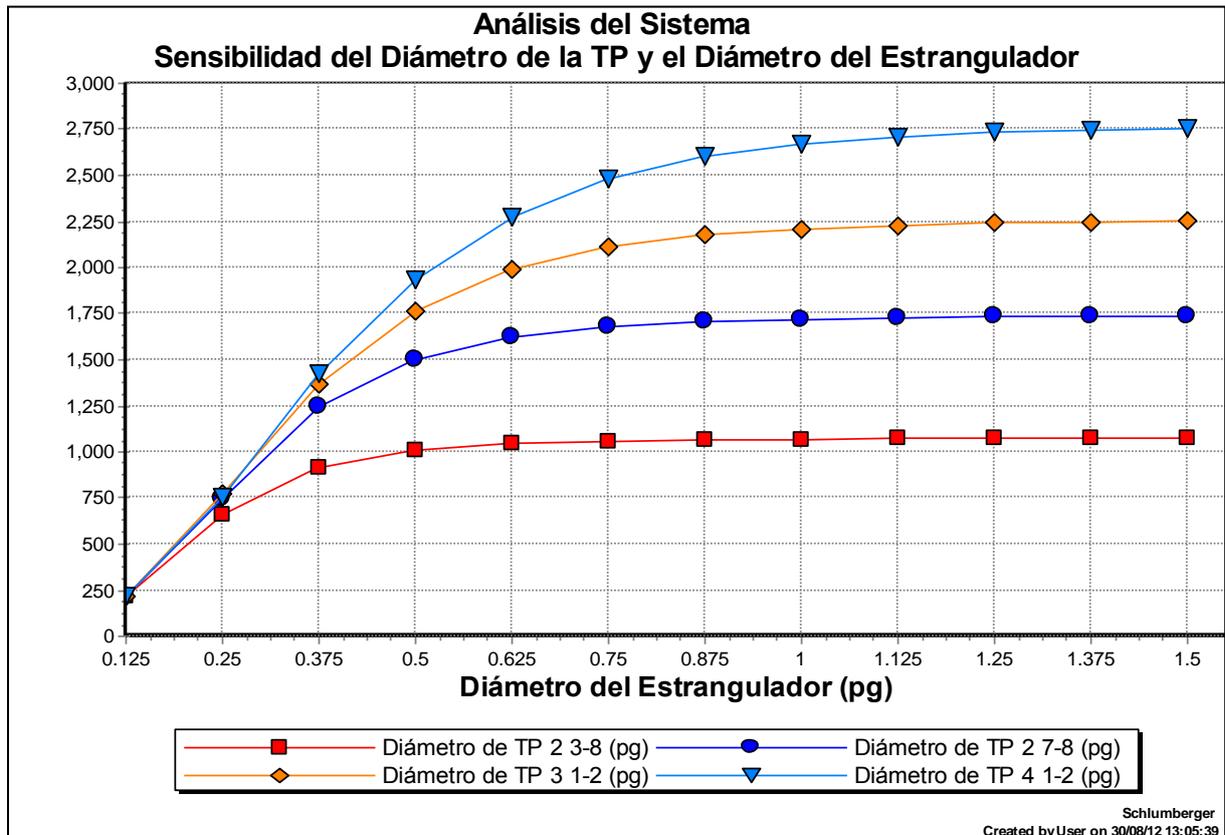


Figura 2.29.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de ϕ_{TP} y ϕ_{Est})

Por medio del análisis del sistema podemos obtener:

- Presión a la salida para un gasto establecido.
- Presión a la entrada para un gasto establecido.
- Sensibilidad de cualquier componente del sistema integral de producción.

Adicionalmente, se realizan pruebas de sensibilidad en:

- Un solo componente.
- Diversas propiedades y características que cambian con el mismo tiempo.
- Permutación de propiedades y características de cada componente.
- Combinaciones de diversos componentes.

Una de las combinaciones que se realiza a partir del análisis del sistema, es la evaluación del comportamiento de la presión de fondo fluyendo y presión en la cabeza del pozo, así como el gasto de producción, a través de la sensibilidad del diámetro de estrangulador como se muestra en la **Figura 2.30**. En esta gráfica se observa que a medida que el diámetro se incrementa, la presión de fondo fluyendo y la presión en la cabeza del pozo disminuyen hasta el diámetro de 7/8 pg, donde el comportamiento de las curvas se hace asintótico. También podemos observar que al continuar aumentando el diámetro de estrangulador, el incremento en el gasto no es significativo, ya que la presión de la cabeza del pozo tiende a igualarse con la presión del separador.

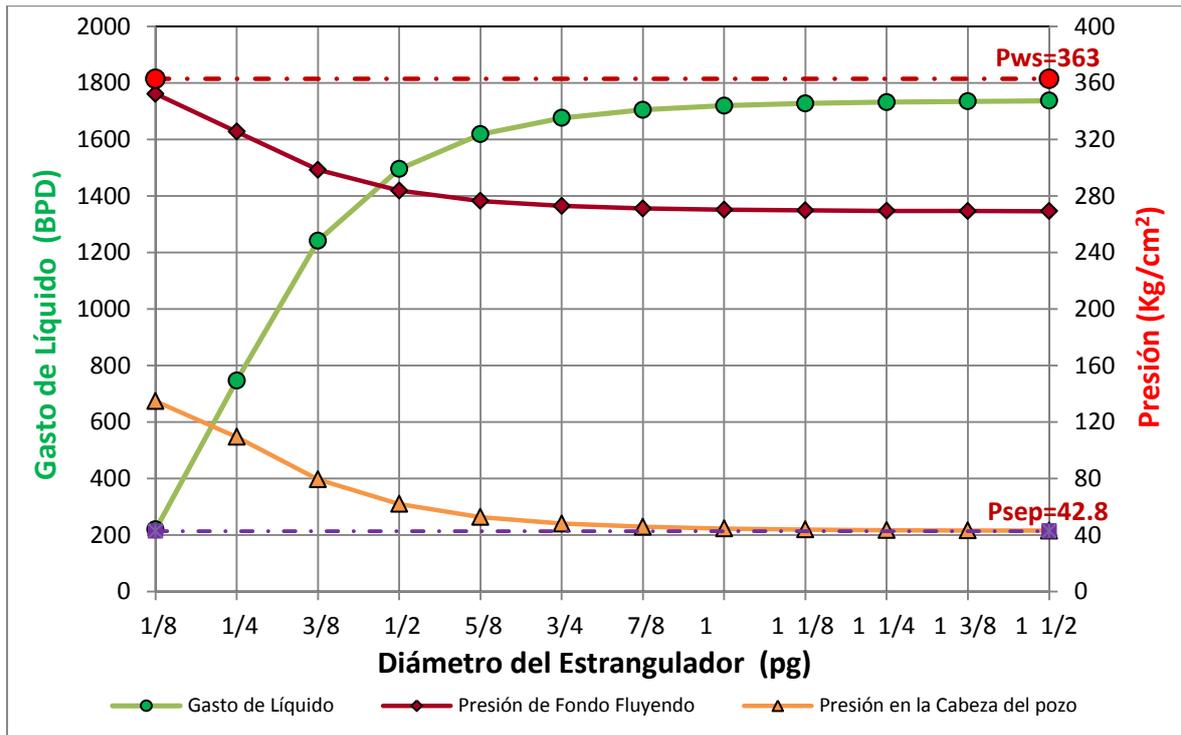


Figura 2.30.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de ϕ_{Est})

Por medio del análisis del sistema podemos observar el efecto que genera incrementar el diámetro del estrangulador en el gasto de producción y la presión en la cabeza del pozo para diferentes porcentajes de agua como se muestra en la **Figura 2.31**. Podemos observar cómo es que las curvas de la presión en la cabeza disminuyen conforme aumenta el porcentaje de agua y el diámetro del estrangulador.

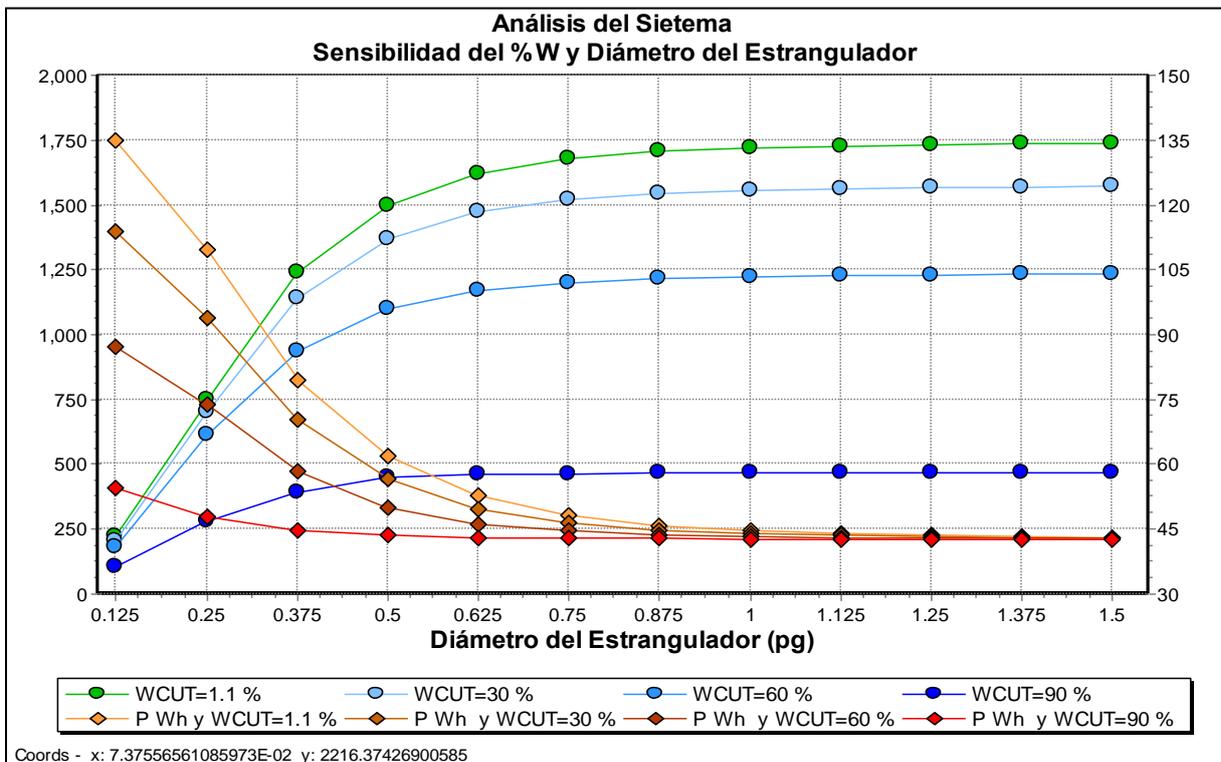


Figura 2.31.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de %w y ϕ_{Est})

2.4 Optimización de Sistema Integral del Producción

El objetivo de la optimización del sistema integral de producción es buscar la mejor manera de analizar y evaluar cada uno de sus componentes, realizando actividades y trabajos con mayor rapidez de manera programada y planificada, para identificar parámetros y variables que afectan e intervienen en el proceso de producción, con el fin de realizar propuestas de intervención y ejecutar soluciones a los problemas de producción de manera rápida, sencilla y con mayor eficiencia, obteniendo así, el mejor resultado posible al maximizar la producción al menor costo de inversión.

La optimización del sistema integral de producción depende principalmente de conocer los conceptos básicos del comportamiento del yacimiento y de comprender el comportamiento multifásico de los fluidos, así como de entender la aplicación del análisis nodal para determinar los problemas relacionados con la producción, al analizar los diferentes componentes que lo constituyen. Una apropiada optimización, proporciona los medios necesarios para realizar un adecuado manejo y control de los pozos de un campo. El propósito ahora, es que el ingeniero de producción pueda optimizar cualquier sistema complejo de producción, mediante la selección de la combinación adecuada de características de cada componente, que proporcionen el máximogasto de producción al menor costo.

El procedimiento para la búsqueda, identificación de las causas y diagnóstico de los problemas, debe englobar todo el sistema integral de producción e incluir la interrelación de las caídas de presión que ocurren en el Yacimiento, Pozo e Instalaciones Superficiales. Para identificar las condiciones y problemas operacionales que afectan negativamente al sistema de producción, el primer paso es analizar el yacimiento, terminación del pozo, flujo por la tubería de producción, cabeza del pozo, sistema artificial de producción, tuberías de descarga, redes de recolección, sistemas de separación y tratamiento, hasta la entrega del aceite y gas en los puntos de venta y centros de procesamiento (refinería y petroquímica), con el fin de obtener posibles soluciones a los problemas que se presenten durante el transporte de los fluidos. Para analizar y evaluar cada uno de los componentes, se utilizará el análisis nodal y análisis del sistema como herramientas.

Para la técnica de análisis nodal, la selección de un nodo solución en pozos fluyentes o inyector es importante ya que a pesar de que la misma no modifica, obviamente, la capacidad de producción del sistema, si interviene en la visualización gráfica de los resultados. El nodo solución debe colocarse justamente antes o después del componente que se desea evaluar al modificar alguna variable; esto es, que su análisis muestre de la mejor manera posible la respuesta del sistema a las condiciones operación, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en la cabeza del pozo o en el separador que en el fondo del pozo.

Una de las aplicaciones del análisis del sistema, es que permite comparar y evaluar los componentes físicos del sistema tales como: pozo con flujo natural de aceite y gas, pozo con sistema artificial de producción, estranguladores (fondo y superficie), redes de recolección, sistemas de separación y bombeo, etc., con el fin de identificar los componentes que limitan la capacidad de producción del sistema y optimizar sus componentes al eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en superficie como en el subsuelo. Para ello es necesario realizar múltiples sensibilidades con diferentes valores en las variables de mayor impacto que intervienen en el proceso de producción y cuantificar el efecto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema. La técnica puede usarse para optimizar la terminación del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente.

Una vez analizando y evaluado cada uno de los componentes, se identifican las causa, parámetros y variables que afectan e intervienen en el proceso de producción por medio del análisis nodal y el análisis del sistema, obteniendo así un diagnóstico detallado de los principales problemas que afectan el proceso de producción. Posteriormente se realizan las propuestas de intervención que permitan solucionar estos problemas y evalúan alternativas para incrementar el gasto de producción tales como:

1. Disminuir la presión de separación.
2. Cambiar la línea de descarga o instalar una adicional.
3. Ampliar el diámetro del estrangulador superficial.
4. Eliminar o cambiar válvulas o conexiones inapropiadas.
5. Colocar separadores a boca de pozo. En este caso se pueden analizar dos opciones:
 - a) Separar con la presión necesaria para transportar el aceite hasta la central de recolección.
 - b) Separar a baja presión y bombear el aceite hasta la central de recolección.
6. Cambiar la tubería de producción.
7. Instalar estrangulador de fondo.
8. Instalar sarta de velocidad.
9. Producción del pozo por espacio anular, TP y espacio anular.
10. Limpieza, estimulación y fracturamiento.
11. Cambio en las condiciones de operación.
12. Diseño, evaluación y selección de sistemas artificiales de producción.

Las principal ventaja del análisis nodal y del análisis del sistema, es que es de gran utilidad en el estudio del comportamiento de los sistemas de producción, dado que permite analizar cada uno de los componentes, sin perder de vista que cada uno de éstos forma parte de un todo, y que la modificación de uno, afectará al comportamiento de los otros. De igual forma podemos determinar la caída de presión en cada uno de los componentes, variando el gasto en la ecuación o correlación de flujo multifásico que se considere más adecuada la cual dependerá de las características de los fluidos.

Al analizar el sistema integral de producción aplicando la técnica de análisis nodal, es conveniente elaborar una tabla en la que se indique las pérdidas de presión para cada componente, estas pérdidas de presión se obtienen al calcular el Δp entre dos componentes seleccionados del sistema, posteriormente esta se suma o resta a la presión de salida o entrada hasta llegar al nodo solución seleccionado. Adicionalmente se puede determinar el gasto producción de un pozo de aceite o gas, considerando la geometría del pozo y las limitaciones de la terminación a las condiciones de operación, así como determinar las condiciones de flujo a las que un pozo se abatirá y con el fin de evaluar la instalación de un sistema artificial de producción.

Finalmente se determina la combinación de componentes que maximice la producción con las menores caídas de presión y se seleccionan las alternativas que incremente la producción, los resultados permitirán al ingeniero de producción obtener un soporte técnico para plantear una alternativa de solución y mediante un análisis económico, justificar su rentabilidad y posterior ejecución. La optimización del sistema integral de producción debe realizarse continuamente para la identificación de nuevos problemas y en la aplicación de nuevas tecnologías.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

3.1 Metodología de análisis y optimización del sistema integral de producción

La materia prima con la que trabaja un ingeniero de producción para el análisis de un pozo; es básicamente la información disponible del campo y sus pozos vecinos, por ejemplo: Propiedades de los fluidos, comportamiento del flujo en el yacimiento, comportamiento de flujo multifásico en la tubería de producción, comportamiento de flujo en el estrangulador, línea de descarga e instalaciones superficiales.

El ingeniero recopila, valida e integra toda la información para su posterior análisis de manera integral, lo cual le permite entender y determinar con mayor facilidad y rapidez el comportamiento de un pozo fluente dentro de un Sistema Integral de Producción. Si el comportamiento del yacimiento y el comportamiento de la curva de capacidad de transporte son representativos de las condiciones de operación, cualquier anomalía en el pozo puede ser detectada; así mismo al evaluar las condiciones mecánicas es posible diagnosticar los problemas más frecuentes en la producción.

Con base a lo anterior, se desarrolla la Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción que permite mejorar el flujo de trabajo para tomar decisiones de manera rápida y oportuna en la optimización y reactivación de pozos. Esta metodología es propuesta por un grupo multidisciplinario de especialistas a partir de la experiencia adquirida, por muchos años, en las áreas de yacimientos, productividad de pozos, sistemas artificiales de producción e instalaciones superficiales, cuyo objetivo es analizar, clasificar, seleccionar, evaluar y jerarquizar la ejecución de las propuestas de intervención que permitan incrementar la productividad de los pozos, enfocado en obtener un estudio técnico-económico detallado de los pozos. En la **Figura 3.1** se muestran las fases que componen esta metodología.

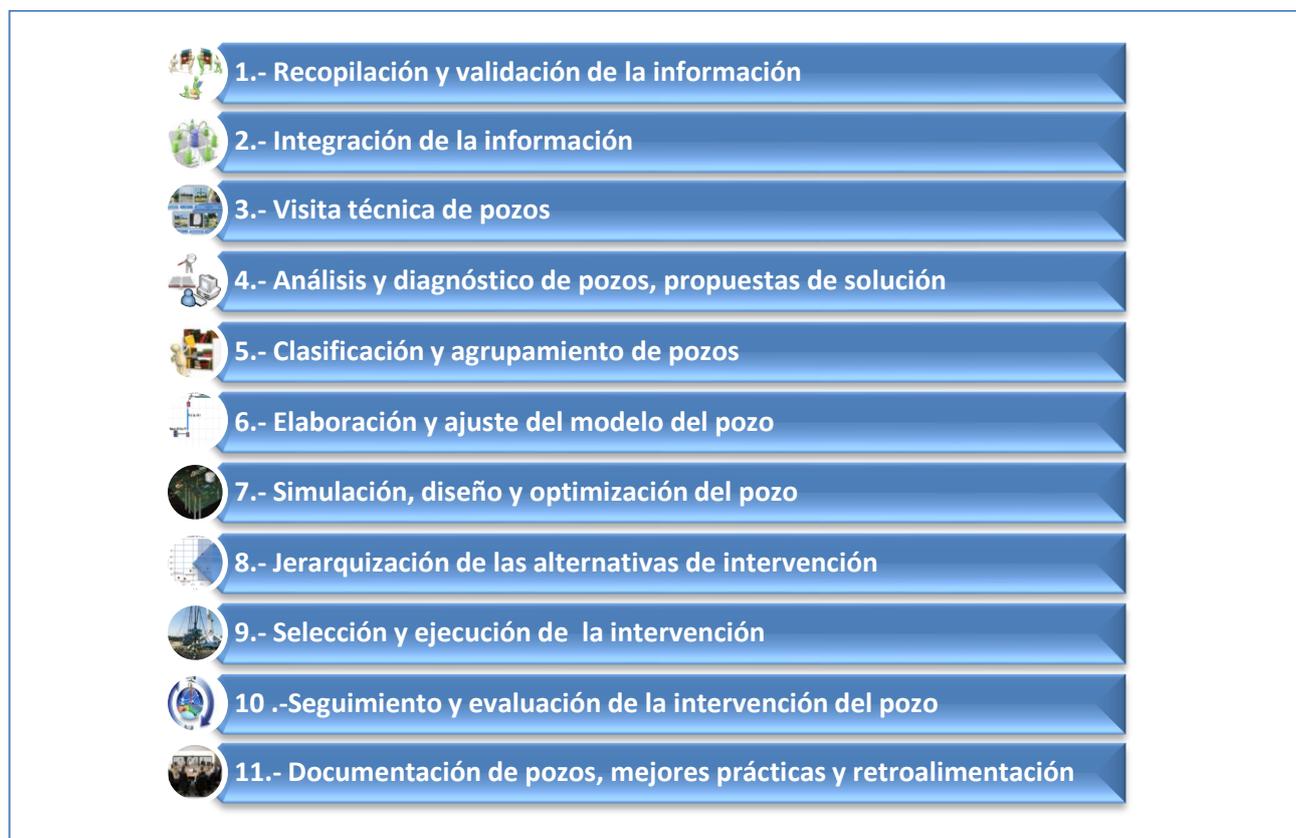


Figura 3.1.- Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción

Normalmente en el estudio técnico de pozos, se dedica una gran parte del tiempo a la búsqueda y recopilación de la información, al manejo y proceso de los datos, así como en la realización de trabajos individuales para pozos de distintas características y propiedades, terminados en formaciones totalmente diferentes, lo que se traduce en un mayor tiempo de análisis de los pozos. La recomendación propuesta en esta metodología, es realizar un estudio técnico-económico a un conjunto de pozos con características semejantes dentro de la misma formación o yacimiento.

3.2 Desarrollo y aplicación de la metodología

A continuación se describe el desarrollo de las fases de la Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción empleado en la Región Sur, adicionalmente se muestra la aplicación técnica con ejemplos en el análisis de pozos del campo RB del AICP.

3.2.1 Recopilación y validación de la información

En la primera fase de la metodología para el análisis y optimización del Sistema Integral de Producción, se realiza la recopilación y validación de la información técnica referente al pozo en estudio, yacimiento y pozos vecinos. En esta fase es vital conocer en qué condiciones produce un pozo, para realizar una base de usuario y/o estudio técnico-económico. En la **Tabla 3.1** se menciona la principal información que debe ser usada para obtener un análisis completo de las condiciones actuales del yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, esta información debe ser revisada cuidadosamente.

Tabla 3.1.- Recopilación y validación de la información

	Información	Revisión
Pozo 	Localización.	Coordenadas UTM
	Estado mecánico.	Geometría y distribución del aparejo de producción.
	Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado.	Datos de presión y temperatura.
	Pruebas de presión del pozo.	Área de drene y capacidad de flujo.
	Historia de producción y registros de producción.	Producción de aceite gas y agua, RGA.
	Historia de problemas de cierre del pozo.	Motivos de cierre.
	Historia de las actividades de perforación y terminación.	Numero de etapas, cementación, volumen de pérdida de lodo y gasificación.
	Historia de intervenciones y reparaciones al pozo.	Reparación mayor, menor, estimulación y limpiezas.
	Tipo de terminación y pistola disparada.	Agujero de descubierto, cementado o Linner ranurado, diámetro de pistola.
	Hermeticidad e intervalos del pozo.	Intervalos productores.
	Condiciones operativas.	Diámetro de estrangulador.
Caracterización del Fluido	Análisis de laboratorio.	Análisis PVT, caracterización de aceite y cromatografía del gas, análisis Stiff
Yacimiento	Composición litológica de la formación.	Calizas, dolomías arenas y arcillas
	Parámetros petrofísicos de la formación.	Permeabilidad, porosidad, conductividad, saturaciones
	Registros geofísicos.	Intervalos con posibilidad.
	Bases de usuario.	Información detallada para las operaciones.
	Historia del campo y pozos vecinos.	Comportamiento de pozos vecinos.
Superficie	Instalaciones superficiales.	Cabezal de recolección y batería de separación.

Básicamente se efectúa la revisión y validación de toda la información obtenida para su posterior integración, la cual permitirá contar con elementos suficientes para obtener un diagnóstico e identificar con precisión los problemas que causan la baja productividad de los pozos y así clasificar y agrupar los pozos con características similares. De esta manera se logra diseñar las intervenciones o tratamientos más recomendables que permitan optimizar las condiciones de producción. Una lista detallada de la información general requerida para el análisis de pozos se muestra en la **Tabla 3.2** y **Tabla 3.3**

Tabla 3.2.- Información general para el análisis de pozos

Lista de Información	Disponible		Comentarios
	SI	NO	
Localizaciones			
Plano de localización (coordenadas UTM)			
Fotográfica de localización y condiciones superficiales			
Perforación y Terminación			
Reportes de Siop de Perforación			
Reportes de Siop de Terminación			
Rotenco			
Estados Mecánicos			
Estado Mecánico del Pozo			
Registro de desviación (Survey)			
Histórico de Intervenciones			
Reparaciones menores y mayores			
Pruebas de Inyección, Estimulaciones, Inducciones, etc.			
Productos y Volúmenes utilizados			
Gráficas de los Tratamientos realizados			
Resultados Obtenidos			
Información de Producción			
Histórico de Producción			
Aforos y/o Mediciones			
Tarjetas Amarillas (Registro de movimientos)			
Registros de Producción			
Registros de Presión Fondo (Fluyente y Cerrado)			
Pruebas de Presión-Producción (Incremento-Decremento)			
Histórico de Ecómetros			
Registros PLT y Spectrascan			
Condiciones Operativas			
Histórico de condiciones de operación (Pth, Ple etc.)			
Gráficas de registrador de flujo o sensor en cabeza			

Tabla 3.3.- Continuación de la información general para el análisis de pozos

Información de laboratorio			
Histórico de reporte de laboratorio			
Caracterización de aceite			
Cromatografía de gas (pozos, red BN)			
Análisis-Stiff			
PVT			
Envolvente de asfáltenos			
Prueba de compatibilidad			
Información del Área de Petrofísica			
Secciones estructurales			
Secciones estratigráficas			
Registros Geofísicos			
Propiedades Petrofísica de núcleos o muestras de canal			
Evaluaciones Petrofísicas en PDS, CGM y formato LAS			
Información del Área de Geología			
Plano de ubicación de los pozos			
Isopacas – Espesores			
Plano estructural			
Facies			
Ambientes sedimentarios			
Núcleos			
Cimas oficiales			
Formación			
Información del Área de Mineralogía			
Estudios mineralógicos			
Información del Área de Geomecánica			
Gradiente de Fractura			
Módulo de Elasticidad-Young			
Relación de Poisson			
Instalaciones Superficiales			
Cabezales			
Líneas de descarga y transporte			
Condiciones de separación			
Condiciones de Red de BN			
Información de Pozos Vecinos			
Histórico de producción			
Correlaciones estratigráficas			
Modelos			
Base de datos OFM			
Modelos de pozos o redes			

Aplicación técnica.- Los pozos estudiados pertenecen al campo campo RB ubicado a 7 Km al SW de la ciudad de Agua Dulce, Veracruz y a 25.4 Km al SE de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, este campo pertenece a la Cuenca Salina del Istmo, dentro de la Provincia Geológica Cuencas Terciarias del Sureste y esta adscrito al Activo Integral Cinco Presidentes. En la **Figura 3.2** se muestra en el plano de localización del Campo RB.

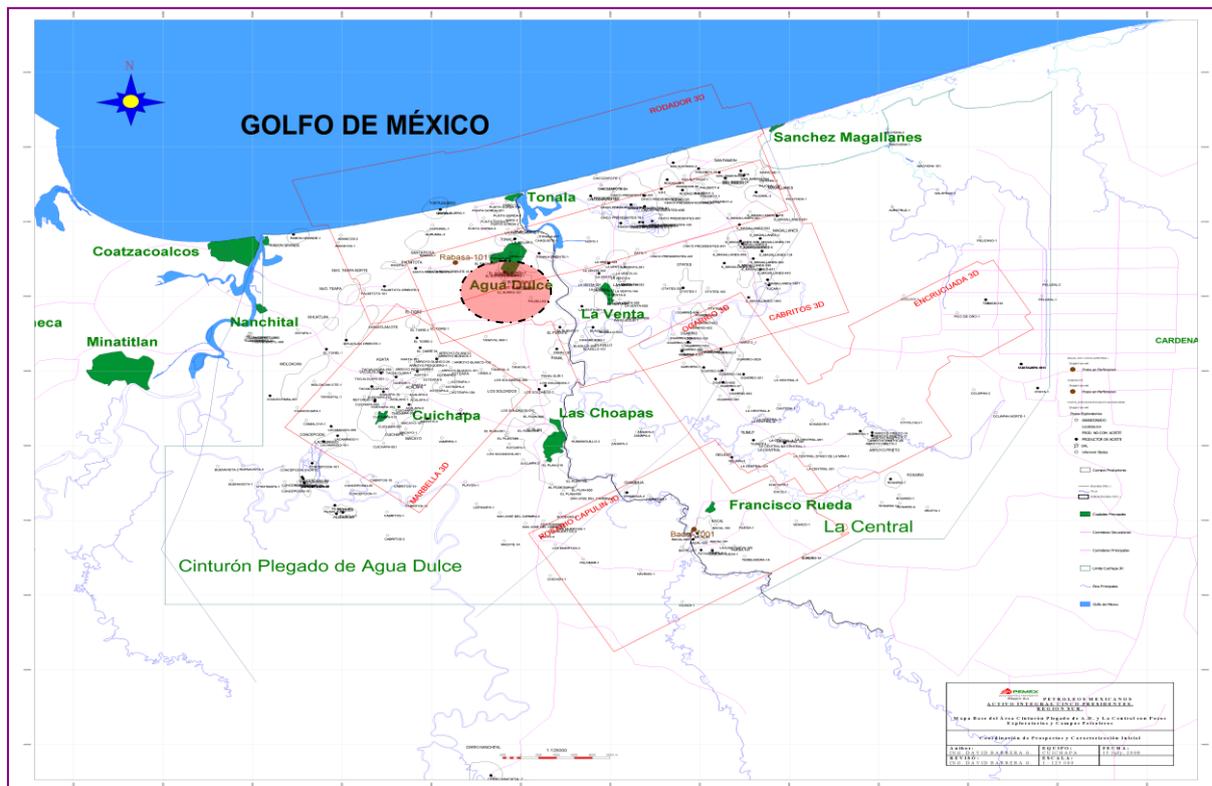


Figura 3.2.- Mapa de Localización del campo RB

Se descubrió con el pozo exploratorio RB 1 en el año de 1975, el cual fue cerrado por accidente mecánico y posteriormente se desarrolló el campo con el pozo RB 101, el cual fue perforado del 26 de abril al 12 de agosto de 2008 y fue terminado del 12 de agosto al 1° de octubre de 2008 a una profundidad total de 4600 m. Durante la etapa de terminación el 23 de agosto se disparó el **intervalo 3218-3243 md (arena AMI-30)** utilizando pistolas TCP de 4 ½”, fase 72 de 17 cargas por metro y se abrió a producción aportando aceite y gas, se cerró y tomó registro de presión de fondo cerrado registrando una presión de fondo estática de 469 kg/cm² y una temperatura de 89 °C @ una profundidad de 3200 m. del 28 de agosto al 7 de septiembre de 2008 se efectuó un prueba de presión-producción donde se obtuvo un Q_o= 1342 bpd, Q_g= 0.86 mmpcd, RGA= 109 m³/m³, %W=8 y P_{tp}= 101 kg/cm² por 20/64”, este intervalo fue aislado por pescado, el 1 de octubre de 2008 se dispararon **2586-2612 y 2620-2627 m (arena AMM-20)** utilizando pistolas TCP de 4 ½”, fase 72 de 17 cargas por metro, quedando fluyente con un Q_o= 1572 bpd, Q_g= 1.36 mmpcd, RGA= 154 m³/m³, %W=16 y P_{tp}= 133 kg/cm² por 24/64”, el pozo operó noviembre del 2010, fecha en que cerró por invasión de agua salada.

Actualmente se han perforado un total de 24 pozos de los cuales 21 pozos fluyentes y 4 permanecen cerrados (3 por abatimiento de presión RB 121, RB 122, RB 126 y 1 por invasión de agua RB 101). El campo cuenta con dos arenas productoras, la Arena AMM-20 con espesores de 7 a 20 m, y profundidades del orden de los 2600-2800 m, como se muestra en la **Figura 3.3** y la Arena AMI-30 con espesores que varían de 31 a 34 m y profundidades del orden de los 3200-3400 m, como se muestra en la **Figura 3.4**.

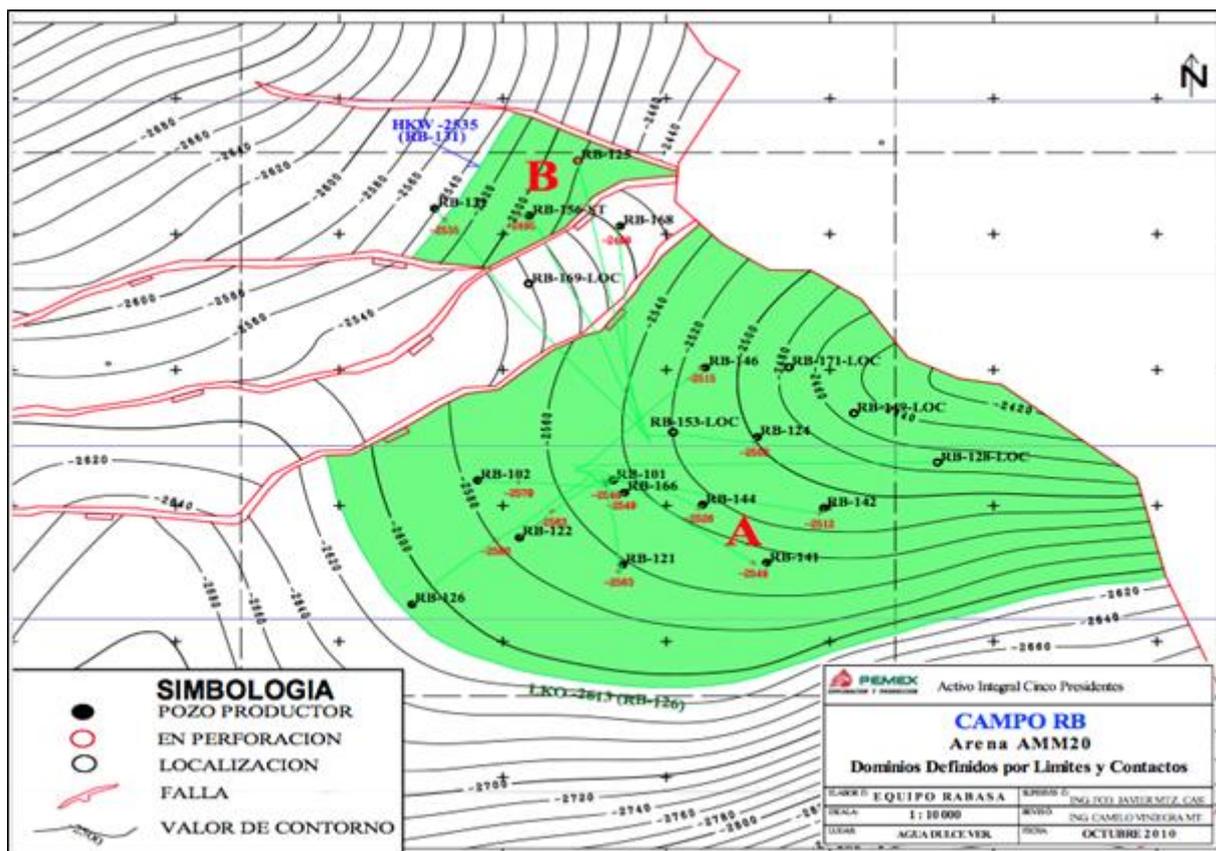


Figura 3.3.- Campo RB Arena AMM-20

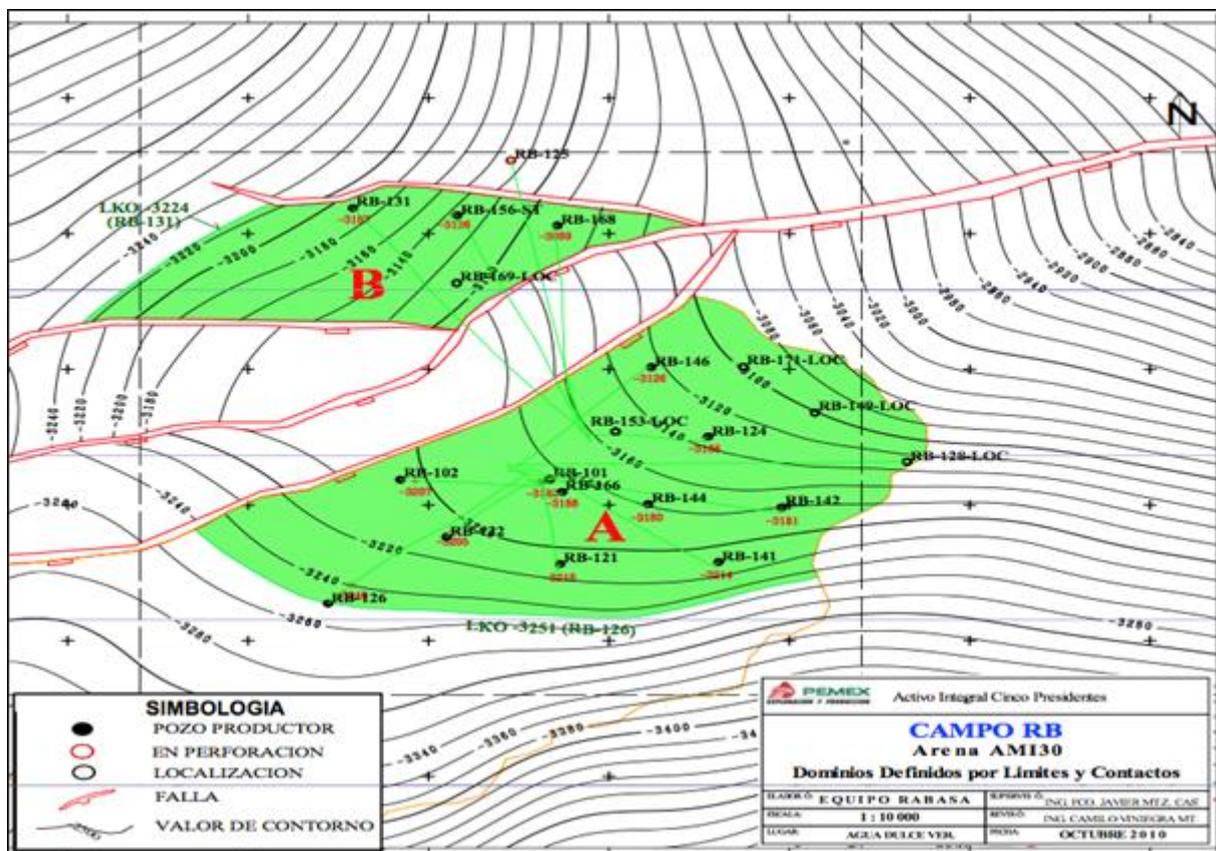


Figura 3.4.- Campo RB Arena AMI-30

La integración de la información permite mayor eficiencia en el manejo, procesamiento e interpretación de los datos, su objetivo principal es conocer de manera general las condiciones de producción y operación del pozo en estudio, así como las características y propiedades del yacimiento para el análisis y diagnóstico de los problemas más frecuentes en los pozos, a fin de tomar acciones y proponer soluciones que permitan incrementar la producción.

Aplicación técnica.- A partir de la información obtenida del estado mecánico de los pozos, se realiza una diagramática del Campo RB considerando las condiciones de producción bajo los dos casos de operación. En el primer caso se tienen los pozos que fluyen al cabezal de baja presión con una presión en la línea de descarga (P_{LD}) del orden de los 10 km/cm² y en el segundo caso se tienen los pozos que fluyen al cabezal de alta presión con P_{LD} del orden de los 45 Kg/cm², con el fin de identificar pozos de correlación y posibles aéreas de oportunidad que permitan incrementar la producción del campo. En la **Figura 3.5** se muestra la diagramática de los pozos analizados del campo RB.

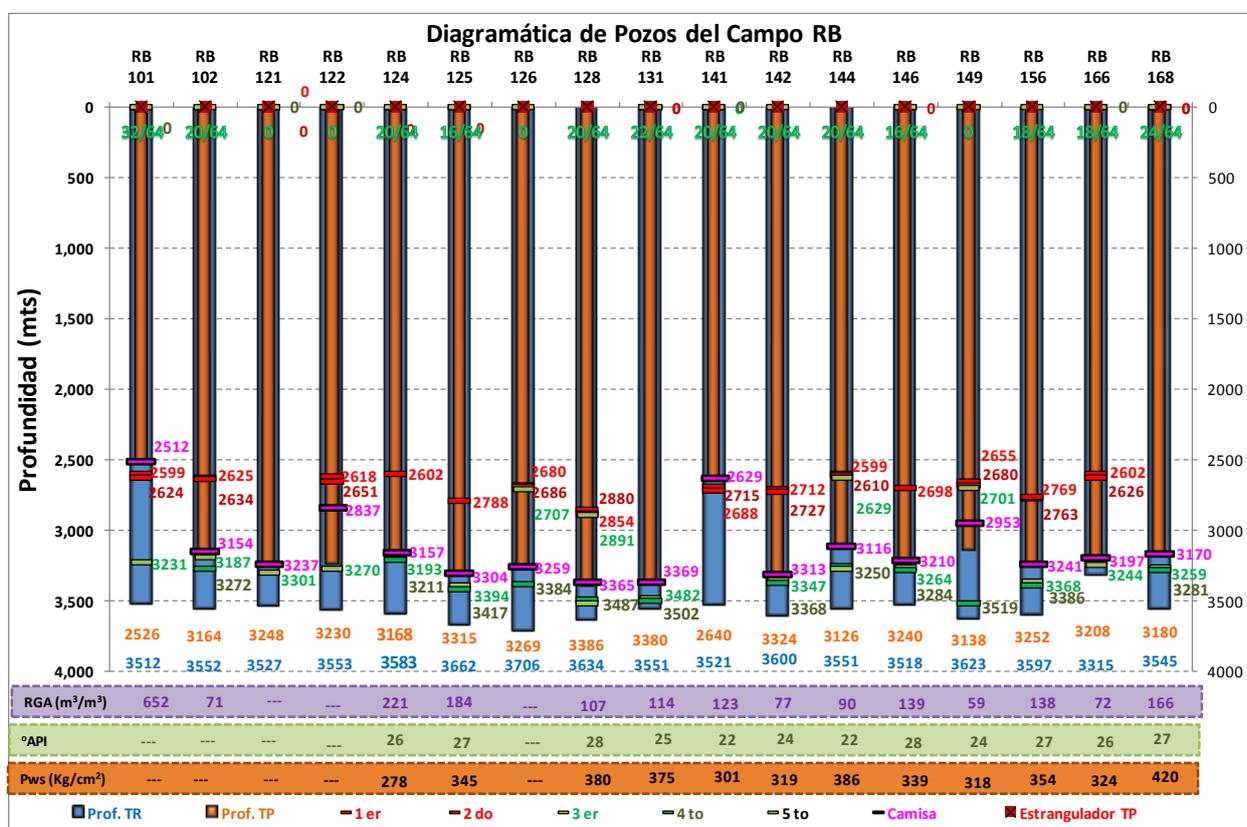


Figura 3.5.- Diagramática de Pozos del Campo RB

Es importante realizar el análisis a un conjunto de pozos con características y propiedades similares, así como con un mismo comportamiento de producción, ya que si alguno de estos pozos difiere del comportamiento normal, el pozo en cuestión es candidato a una investigación más detallada, permitiendo correlacionar su información con la de pozos vecinos. En la **Tabla 3.5** se presenta un resumen de las condiciones de operación y producción de los pozos del campo RB entre las que se tienen: nombre del pozo y tipo de flujo, cabezal de alta presión o de baja presión, sistema de operación del pozo, localización de macropera (MP RB 101 y MP RB 131), bloque, °API y datos de producción para la elaboración y ajuste del modelo de flujo multifásico del pozo. El gasto de aceite, gas y agua, relación gas-aceite, presión en la cabeza y presión en la línea de descarga se obtiene por medio de medición multifásica realizada al pozo, posteriormente se busca una fecha para el ajuste del modelo del pozo, al combinar esta información con los registros de presión de fondo cerrado y fluyendo más recientes que se tengan.

Tabla 3.5.- Condiciones de operación y producción del campo

RESUMEN GENERAL CAMPO RABASA																	
Mediciones (aforos y tarjetas)									Aceite (BPD)								
Pozo/Flujo	Cabezal	Sistema	Macropera	NMD	ARENA	Bloque	° API	Fecha ajuste	Bruto	Neto	Agua	EST	GF	RGA	Pwh	PLD	% W
RB 124 TP	BP	Fluyente	MP-131	3201.5	AMI-30	A	25.9	23-Dic-10	415	403	12	20/64	0.500	221.0	44	7	3.03
RB 124 TR	AP	Fluyente	MP-131	2601.5	AMM-20	A	24.2	30-Jul-10	742	742	0	20/64	0.750	180	87	45	0
RB 125 TP	AP	Fluyente	MP-131	3406.5	AMI-30	E	27.2	17-Mar-11	756	748	8	16/64	0.551	131	110	42.8	1.1
RB 125 TR	AP	Fluyente	MP-131	2787.5	AMM-20	B	19.0	07-Dic-10	919	918	1	16/64	0.716	139	128	48.9	0.1
RB 128 TP	BP	Fluyente	MP-101	3500.5	AMI-30	A	28.4	30-Nov-10	400	398	2	20/64	0.213	106.9	35	10.6	0.5
RB 128 TR	BP	Fluyente	MP-101	2871.0	AMM-20	A	25.8	30-Nov-10	1175	1163	12	20/64	0.626	94.0	78	10.9	1.02
RB 131 TP	AP	Fluyente	MP-131	3482.0	AMI-30	B	25.2	05-Dic-10	1294	1294	0	22/64	0.828	113.9	90	46.7	0
RB 141 TP	BP	Fluyente	MP-101	2700.0	AMM-20	A	22.4	27-Nov-10	810	772	38	20/64	0.313	122.6	70	9.2	3.9506
RB 142 TP	BP	Fluyente	MP-101	3358.5	AMI-30	A	23.9	20-Nov-10	280	278	2	20/64	0.120	76.8	30	4.7	0.7143
RB 142 TR	AP	Fluyente	MP-101	2719.5	AMM-20	A	25.4	29-Nov-10	777	752	25	20/64	0.625	148	83	44.6	3.2175
RB 144 TP	BP	Fluyente	MP-101	3257.5	AMI-30	A	22.0	04-Abr-10	428	428	0	20/64	0.266	90.0	32	7	0
RB 144 TR	AP	Fluyente	MP-101	2617.0	AMM-20	A	21.9	05-Dic-10	703	689	14	22/64	0.324	83.7	68	10.1	2
RB 146 TP	BP	Fluyente	MP-101	3273.0	AMI-30	A	27.5	29-Nov-10	326	324	2	16/64	0.253	139.0	61	45.4	0.6
RB 146 TR	AP	Fluyente	MP-101	2697.5	AMM-20	A	25.1	29-Nov-10	877	857	20	20/64	0.625	131	76	45.2	2.3
RB 149 TR	AP	Fluyente	MP-131	2675.0	AMM-20	A	24.3	22-Jun-11	1278	1273	5	22/64	0.422	59.0	75	41.6	0.4131
RB 156 TP	AP	Fluyente	MP-131	3374.0	AMI-30	B	26.8	22-Nov-10	1167	1157	10	20/64	0.896	138	105	45.3	0.9
RB 156 TR	AP	Fluyente	MP-131	2756.5	AMM-20	B	21.5	06-Dic-10	883	868	15	18/64	0.853	175.0	100	46.7	1.7
RB 166 TP	BP	Fluyente	MP-101	3244.0	AMI-30	A	25.8	28-Nov-10	664	657	7	18/64	0.264	71.5	39	7.9	1.1
RB 166 TR	BP	Fluyente	MP-101	2613.5	AMM-20	A	25.2	28-Nov-10	74	70	4	18/64	0.026	66.1	11.47	10.47	5.4
RB 168 TP	AP	Fluyente	MP-131	3271.5	AMI-30	B	26.5	06-Dic-10	2004	1999	5	24/64	1.853	166	136	48	0.2495
Total	20								15,972	15,790			11.0235	122.6			1.4148

3.2.3 Visita Técnica de pozos

En esta fase de la metodología se recomienda realizar una visita técnica de campo para registrar las condiciones actuales de los pozos en estudio e información técnica, su estado físico, así como para tomar muestras del fluido producido. Su objetivo principal es revisar las condiciones de operación del pozo y las condiciones que presenta la infraestructura acerca de: señalamiento, vías de acceso, pera o macropera del pozo, árbol de válvulas, volantes, contra pozo, bajante, línea de descarga, puntos de toma de información, registrador de presión, cabezal de recolección, instalaciones superficiales, situación urbana y afectaciones. Esto permitirá tener una idea general de las condiciones de operación de los pozos y si presentan severas afectaciones o falta de infraestructura en caso de requerir una operación para mejorar su producción.

La información obtenida durante la visita técnica se integra en cuatro grupos; a) condiciones del pozo, b) conexiones superficiales, c) toma de información y b) localización y situación urbana. Para cada uno de los grupos se registra una estadística de los datos recolectados de los pozos.

Aplicación técnica: En la **Figura 3.6** se muestra un ejemplo de la recopilación fotográfica tomada durante la visita técnica del pozo para verificar las condiciones de: vía de acceso, pera, árbol de válvulas, contrapozo, bajante, registrador de presión y línea de descarga. En la **Tabla 3.6** se presenta la información registrada del estado actual del pozo.



Figura 3.6.- Fotografías del Estado Actual del Pozo

Pozo

- Árbol de Producción
- Volantes de Válvulas
- Bajante
- Cuerno
- Contrapozo

Conexiones superficiales

- Líneas de descarga
- Válvulas de seccionamiento
- Cabezalito
- Red de BN

Toma de información

- Manómetro
- Registrador de Presión
- Puntos de muestreo
- Termopozo, etc.

Localización y situación urbana

- Vías de acceso
- Pera o Macropera
- Asentamientos Urbanos

Tabla 3.6.- Información registrada en la visita técnica

Información Requerida Antes de la Visita	SÍ	NO	Observaciones
Localización Geográfica del Pozo y Caminos de Acceso:	√		El mapa de localización es un diagrama de mala calidad, no sirve.
Estado Mecánico:	√		La última actualización del estado mecánico es al 20 de Julio de 2009.
Problemas Mecánicos:	√		Pez consistente en 480 m. de lámina delgada de pistola a la profundidad de 3650 m. Calibró con sello de plomo a 3,662 m. resistencia franca.
Registros de Presión:		√	No cuenta con registro de presión.
Motivo de cierre del Pozo:	√		Por presiones igualadas, pozo intermitente
Problemas de Afectaciones:		√	
Puntos a Revisar en la Visita			
Señalamiento del Pozo	√		El señalamiento no se encuentra en un punto visible para localizar el pozo.
Acceso Disponible al Pozo	√		El acceso al pozo es mediante carretera de terracería amplia en buenas condiciones con puentes de tuberías.
Tipo de Pozo (1.-Terrestre, 2.-Lacustre)	1		Terrestre.
Infraestructura Superficial			
Condiciones de pera y/o macropera del Pozo	√		El pozo se encuentra en una macropera en buenas condiciones.
Árbol de Válvulas	√		El pozo cuenta con árbol de válvulas en buenas condiciones.
Volantes	√		El árbol de válvulas cuenta con todos los volantes.
Bajante	√		El medio árbol de válvulas tiene instalado una sola línea de bajante del lado derecho.
Cuerno	√		La bajante cuenta con cuerno para comunicar la TP y TR al cabezalito.
Cabezalito	√		Se cuenta con cabezalito para la línea de descarga y quemador.
Válvula de seccionamiento.	√		Se tiene válvula de seccionamiento para la línea de descarga.
Contrapozo	√		El contrapozo está en buenas condiciones.
Líneas de Descarga	√		Se tienen línea de descarga conectada al pozo y se encuentra actualmente fluyendo.
Red de BN		√	No se cuenta con red de BN.
Puntos de toma de Información			
Manómetro y/o manógrafo		√	El medio árbol cuenta con tapón cachucha solo le falta el manómetro.
Registadores de Presión		√	El pozo cuenta con registrador de presión.
Puntos de Toma de Muestras de Fluidos		√	El medio árbol cuenta con un punto para la toma de muestras de fluidos.
Situación Urbana			
Comentarios Generales		√	Sin afectaciones El pozo actualmente fluye por TP, pero la temperatura es baja y se escucha buen flujo de gas.
Ubicación (coordenadas UTM)			

3.2.4 Análisis y diagnóstico de pozos, propuestas de solución

En esta fase se realiza el análisis y diagnóstico de la información recopilada, validada e integrada del pozo en estudio, del yacimiento y de los pozos vecinos, así como de las condiciones actuales del pozo registrado durante la visita técnica de campo. Su objetivo es clasificar en grupos la información registrada durante el proceso de explotación y producción de los pozos, para estudiar su comportamiento, operación y producción. La información para el análisis y diagnóstico se clasificará en 8 grupos:

3.2.4.1 Análisis del comportamiento de la producción y declinación del pozo

A partir de la información de aforos, histórico de producción (aceite, gas y agua), registros de presión de fondo fluyendo y cerrado, así como prueba de producción, se realiza el análisis de las actividades de cambio de estrangulador, limpieza, estimulación, redisparos y disparo de nuevos intervalos, cambio de sistema artificial, cambio de geometría de flujo, colocación de partes mecánicas que pueden modificar el comportamiento de flujo. Posteriormente se elaboran las gráficas del comportamiento de la producción (gasto de aceite, gas y agua), presiones de cabeza, presión en la línea de descarga, estrangulador, relación gas-aceite y porcentaje de agua contra el tiempo. Su objetivo principal es evaluar cada una de las operaciones realizadas durante la vida productiva del pozo. **Aplicación técnica:** En la **Figura 3.7** se muestra un ejemplo del histórico de producción para el análisis del pozo RB 125-TP.

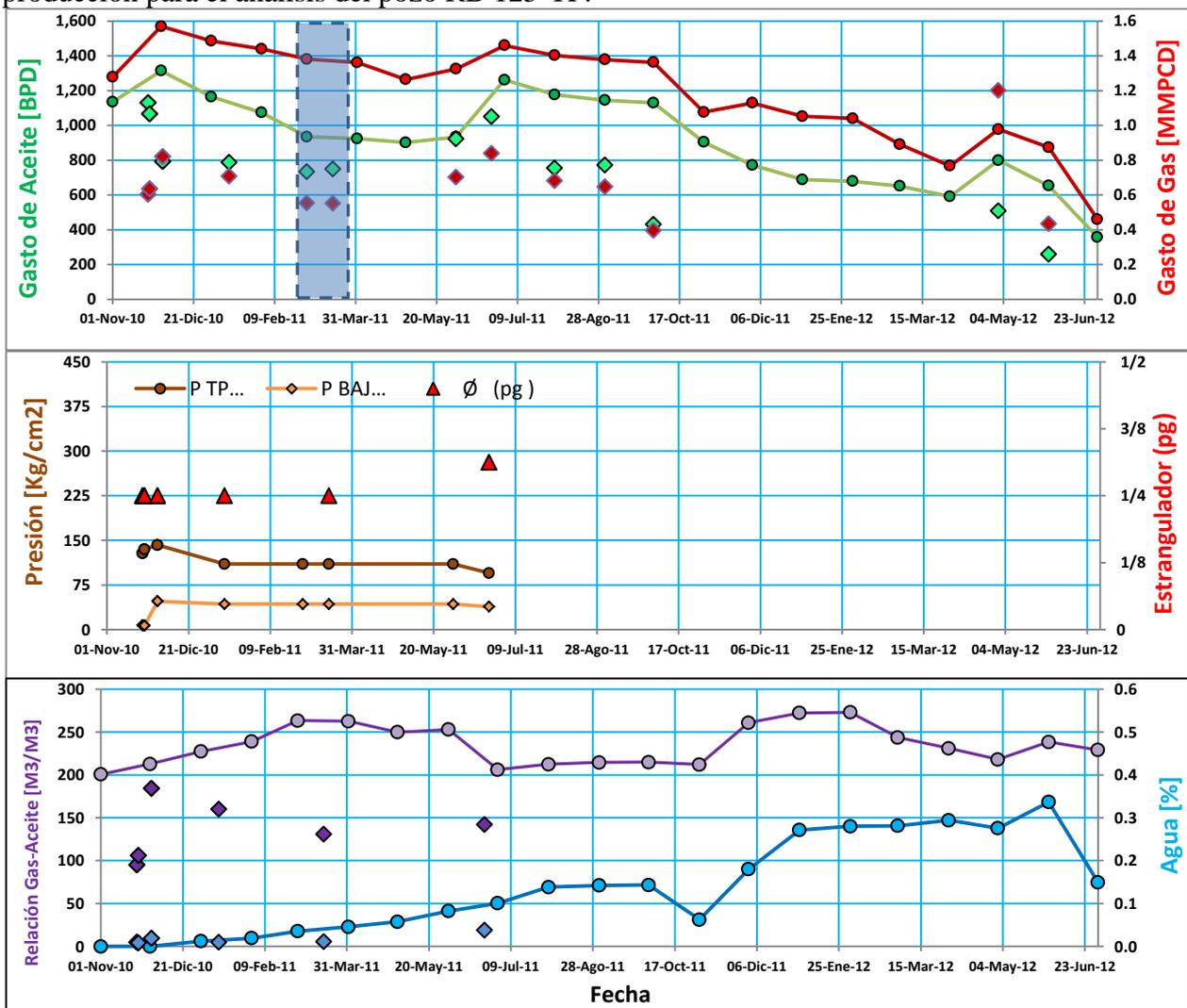


Figura 3.7.- Historia de Producción del Pozo RB 125-TP

Los datos de producción de aceite y gas se tomaron de la base de datos institucional de Pemex para realizar la gráfica del histórico de producción a partir de la información reportada por el Activo de Producción. Al revisar los datos de la medición multifásica (Tabla 3.7), se observa que hay una diferencia entre la producción reportada y los aforos realizados al pozo RB 125-TP, por lo que se recomienda revisar y validar la información detalladamente, así como solicitar la toma de nuevas mediciones para poder realizar el ajuste del modelo multifásico del pozo. Los datos para el modelo de flujo multifásico correspondientes a: gasto de aceite y gas, porcentaje de agua, relación gas-aceite, diámetro de estrangulador, presión en la cabeza y línea de descarga, así como temperatura superficial se obtienen de la medición multifásica del pozo.

Tabla 3.7.- Aforos del pozo RB 125-TP

REPORTE DE MEDICION MULTIFASICA DE POZOS		
<u>DATOS GENERALES</u>		
EQUIPO:	Unidad No 1, DN= 2", Serial: 1317.05	
SUPERVISOR:	Ing. Benjamín	
ACTIVO:	Cinco Presidentes	
POZO:	RB125-TP	
FECHA:	Marzo 17 de 2011	
<u>DATOS ESPECIFICOS DE LA PRUEBA</u>		
<u>TIPO DE PRUEBA:</u>	PRUEBA DE PRODUCCION	
VARIABLE	VALOR MEDIDO	UNIDADES
Inicio	22:00:00	
Finalización	06:00:00	
Duración	08:00:00	Horas
Estrangulador	16/64	Pulgada
Presión de Cabeza WHP	110	Kg/cm ²
Gasto Aceite Promedio	748	SBPD
Gasto Agua Promedio	8	SBPD
Gasto Gas Promedio	0.551	MMSCFD
Relación gas aceite RGA	131	M ³ /M ³
Corte de Agua Promedio	1.1	%
Presión Línea de Descarga	42.8	Kg/cm ²
Temperatura Promedio	48	°C
COMENTARIOS		
Pozo fluyendo por TP con estrangulador 16/64" y WHP de 110 Kg/cm ² . Datos reportados por personal de PEMEX.		

La revisión de los registros de presión de fondo cerrado (Tabla 3.8) de todos los pozos que fluyen por TP, proporcionan la tendencia de presión de fondo estática de la arena AMI-30, en la Figura 3.8 se muestra el comportamiento de la presión tomada por el registro. Los registros de presión de fondo fluyendo (Tabla 3.9) permiten analizar el comportamiento de la presión de fondo fluyendo a diversas condiciones de operación, esto permite evaluar el modelo de flujo multifásico y obtener el ajuste con mayor facilidad como el mostrado en la Figura 3.9.

Tabla 3.8.- Registro de presión de fondo cerrado del pozo RB 125-TP

	DISTRITO AGUA DULCE, VER. DEPTO. SERVICIOS A POZOS SECCION LINEA DE ACERO PRESIONES DE FONDO				
	TOMA DE INFORMACION CON SONDA DE MEMORIA DE ALTA RESOLUCION				
POZO	RB 125-TP				
FECHA	10 de Mayo de 2011				
ESTADO DEL POZO	CERRADO				
PROF. INTERIOR	3662 MTS.				
INT. PERFORADO	3388-3400/3408-3419 MTS.				
TUB. DE PRODUCCION	2 7/8" A 3315 MTS.				
TEMP.FONDO Y BOCA DEL POZO	89.14 Y 46.49 °C.				
SONDA DE MEMORIA DE ALTA RESOLUCION NO	93432	93455			
BATERIA	91602	80273			
RPFC					
PROFUNDIDAD	TEMPERATURA	PRESION	PRESION	INC.PRESION	GRADIENTE
MTS.	(°C)	(lb/pg²)	(Kg/cm²)	(Kg/cm²)	(Kg/cm²/m)
0	46.49	1859.15	130.74	0.00	0.0000
500	56.63	2149.41	151.15	20.41	0.0408
1000	64.04	2634.89	185.29	34.14	0.0683
1500	70.34	3074.69	216.22	30.93	0.0619
2000	75.97	3515.78	247.24	31.02	0.0620
2500	79.18	3985.42	280.27	33.03	0.0661
3000	84.62	4509.03	317.09	36.82	0.0736
3319	87.71	4802.91	337.76	20.67	0.0648
3369	88.67	4853.81	341.33	3.58	0.0716
3419	89.14	4905.14	344.94	3.61	0.0722
NIVEL DE FLUIDOS			201 METROS		
OBSERVACIONES: CALIBRO CON CORTADOR DE PARAFINA DE 2 1/4" A 3615 M, DISPAROS LIBRES CALIBRACION DIA 06-05-201					

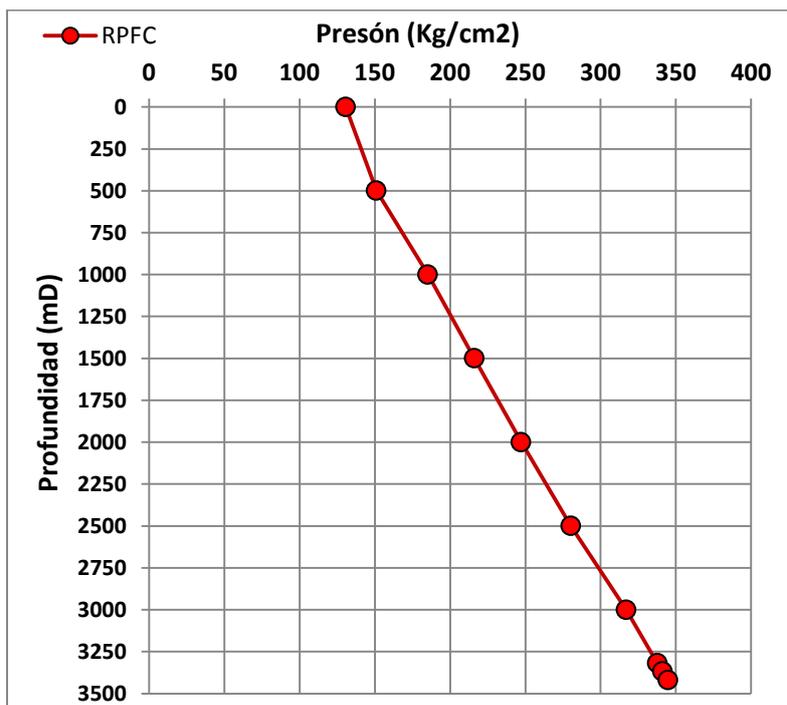


Figura 3.8.- Registro de Presión de Fondo Cerrado del Pozo RB 125-TP

Tabla 3.9.- Registro de presión de fondo fluyendo del pozo RB 125-TP

	DISTRITO AGUA DULCE, VER. DEPTO. SERVICIOS A POZOS SECCION LINEA DE ACERO PRESIONES DE FONDO				
	TOMA DE INFORMACION CON SONDA DE MEMORIA DE ALTA RESOLUCION				
POZO	RB 125-TP				
FECHA	06 de Mayo de 2011				
ESTADO DEL POZO	FLUYENDO EST. POR 16/64"				
PROF. INTERIOR	3662 MTS.				
INT. PERFORADO	3388-3400/3408-3419 MTS.				
TUB. DE PRODUCCION	2 7/8" A 3315 MTS.				
TEMP.FONDO Y BOCA DEL POZO	89.07 Y 39.69 °C.				
SONDA DE MEMORIA DE ALTA RESOLUCION NO	91183				
BATERIA	71817				
RPF					
PROFUNDIDAD	TEMPERATURA	PRESION	PRESION	INC.PRESION	GRADIENTE
MTS.	(°C)	(lb/pg²)	(Kg/cm²)	(Kg/cm²)	(Kg/cm²/m)
0	39.69	1422.74	100.1	0.0	0.0000
500	61.48	1826.36	128.4	28.4	0.0568
1000	68.06	2233.30	157.1	28.6	0.0572
1500	73.65	2634.62	185.3	28.2	0.0564
2000	78.30	3051.04	214.6	29.3	0.0586
2500	82.59	3513.15	247.1	32.5	0.0650
3000	86.48	4019.74	282.7	35.6	0.0712
3368	89.07	4399.73	309.4	26.7	0.0726
NIVEL DE FLUIDOS			201 METROS		
OBSERVACIONES: CALIBRO CON CORTADOR DE PARAFINA 2 1/4 " @ 3615 MTS, DISPAROS LIBRES, POZO FLUYENTE NATURALESTRANGULADO POR 16/64".POZO FLUYENDO POR TP Y TR.					

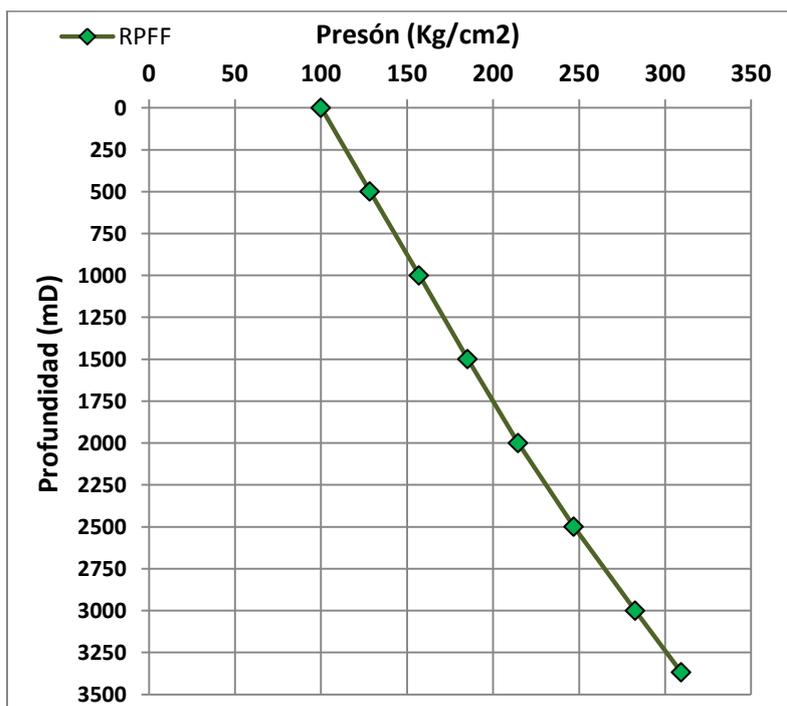


Figura 3.9.- Registro de Presión de Fondo Fluyendo del Pozo RB 125-TP

El comportamiento de la presión del yacimiento AMI-30 se muestra en la **Figura 3.10**, esta gráfica se obtiene a partir de llevar la última presión medida de todos los registros de presión de fondo cerrado (RPFC) a un mismo nivel de referencia (correlación con pozos vecinos), con el objetivo de estimar la presión de fondo estática (P_{ws}) de un pozo para el ajuste a una fecha determinada.

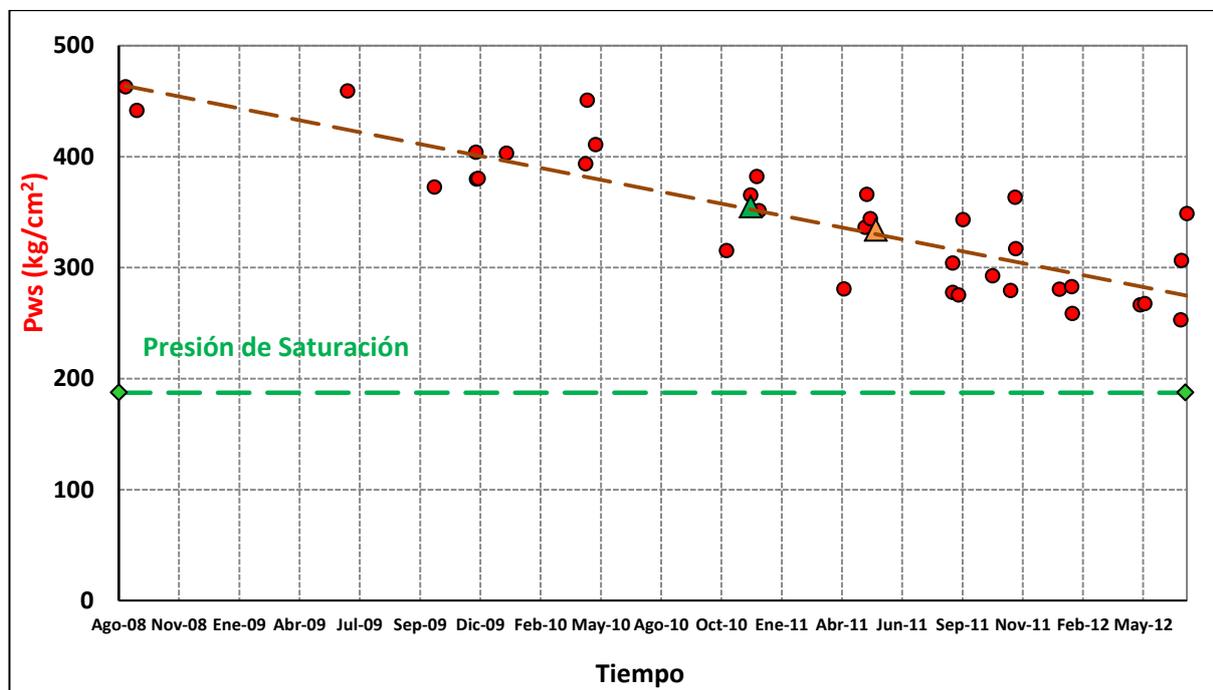


Figura 3.10.- Comportamiento de Presión del Yacimiento AMI-30

El perfil del comportamiento de la presión a través del pozo y el valor de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) requeridos para el ajuste del modelo de flujo multifásico; se obtienen del registro de presión de fondo fluyendo (RPFF) que corresponda con el diámetro de estrangulador utilizado en la medición multifásica, el cual debe ser tomando en una fecha cercana al RPFC.

3.2.4.2 Análisis de pruebas de presión-producción

Simultáneamente se realiza el análisis de la prueba de producción-producción, con el objetivo de evaluar, determinar, cuantificar, delimitar, obtener, definir y analizar las características y parámetros de la formación tales como:

- Potencial productivo del yacimiento.
- Permeabilidad efectiva de la formación.
- Factor de daño a la formación y capacidad de flujo.
- Heterogeneidad, área de drene e identificardistancia a alguna barrera de flujo.
- Presión inicial del yacimiento.
- Dimensiones, límites del yacimiento y evaluar el volumen de hidrocarburos in situ.
- El conjunto de datos para definir el esquema óptimo de explotación.

Adicionalmente se puede definir la capacidad de flujo, modelo de yacimiento, coeficiente de almacenamiento y las características de la fractura en el caso de un modelo de doble porosidad, así como las caídas de presión debido al efecto de variar el diámetro de estrangulador. En la **Figura 3.11** se muestra la prueba de presión-producción realizada al pozo RB 101 en el intervalo 3218-3243 m (arena AMI-30), la toma de información de las prueba se realizó de la siguiente manera:

1. Toma de **RPFF** en el pozo, bajando el registrador de presiones con memoria de alta resolución por estaciones a cada 250 m hasta la profundidad de 3250 m, con el objetivo de obtener registro de gradiente dinámico, la duración de esta prueba es de 13.5 hrs.
2. Cerrar el pozo para obtener **Curva de Incremento de Presión** y determinar la presión estática del yacimiento, el tiempo de cierre fue de 36 horas para alcanzar la estabilización de la presión.
3. Con registrador de presiones posicionado a la misma profundidad (3250 m.), abrir pozo por estrangulador de **14/64"**, fluir el pozo hasta alcanzar condiciones de estabilización de la presión y posteriormente efectuar medición de los fluidos producidos, la duración de esta prueba es de 23 hrs.
4. Cambiar estrangulador a **20/64"**, fluir el pozo hasta alcanzar condiciones de estabilización de la presión y posteriormente efectuar medición de los fluidos producidos, la duración de esta prueba es de 16 hrs.
5. Cerrar el pozo para obtener **Curva de Incremento de Presión** y determinar la presión estática del yacimiento, el tiempo de cierre fue de 38 horas para alcanzar la estabilización de la presión.
6. Con registrador de presiones posicionado a la misma profundidad (3250 m.), abrir pozo por estrangulador de **24/64"**, fluir el pozo hasta alcanzar condiciones de estabilización de la presión y posteriormente efectuar medición de los fluidos producidos, la duración de esta prueba es de 13 hrs.
7. Cambiar estrangulador a **32/64"**, fluir el pozo hasta alcanzar condiciones de estabilización de la presión y posteriormente efectuar medición de los fluidos producidos, la duración de esta prueba es de 27 hrs.
8. Toma de **RPFC** en el pozo, bajando el registrador de presiones con memoria de alta resolución por estaciones a cada 250 m hasta la profundidad de 3250 m, con el objetivo de obtener registro de gradiente estático, la duración de esta prueba es de 35 hrs.

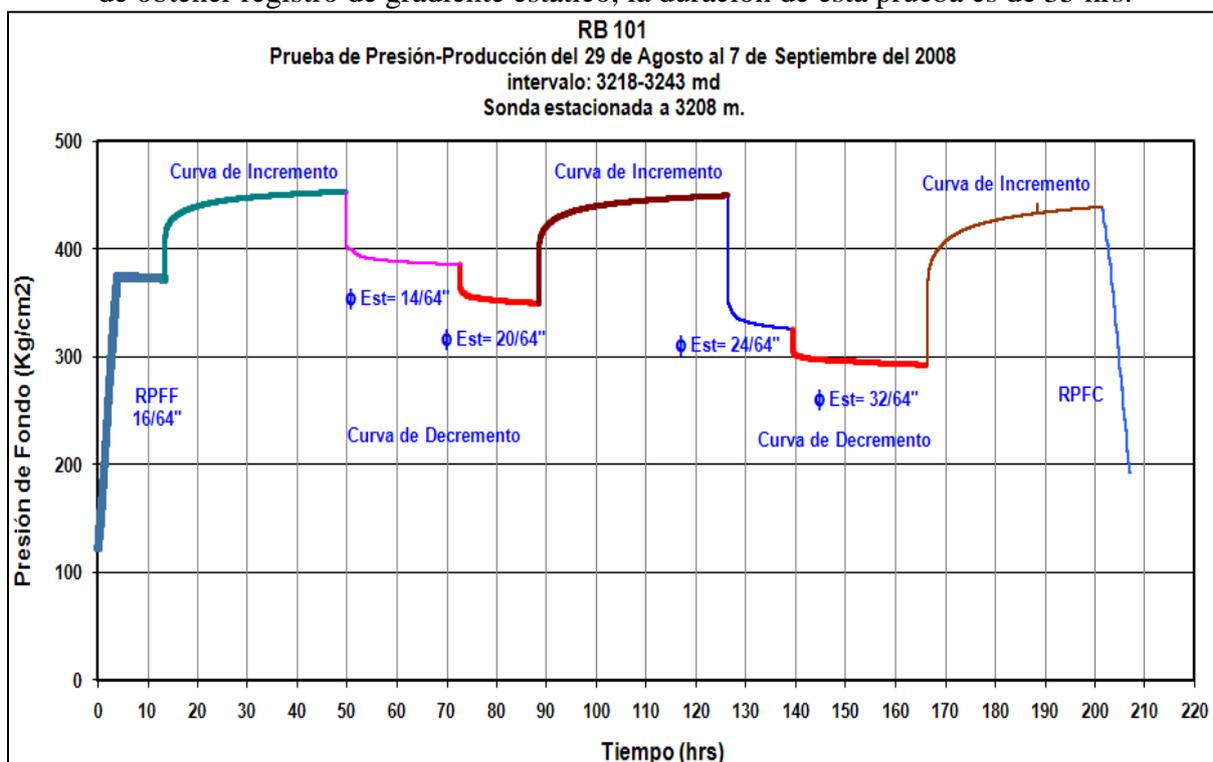


Figura 3.11.- Prueba de Presión-Producción del Pozo RB 101 (Arena AMI-30)

Se recomienda recuperar muestras de fondo para análisis PVT cuando el pozo alcanza las condiciones de estabilización de flujo. En la **Tabla 3.10** se muestra los resultados de la prueba de presión-producción del pozo RB 101, donde podemos observar que a medida que el diámetro del estrangulador aumenta, el gasto de producción se incrementa y por el contrario la presión en la cabeza y en el fondo disminuye.

Tabla 3.10.- Resultados de la prueba de presión-producción del RB 101

#	Evento	Φ Est	Inicio	Fin	Duración (hrs)	Acumulado (hrs)	Qo (BPD)	Qg (mmpcd)	RGA (M ³ /M ³)	W (%)	P _{TP} (Kg/cm ²)	P _{Fondo} (Kg/cm ²)
1	RPF	16/64"	29/08/08 20:30	30/08/08 10:00	13.5	13.5	1152	0.95	825	7.5	121	372
2	CI	CERRADO	30/08/08 10:00	31/08/08 22:00	36	49.5					206	453
3	CD	14/64"	31/08/08 22:00	01/09/08 21:00	23	72.5	920	0.57	620	9	133	385
4	CD	20/64"	01/09/08 21:00	02/09/08 13:00	16	88.5	1342	0.86	641	8	101	350
5	CI	CERRADO	02/09/08 13:00	04/09/08 03:00	38	126.5					203	449
6	CD	24/64"	04/09/08 03:00	04/09/08 16:00	13	139.5	1610	1.10	683	9	80	326
7	CD	32/64"	04/09/08 16:00	05/09/08 19:00	27	166.5	1886	1.23	652	9	55	293
8	RPFC	CERRADO	05/09/08 19:00	07/09/08 06:00	35	201.5					193	439

En la **Figura 3.12** se muestra el análisis realizado a partir de los datos de la prueba de presión-producción y en la **Figura 3.13** se muestra el resultado de este análisis.

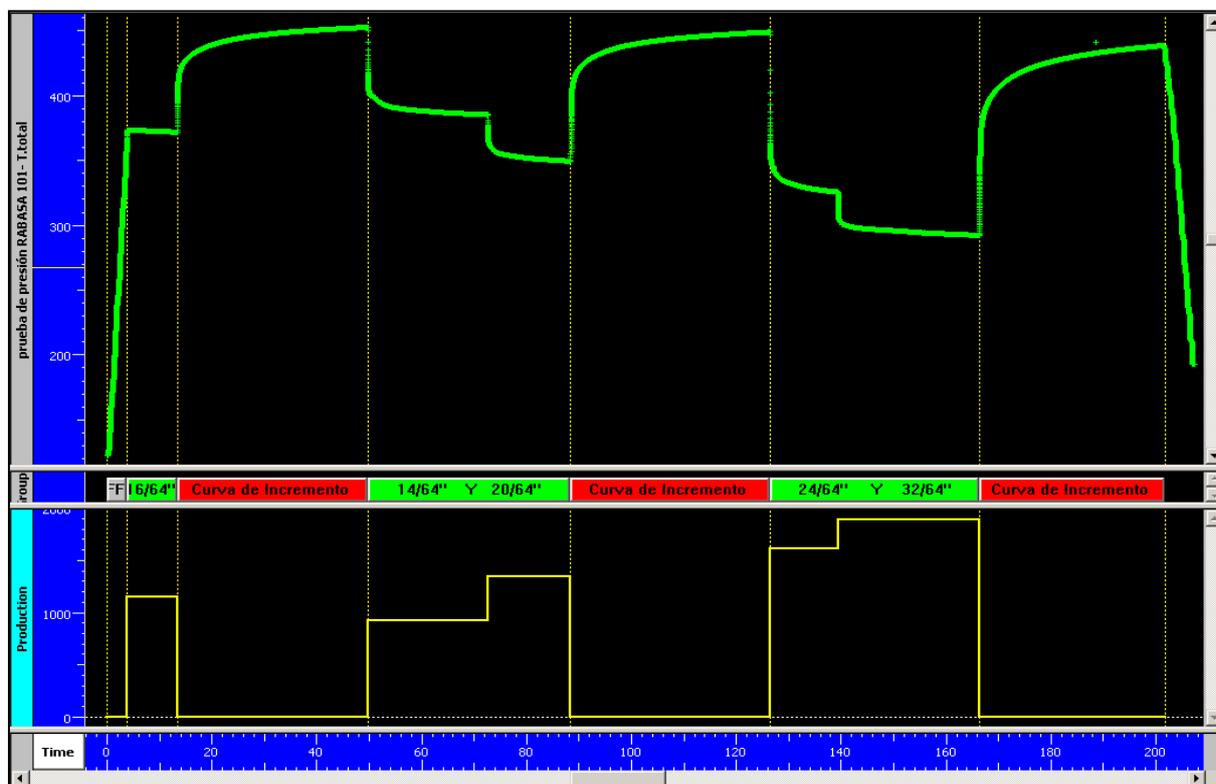


Figura 3.12.- Análisis de la Prueba de Presión-Producción

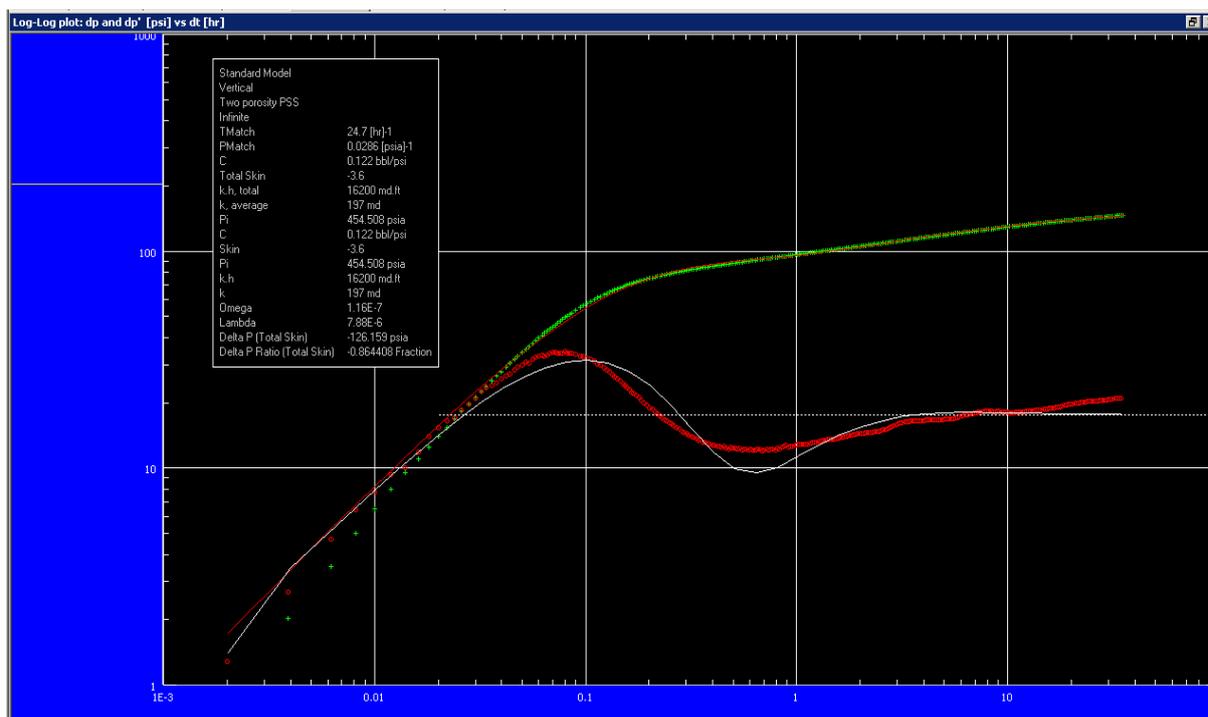


Figura 3.13.- Resultado de Análisis de la Prueba de Presión-Producción

Del análisis de la Curva de Incremento de presión, se determinó una permeabilidad efectiva de 197 (mD) y cuantifico un daño de -3.6 (adim). Adicionalmente se obtuvo una presión inicial promedio de 447 (Kg/cm²) y se diagnosticó que la formación está cerca de una falla o una línea de presión constante. A partir del tiempo de cierre y apertura se detectó en los datos de presión, una posible frontera y con el comportamiento de la derivada en la gráfica log-log, se registró un periodo de flujo radial estable.

El análisis del comportamiento de la producción y declinación del campo, así como el análisis de las pruebas de presión-producción, probablemente es la parte más importante de la fase de análisis y diagnóstico del pozo, ya que un análisis detallado de la información permitirá identificar la existencia de los problemas que causan la baja producción del pozo y el aumento en la declinación del campo. La identificación de los problemas se realiza a partir de revisar detalladamente el comportamiento del gasto de aceite y gas, el comportamiento de la presión de cabeza, línea de descarga y estrangulador, así como el comportamiento de relación gas-aceite y el porcentaje de agua. Una declinación anormal en el comportamiento del gasto de aceite, por lo general está relacionada con cambios graduales o repentinos en el incremento de la relaciones gas-aceite y/o el porcentaje de agua, por ejemplo, una declinación rápida en la producción de aceite acompañada de un aumento en la relación gas-aceite, puede ser debida a una conificación de gas. Si el comportamiento del pozo se desvía repentinamente del pronosticado, puede ser indicativo de fallas mecánicas y restricciones en el flujo que ocasionan el problema. Sin embargo cuando el cambio es de manera gradual, los problemas estarán relacionados con la formación.

De la misma forma se realiza el análisis del comportamiento de la producción e historia de intervenciones de los pozos vecinos al pozo en estudio, efectuando una revisión de los datos de mayor importancia como el Q_{liq} (BPD), Q_o (BPD), Q_g (MMPCD), Q_{gf} (MMPCD), Q_{giny} (MMPCD), P_{tp} (kg/cm²), P_{le} (kg/cm²), estrangulador, RGA (m³/m³) y fecha de cada prueba. En la **Figura 3.14** se muestra como ejemplo el comportamiento de la producción de aceite, gas y agua de los pozos vecinos y en la **Figura 3.15** se muestra el comportamiento del agua observándose una canalización.

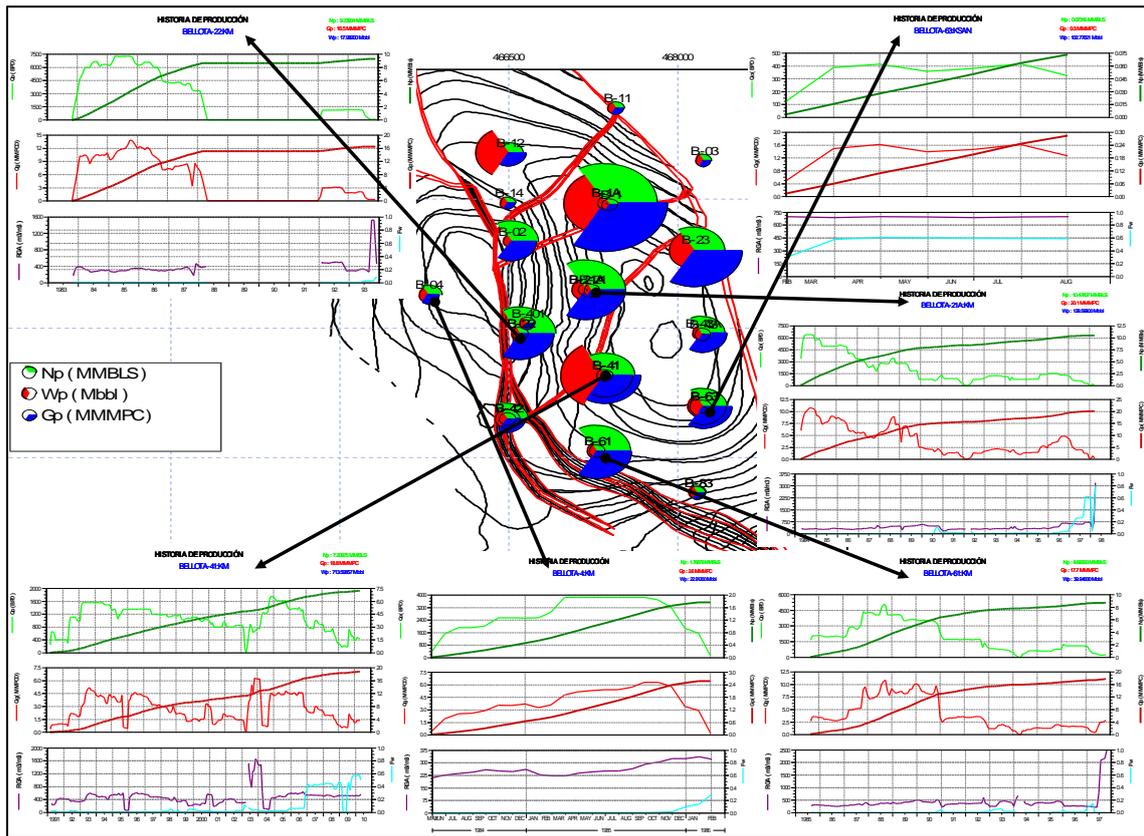


Figura 3.14.- Comportamiento de la Producción de los Pozos Vecinos

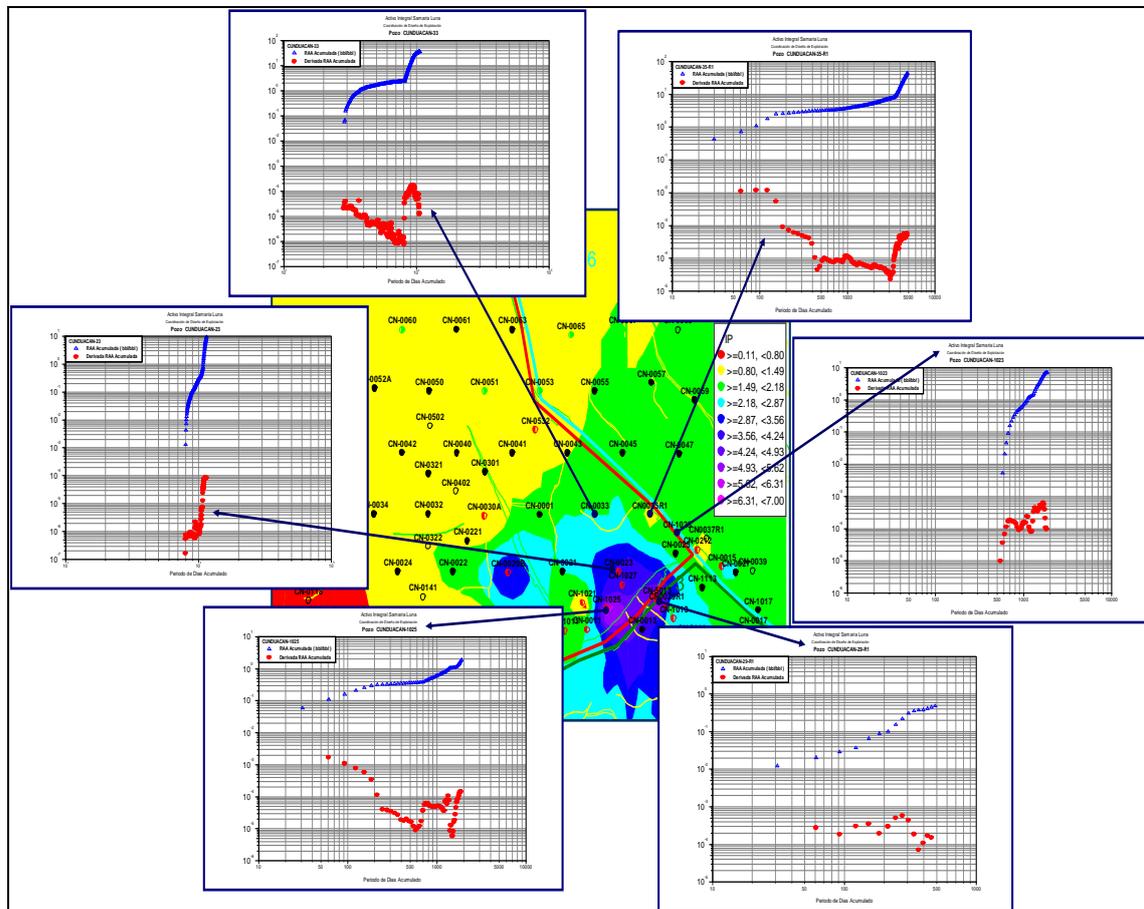


Figura 3.15.- Análisis del Comportamiento del Agua de los Pozos Vecino

3.2.4.3 Análisis de la información de laboratorio

A partir de muestras de fluidos provenientes del pozo, se realizan en el laboratorio estudios de análisis PVT, caracterización de aceite crudo, cromatografía de gas, análisis Stiff-Davis, análisis físico de muestras de aceite y gas, para determinar las características y propiedades fisicoquímicas de los fluidos más importantes tales como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, densidad relativa de aceite, gas y agua, salinidad, °API, presión de saturación, relación de solubilidad, viscosidad, etc. Una vez recopilada la información de laboratorio se realiza un análisis y revisión detallada con el objetivo de evaluar el fluido y ajustar su comportamiento a una ecuación de estado con ayuda de herramientas de simulación, como ejemplo en la **Tabla 3.11** se muestra un resumen de los principales resultados del análisis PVT del pozo RB-101 realizado con muestras del intervalo 3218–3243 m y en la

Tabla 3.12 se muestra el informe del análisis para la caracterización del aceite crudo realizado a la muestra de la batería RB. Un apropiado entendimiento de las propiedades PVT y análisis composicional de los fluidos permite realizar un óptimo diseño para la explotación y separación de los hidrocarburos, así como instalar oportunamente un sistema artificial de producción y calcular adecuadamente las reservas.

Tabla 3.11.- Resumen de los principales resultados de los experimentos PVT en el pozo RB-101

PROPIEDADES PVT		
Temperatura	°C	°F
Temperatura @ C.S	15.556	60.0
Temperatura de yacimiento	90.7	195.3
Presión	kg/cm ²	lb/pg ²
Presión de yacimiento	441.54	6280.0
Presión de saturación a 90.7 °C	187.37	2665.0
Presión @ C.S	1.03325	14.7
Relación Gas-Aceite	m ³ /m ³	ft ³ /bls
Flash atmosférico	112.94	634.1
Vaporización diferencial	117.46	659.5
Prueba de separador	99.37	557.9
Factor de Volumen del Aceite	@ p _y y T _y [m ³ /m ³]	@ p _{sat} y T _y [m ³ /m ³]
Flash atmosférico	1.392	1.428
Vaporización diferencial	1.428	1.448
Prueba de separador	1.34	1.396
Densidad del Aceite	°API	@ 15.5°C [gr/cm ³]
Flash atmosférico	23.52	0.9119
Vaporización diferencial	22.61	0.9173
Prueba de separador	23.86	0.9099
Propiedades del Fluido	@ p _y y T _y	@ p _{sat} y T _y
Viscosidad [cp]	1.596	1.214
Compresibilidad [1/kg/cm ²]	1.63x10 ⁻⁴	1.95x10 ⁻⁴
Densidad [gr/cm ³]	0.7510	0.7210
Densidad del Agua	[gr/cm ³]	lb/bls @ C.S
ρ _w	0.999015	350

Tabla 3.12.- Caracterización de aceite crudo

INFORME DE ANÁLISIS PARA CARACTERIZACIÓN DE ACEITE CRUDO ACTIVO INTEGRAL BELLOTA-JUJO LABORATORIO DE OPERACIÓN DE EXPLOTACION						
No. DE INFORME:	39140-LIC-IR03-047-11					
FECHA DE EMISION:	28 de Febrero de 2011					
DESTINATARIOS:	COORDINADOR COPIE ACTIVO CINCO PRESIDENTES					
DATOS DE LA MUESTRA						
No. DE REGISTRO:	01219					
DESCRIPCION DE LA MUESTRA:	BATERIA RB					
FECHA DE MUESTREO:	08-Feb-11					
FECHA DE RECEPCIÓN:	08-Feb-11					
PERIODO DE ANÁLISIS:	DEL	08-Feb-11	AL	28-Feb-11		
PROPIEDADES FISICAS						
	METODO		UNIDAD	RESULTADO		
PESO ESPECIFICO A 60/60°C	(ASTM D 1298 - 90			0.902	DESTILACION	
GRAVEDAD API A 60/60°F	(ASTM D 287 - 92			25.37	ENGLER ASTM-D-86	
VISCOSIDAD SAYBOLT A 37.8°C (100°F)	(ASTM D 88 - 94)		SSU	197.72		
VISCOSIDAD CINEMATICA A 37.8°C (100°F)	(ASTM D 445 - 95)		CTS	22.525	DESTILADO	TEMPERATURA
VISCOSIDAD DINAMICA A 37.8°C (100°F)	(ASTM D 445 - 95)		CP	20.002	%	°C
TEMPERATURA DE INFLAMACION	(ASTM D 92 - 90)		°C		TIE.	88.5
TEMPERATURA DE CONGELACION	(ASTM D 97 - 93)		°C		5%	121.4
AGUA Y SEDIMENTO POR CENTRIFUGACION	(ASTM D 4007 - 95)	% EN VOLUMEN		1.00	10%	144.4
SALINIDAD	(UOP 22 - 58)	LIBRAS/1000BLS		1268.55	20%	189.6
ASFALTENOS EN HEPTANO	(ASTM D 3279 - 90)	% EN PESO			30%	251.0
PARAFINA TOTAL	(UOP-46-64)	% EN PESO		21.600	40%	303.5
AZUFRE TOTAL	ASTM D 4294 - 95)	% EN PESO		4.1700	50%	331.6
CARBON RAMSBOTTON	(ASTM D 524 - 95)	% EN PESO			60%	341.3
PESO MOLECULAR					70%	342.1
PUNTO DE ANILINA	(ASTM D 611-93)	°F			80%	342.9
FACTOR DE CARACTERIZACION	(UOP 375 - 86)			11.50	90%	
METALES POR PLASMA					T.F.E.	342.9
COBRE (Cu)		PPM			DESTILADO	80
FIERRO (Fe)		PPM			TOTAL	
NIQUEL (Ni)		PPM			RESIDUO	19
VANADIO (V)		PPM				

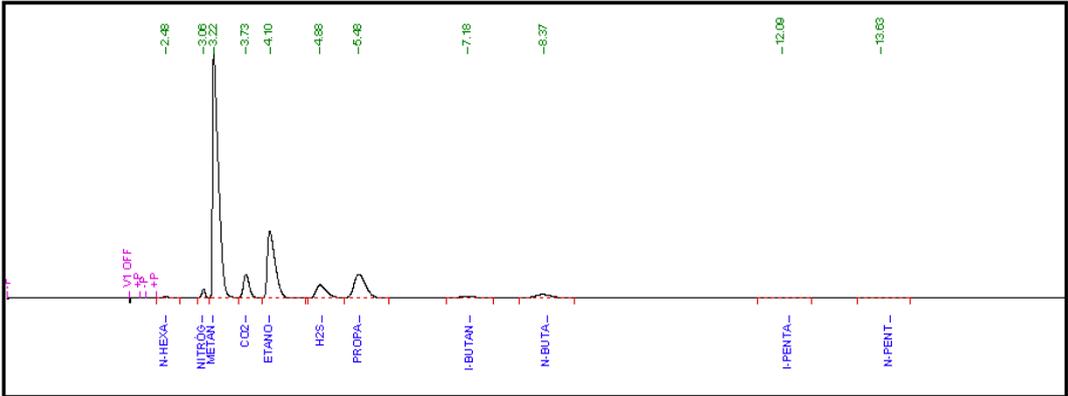
DESTILACION ENGLER (ASTM-D-86)

Vol. Destilado (%)	Temperatura (°C)
TIE.	88.5
5%	121.4
10%	144.4
20%	189.6
30%	251.0
40%	303.5
50%	331.6
60%	341.3
70%	342.1
80%	342.9
90%	342.9
T.F.E.	342.9

NOTA: LA MUESTRA CORRESPONDIENTE A ESTE REPORTE FUE TOMADA EN FORMA MANUAL EN LA FECHA INDICADA.

Para determinar la cantidad de componentes hidrocarburos y no hidrocarburos presentes en el gas se realiza un estudio de cromatografía de gas, el cual es capaz de identificar con gran sensibilidad y precisión a partir de la separación de todos los componentes de una muestra el contenido de nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, metano, etano, propano, iso-butano, butano, iso-pentano, pentano, así como hexanos y más pesados, que no puede detectarse en la caracterización fisicoquímicas de los fluidos. En la **Tabla 3.13** se muestra el informe de los resultados del análisis cromatográfico de gas realizado al pozo RB 101 con punto de muestreo en la TP.

Tabla 3.13.- Análisis cromatográfico de gas

 <p>EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN REGIÓN SUR</p>		ACTIVO CINCO PRESIDENTES AREA DE OPERACION DE EXPLOTACION LABORATORIO DE PRODUCCION	
INFORME DE RESULTADOS DE ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DE GAS			
No. DE REGISTRO:			
No. DE REPORTE:			
FECHA DE EMISIÓN:		28/03/2011	
DESTINATARIO:		COORD. DE OP'N DE POZOS E INSTAL. DE EXPLOTACIÓN Y OTRAS COORD. DEL ACTIVO	
DATOS DE LA MUESTRA			
DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA:		POZO PB 101	
PUNTO DE MUESTREO	POR TP	FECHA DE MUESTREO:	27/03/2011
PRESIÓN EN LA LÍNEA:	5 kg/cm ²	FECHA DE RECEPCIÓN:	27/03/2011
TEMPERATURA:	37 °C	FECHA DE ANÁLISIS:	28/03/2011
			
COMPONENTES			% MOL
NITRÓGENO			0.511
DIOXIDO DE CARBONO			0.099
ÁCIDO SULFHIDRICO			0.000
METANO			81.910
ETANO			7.652
PROPANO			5.140
ISOBUTANO			1.102
BUTANO NORMAL			1.881
ISOPENTANO			0.804
PENTANO NORMAL			0.527
HEXANO Y MAS PESADOS			0.375
T O T A L			100.0
PESO MOLECULAR PROMEDIO			20.9644
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS			0.7238
ETANO LÍQUIDO RECUPERABLE (BLS/MMPC)			47.6665
PROPANO Y MAS PES. LIQ. RECUP. (BLS/ MMPC)			68.9006
PODER CALORIFICO BRUTO (BTU/P ³)			1263.1287
PODER CALORIFICO BRUTO (Kcal/m ³)			11240.2037
OBSERVACIONES:			

La información de laboratorio que nos permite caracterizar los fluidos del yacimiento es análisis físico de muestras de aceite y/o agua, el cual permite identificar y cuantificar para el aceite el contenido de asfáltenos, parafinas, así como su densidad y °API, para el agua se determina su aspecto, densidad, pH y salinidad. Finalmente este análisis nos proporciona el porcentaje de aceite, agua, emulsión y el contenido de sólidos presente en la muestra, en la **Tabla 3.14** se muestra el reporte de análisis físico de muestras de aceite y/o agua realizado al pozo RB 125.

Tabla 3.14.- Análisis físico de muestras de aceite y/o agua

INFORME DE LABORATORIO REFORMA, MÉXICO

REPORTE DE ANÁLISIS FÍSICO DE MUESTRAS DE ACEITE Y/O AGUA

<i>Datos generales</i>				
Pozo:	RB-125		CONSECUTIVO:	
Operación:	Análisis Físico		ID SOLICITUD:	
Distrito:	Agua Dulce			
			Solicitó :	
			Fecha:	14 - Marzo - 2011
	MUESTRA No.			
	1	2	3	4
Fecha de Muestreo	20-Mar-11	20-Mar-11		
Hora de Muestreo	09:00	09:00		
Intervalo (mD)	3388-3400	2780-2795		
Formación / Arena	AMI-30 Flujo por TP	AMI-20 Flujo por TR		
% Aceite				
Densidad gr/cc	0.8958	0.8671		
°API	26.46	31.69		
% Asfáltenos	8.5963	8.9095		
% Parafinas	3.0457	5.2497		
% Agua				
Aspecto	Claro	Claro		
Densidad gr/cc	1.2	1.166		
pH	7	7.0		
Salinidad ppm	220,000	180,000		
% Emulsión				
% Agua	1.3	10.0		
% Aceite	98.7	90.0		
% Sólidos	Trazas			
% Sólidos				
*Sólidos solubles en:	Xileno	Xileno		

COMENTARIOS:

*Los Grados API están Corregidos en base a la temperatura del Aceite 60°F
La densidad del aceite es determinada por peso.
La emulsión se rompe con 2% de Hyflo IV*

La información proporcionada por el análisis físico de muestras de aceite y/o agua de cada pozo se integra en una base de datos con el objetivo de analizar el comportamiento de los fluidos de las dos formaciones, en la **Tabla 3.15** se muestran la información del análisis físico de muestras de aceite y/o agua del pozos del campo RB, adicionalmente se revisa el análisis químico del agua o Análisis Stiff-Davis con el objetivo de determinar su composición y definir o predecir la tendencia que tiene el agua de formación a crear problemas de incrustación, corrosión y/o taponamiento. Una interpretación correcta indicara el tratamiento adecuado al que debe de someterse el agua para su control en el pozo, la mayoría de los análisis completos indican los diversos constituyentes del agua, tales como el sodio (Na), calcio (Ca), magnesio (Mg) y fierro (Fe), así como cloruros (Cl), bicarbonatos (HCO_3), sulfatos (SO_4) y Carbonatos (CO_3) como equivalentes de (CaCO_3), a fin de obtener el contenido total de sólidos disueltos en una muestra de agua. En **Tabla 3.16** se muestra el análisis Stiff-Davis realizado al pozo RB 125 con flujo por TP.

Tabla 3.15.- Información del análisis físico de muestras de aceite y/o agua

CAMPO: RB

FECHA: 14 DE MARZO DE 2011

FECHA	NUMERO	DENSIDAD	^a API	AGUA	SED.	EMUL.	SALINIDAD	OBSERVACIONES
MUESTREO	POZO	gr/cm ³		%		%	PPM	
14/03/2011	122	0.8708	30.99	0.5				Muestra tomada por T.P
14/03/2011	122	0.8708	30.99	0.2				Muestra tomada por T.R
14/03/2011	124	0.8907	27.36	0.2				Muestra tomada por T.P
14/03/2011	124	0.9006	25.62	0.2				Muestra tomada por T.R
14/03/2011	125	0.8958	26.46	1.3	0.2			Muestra tomada por T.P
14/03/2011	125	0.8671	31.69	10			177000	Muestra tomada por T.R
14/03/2011	128	0.8817	28.99	0.2				Muestra tomada por T.P
14/03/2011	128	0.8986	25.97	0.2				Muestra tomada por T.R
14/03/2011	131	0.8996	25.79	0.9				Muestra tomada por T.P
14/03/2011	141	0.9433	18.51	15			129000	Muestra tomada por T.P
14/03/2011	142	0.9135	23.40	10			107000	Muestra tomada por T.P
14/03/2011	142	0.8847	28.44	0.8				Muestra tomada por T.R
14/03/2011	144	0.9165	22.89	4			120000	Muestra tomada por T.P
14/03/2011	144	0.9144	23.25	5			104000	Muestra tomada por T.R
14/03/2011	146	0.8837	28.62	0.2				Muestra tomada por T.P
14/03/2011	146	0.9006	25.62	0.2				Muestra tomada por T.R
14/03/2011	156	0.8966	26.32	1.2				Muestra tomada por T.P
14/03/2011	156	0.9264	21.24	4.5			93000	Muestra tomada por T.R
14/03/2011	166	0.8986	25.97	4			152000	Muestra tomada por T.P
14/03/2011	166	0.9106	23.89	2			78000	Muestra tomada por T.R
14/03/2011	168	0.8966		0.2				Muestra tomada por T.P

Tabla 3.16.- Análisis del agua (Stiff-Davis)

REPORTE DE RESULTADOS DE ANÁLISIS DE AGUA							
No. DE REGISTRO:							
No. DE REPORTE:							
FECHA DE EMISIÓN: 14/03/2011							
DESTINATARIO: COORDINADOR DE OPERACIÓN DE POZOS E INSTALACIONES DE EXPLOTACIÓN							
DATOS DE LA MUESTRA							
DESCRIPCIÓN DE LA MUESTRA:				RB 125 Flujo por TP			
FECHA DE MUESTREO:				13/03/2011			
FECHA DE RECEPCIÓN:				13/03/2011			
FECHA DE ANÁLISIS:				13/03/2011			
PROPIEDADES FÍSICAS				SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN Y SOLUCIÓN mg/l			
DENSIDAD (20/4)	1.041	g/cm3 A 24 °C		SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN		266.0	
				SÓLIDOS DISUELTOS		61,171.3	
pH	8.0	A 24 °C		SÓLIDOS TOTALES		61,437.3	
				DUREZA CALCIO (Ca CO ₃)		5,000	
CONDUCTIVIDAD	266	mS/Cm A 24 °C		DUREZA MAGNESIO (Ca CO ₃)		2,000	
				DUREZA TOTAL (Ca CO ₃)		7,000	
TURBIDEZ	*	NTU		ALCALINIDAD A LA "F" (Ca CO ₃)		0.0	
				ALCALINIDAD A LA "M" (Ca CO ₃)		400.0	
COLOR:	1280	UNIDAD Pt/Co		SALINIDAD (Na Cl)		60,000	
				SULFATO (SO ₄)		28.00	
SÓL.SEDIMENTABLES		MI/L		ÓXIDO FERRICO (Fe ₂ O ₃)		1.54	
				SÍLICE SOLUBLE (Si O ₂)		77.00	
GRASAS Y ACEITE	-	PPM		FOSFATOS (PO ₄)		2.54	
CATIONES	mg/L	FACTOR	meq/l	ANIONES	mg/L	FACTOR	meq/l
SODIO	20,617	0.0435	896.83	CLORUROS	36,600	0.0282	1,032.12
CALCIO	2,000	0.0499	99.80	BICARBONATOS	244.0	0.0164	4.00
MAGNESIO	480	0.0822	39.46	SULFATOS	0.0	0.0208	0.00
FIERRO	1.08	0.0358	0.039	CARBONATOS	0.00	0.0333	0.00
DIAGRAMA STIFF							

Por medio de las pruebas físicas y químicas de muestras de aceite crudo podemos determinar el contenido de:

- Aceite, agua, sólidos (%).
- Parafinas (%).
 - Bajo Peso Molecular y Alto Peso Molecular.
- Asfáltenos (%) y resinas asfálticas (%).
- Densidad del Aceite (g/cm³).
- pH del agua y Salinidad del agua (ppm).

Los métodos empleados en estas pruebas determinan las cantidades aproximadas de compuestos de muy alto peso molecular como son los asfáltenos y parafinas, formados por un gran número de compuestos químicos y precipitándose del aceite ayudando a estabilizar las emulsiones. *Los asfáltenos son insolubles en n-Pentano*, mientras que *las fracciones más livianas y las parafinas si lo son*, el porcentaje de asfáltenos se determina por el porcentaje de residuo insoluble en n-Pentano. Las parafinas en el petróleo pueden ser clasificadas como parafinas de “bajo” y de “alto” peso molecular comparado con el peso molecular del aceite. A temperatura ambiente, las parafinas de bajo peso molecular son solubles en acetona y precipitan por debajo de 0 °F, mientras que las parafinas de alto peso molecular son solubles en n-Pentano. El porcentaje de parafinas es una combinación del precipitado obtenido en acetona a 0 °F y las fracciones solubles en n-Pentano. Las emulsiones son siempre una preocupación en los tratamientos de estimulaciones, en el fondo del pozo estas pueden disminuir el gasto de producción mientras que en la superficie, pueden ser muy difíciles de tratar y manejar, por lo que se recomienda la prevención de emulsiones ya que es mejor que el tratamiento. En la **Tabla 3.17** se muestran los resultados obtenidos del pozo RB 125-TP.

Tabla 3.17.- Pruebas fisicoquímicas a muestras de aceite

Pozo:	RB 125 Flujo por TP	Fotografía No.1	Fotografía No.2	Fotografía No.3	Fotografía No.4
γ _o (25°C)	0.906				
^o API (Corregido a 60°F)	22.98				
γEmulsión (25°C):	0.960				
^o API Emulsión (Corregido a 60°F)	14.19				
Agua libre (%):	trazas				
Agua Emulsionada (%):	23				
Salinidad (ppm):	236430				
pH:	6.3				
Aceite (%):	77				
Sólidos (%):	0				
Parafinas (%):	27.22	<p>Muestra el fluido del pozo RB 125-TP, en el matraz no se observa a simple vista el contenido de agua libre.</p>	<p>Se observa que la muestra del fluido contiene un 77 % de aceite y un 23 de agua emulsionada.</p>	<p>Muestra al fluido mezclado con el sistema R100, observándose una rápida separación debido a que no son miscibles y gotas de agua en la fase oleosa debido a que el sistema no rompe completamente la emulsión.</p>	<p>Se muestra el comportamiento del fluido con el sistema R100 observándose que no se tiene presencia de sólidos al pasar por malla # 100.</p>
Asfáltenos (%):	2.95				
Resinas Asfálticas (%):	20.39				

El objetivo es identificar el tipo de daño porcentual que puede estar presentándose en el pozo productor, este daño puede ser ocasionado por las deposiciones orgánicas e inorgánicas, emulsiones y cambios de mojabilidad, afectando eventualmente a la formación y el pozo productor. Una vez identificado el problema, posteriormente se selecciona el sistema químico adecuado para su tratamiento y así remover el daño ocasionado y mejorar la productividad del pozo, por medio de pruebas de compatibilidad permite definir los tipos de sistemas ácido y no ácido que se emplearán en los tratamientos de estimulación y así establecer que los sistemas sean compatibles con los fluidos de formación para no provocar un daño mayor.

Cabe destacar que es de gran importancia determinar el tipo de daño que se presenta en el pozo, ya que con ello se puede establecer con anticipación el sistema químico adecuado que se puede emplear para remover o minimizar el daño en los tratamientos de estimulación y limpieza. De acuerdo a los resultados y al criterio que se emplee, se seleccionará el sistema o tratamiento con ayuda de las pruebas de laboratorio evaluando y simulando las condiciones de producción para determinar el daño.

Las pruebas de compatibilidad de la muestra de fluido con el sistema R100 fue optimizado con un Cosolvente 10% (Butil), rompiendo la emulsión debido a que el sistema tiene esta capacidad obteniendo buenos resultados al pasar por malla #100 sin dejar de sólidos.

3.2.4.4 Análisis de la información de perforación

A partir del reporte SIOP de perforación y bases de usuario, se realiza el análisis de las actividades en cada una de las etapas de perforación, con el objetivo principal de investigar la densidad y tipo de fluido de control, gasificaciones, pérdidas de lodo, así como pegaduras y resistencias registradas durante las operaciones de perforación y cementación. Estos eventos ocasionan el daño a la formación por invasión de fluidos de perforación, dando consecuencia a los principales problemas que limitan la producción de los hidrocarburos. En la **Figura 3.16** se muestra las pérdidas de lodo y en la **Figura 3.17** se muestran las gasificaciones registradas durante la perforación del pozo RB 125.

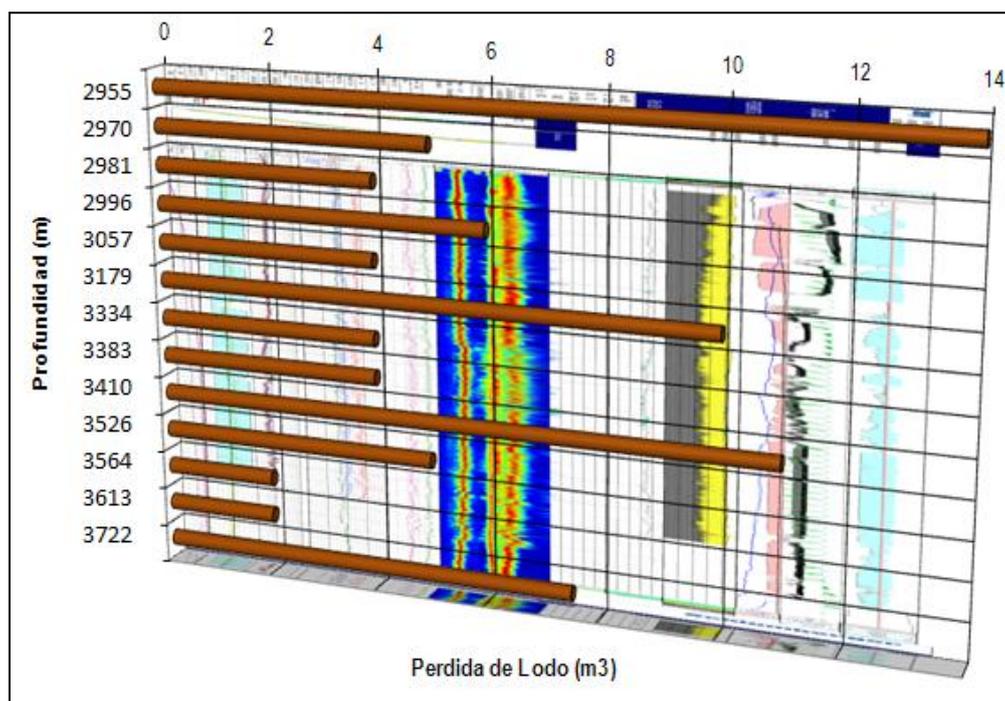


Figura 3.16.- Pérdidas de lodo durante la perforación

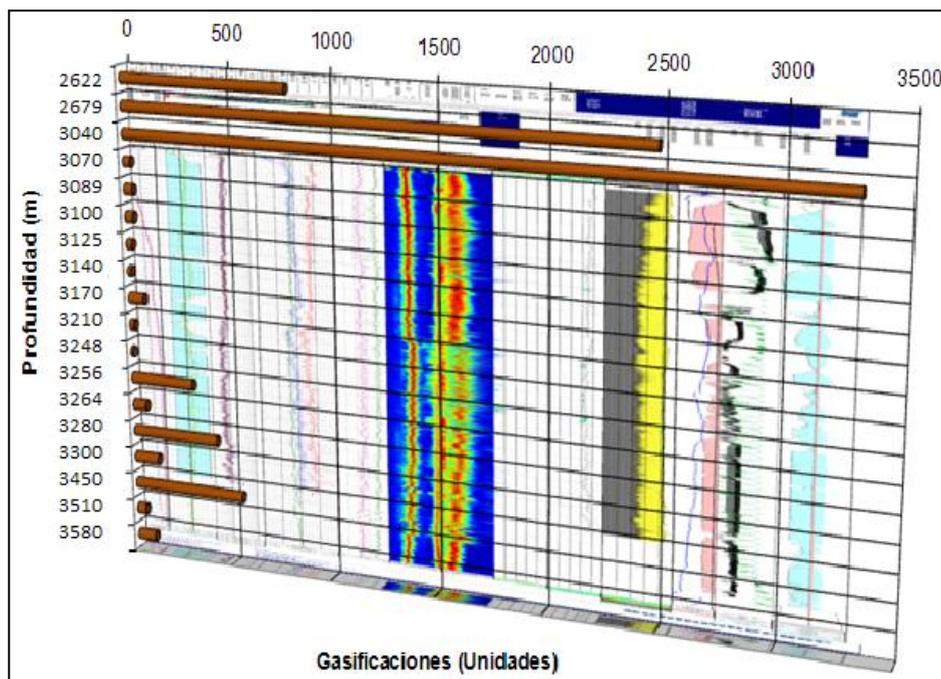


Figura 3.17.- Gasificaciones registradas durante la perforación

A continuación se presenta un resumen de las actividades más importantes de la perforación del pozo RB 125: se realizó con el equipo PDM 734 (GSM) del 3 de Octubre al 8 de Noviembre de 2010. Se perforó en forma direccional desde la pera del pozo RB 125. Hincó previamente conductor de 20" 68 lb/pie a 35 m. Metió barrena tricónica 17 1/2" con sarta empacada a 38 m, perforó a 180 m, sacó sarta. Metió TR 13 3/8" J-55 54.5 lb/pie BCN a 180 m, probó TR satisfactoriamente; perforó a 802 m, metió TR 9 5/8" J-55 36 lb/pie BCN a 802 m. Metió barrena PDC 8 1/2" y probó TR satisfactoriamente. Rebajó accesorios y cemento a 802 m. Perforó a 3680m, sacó sarta, tomo los registros AIT-DR_CAL-DSI-LDT-CNL-GR al intervalo 3680 - 802 m y metió TR 7" 29 lb/pie BCN N-80 a 3677 m, probó TR satisfactoriamente, reconoció PI a 3662 m.

3.2.4.5 Análisis de la información de terminación

A partir del reporte SIOP de terminación y base de usuario, se realiza el análisis de las actividades de terminación, con el objetivo principal de investigar densidad y tipo de fluido de control, tipo de pistola, diámetro, cargas por metro y fase utilizada durante los disparos a la formación, así como número de intervenciones e intervalos disparados, tipo de producto y volumen utilizado en la limpieza, inducción, estimulación y/o fracturas del pozo.

Estos eventos ocasionan el daño a la formación por invasión de fluidos de terminación, por disparos y penetración parcial a la formación productora, dando consecuencia a los principales problemas que limitan la producción de los hidrocarburos.

Adicionalmente se debe revisar los tratamientos reactivos para el control y prevención de las emulsiones que se presentan en el pozo, así como la remoción de depósitos orgánicos, mejoramiento de la mojabilidad de la roca en caso de estar alterada y los sistemas para restablecer la permeabilidad de la zona dañada por deposiciones inorgánicas y sales minerales con el fin de crear nuevos canales preferenciales de flujo.

En la **Tabla 3.18** se muestra un resumen de las reparaciones, limpiezas y estimulaciones del pozo RB 125 efectuados durante su vida productiva.

Tabla 3.18.- Historia de reparaciones, limpiezas y estimulaciones del pozo RB 125

Tipo de Intervención	Fecha	Actividades	Comentarios
RMA No. 1	10-Nov-2010	Disparó el intervalo 2780-2795 m (AMM-20)	Pistolas TCP 4 1/2" 17 c/m F-72
RMA No. 2	19-Nov-2010	Disparó el intervalo 3413-3425 m (AMI-30).	Pistolas TCP 2 1/8" 20 c/m F-45
RMA No.3	20-Nov-2010	Disparó el intervalo 3388-3400 m (AMI-30).	Pistolas TCP 2 1/8" 20 c/m F-45
RME No. 1	Nov-Dic 1990	Corrige anomalía en TR de 5" a 5295 m.	
Estimulación	25-Nov-2010 Intervalo (3388-3425)	Bombeo de pre-colchón de N₂ + 15 m³ de OSA-M + 35 m³ de HTA-746 + 8 m³ de ZCA + 7 m³ de OSA-M + 15 m³ de HTA-746 + 3 m³ de OSA-M, desplazado con 20,000 m³ de N₂.	
Limpieza de Aparejo	10-Dic-2010 Primera etapa	Se realizó bombeo de 5 m³ de xileno + 3 m³ de Fe-Acido con TF + bombeo de 5 m³ de xileno + baches de 1.5 m³ de inhibidor y neutralizador cada uno. Abrió pozo a batería y se indujo con TF a 4700 m con 30 m³/min de nitrógeno y presión de 1650 psi.	
Limpieza de Aparejo	16-Dic-2010 Segunda etapa	Se realizó limpieza con TF a 3400 m bombeo 2,000 m³ de N₂ (pre-colchón)+2 m³ de OSA-M+ 2,000 m³ de N₂ (desplazamiento) .Abrió el pozo a batería y levantó TF a 4700 m donde indujo pozo con 30 m³/min y 1650 psi.	
Estimulación	25 al 29 Marzo 2011	Bajo TF con N₂ hasta a 3390 m, bombeo xileno e indujo pozo a qN₂= 30 m³/min, pb=3400 m. Bombea 3 m³ de OSSA-M. Cerro pozo y bombeo los siguientes productos: 6,000 m³ de nitrógeno + 15 m³ de osa-m + 20 m³ de hta-710 + 10 m³ de zca, + 15 m³ de osa-m + 15 m³ de hta-710 + 10 m³ de zca + 15 m³ de osa-m + 20 m³ de hta-710 + 10 m³ de osa-m y desplazo con 8,000 m³ de nitrógeno e indujo pozo con QN₂= 30 m³/min	
OBSERVACIONES			
Entró a operar con el siguiente aforo: Por TR: Estrangulador= 18/64", Ptr= 125 kg/cm ² , Qo=1013 bpd, Qg=0.848 mmpcd, RGA= 149 m ³ /m ³ . Por TP: Estrangulador= 16/64", Ptp=128 kg/cm ² , Qo=302 bpd, Qg= 0.720 mmpcd, RGA= 425 m ³ /m ³ .			

Reparaciones menores	Reparaciones Mayores	Limpiezas	Estimulaciones
1	3	2	2

La terminación del pozo se realizó con el mismo equipo del 9 al 16 de Noviembre de 2010. Saco sarta de limpieza y se tomaron los siguientes registros CBL-VDL-CCL-GR al intervalo 3662 - 800 m, así como RST_SIGMA_GR al intervalo 3662 - 2650 m. Metió Aparejo Fluyente 2 7/8" a 3317 m, efectuó anclaje de empacador a 3314.9 m, verificó hermeticidad satisfactoriamente. Bajo operadora OTIS 2.313" a 3304.23 m, cerró camisa, verificó hermeticidad.

3.2.4.6 Análisis de la información de yacimientos y evaluación petrofísica

A partir de la información geológica y registros geofísicos del pozo en estudio y de sus pozos vecinos, se realiza el análisis del campo o yacimiento, con el objetivo principal de investigar la ubicación y geología de la formación productora, configuración estructural (anticlinal), fallas y fracturas, numero de pozos productores, inicio de explotación, intervalos productores, así como resistividad, porosidad, saturación, permeabilidad espesor bruto y neto de los intervalos productores con posibilidad de explotación. En los resultados se debe destacar zonas drenadas, propiedades físicas de la roca (empleadas para el ajuste de pozos), presiones de yacimiento y mecanismos de empuje. La evaluación petrofísica se realiza a partir del análisis de registros geofísicos de porosidad y resistividad (Potencial Espontaneo, Rayos Gamma, etc.), registros de hidrocarburos, que se agrupan por campo para realizar correlaciones estratigráficas que ayuden a detectar las mejores zonas del yacimiento.

Los resultados de la evaluación petrofísica de los intervalos probados abiertos a producción se muestran en la **Figura 3.18**, se observa que el intervalos 3388-3400 m y 3408-3425 m, están disparados en una zona fracturada, la zona probada corresponde a la arena AMI-30 que muestra fracturamiento y porosidad neutrón menor que la curva de densidad, lo cual indica presencia de hidrocarburos.

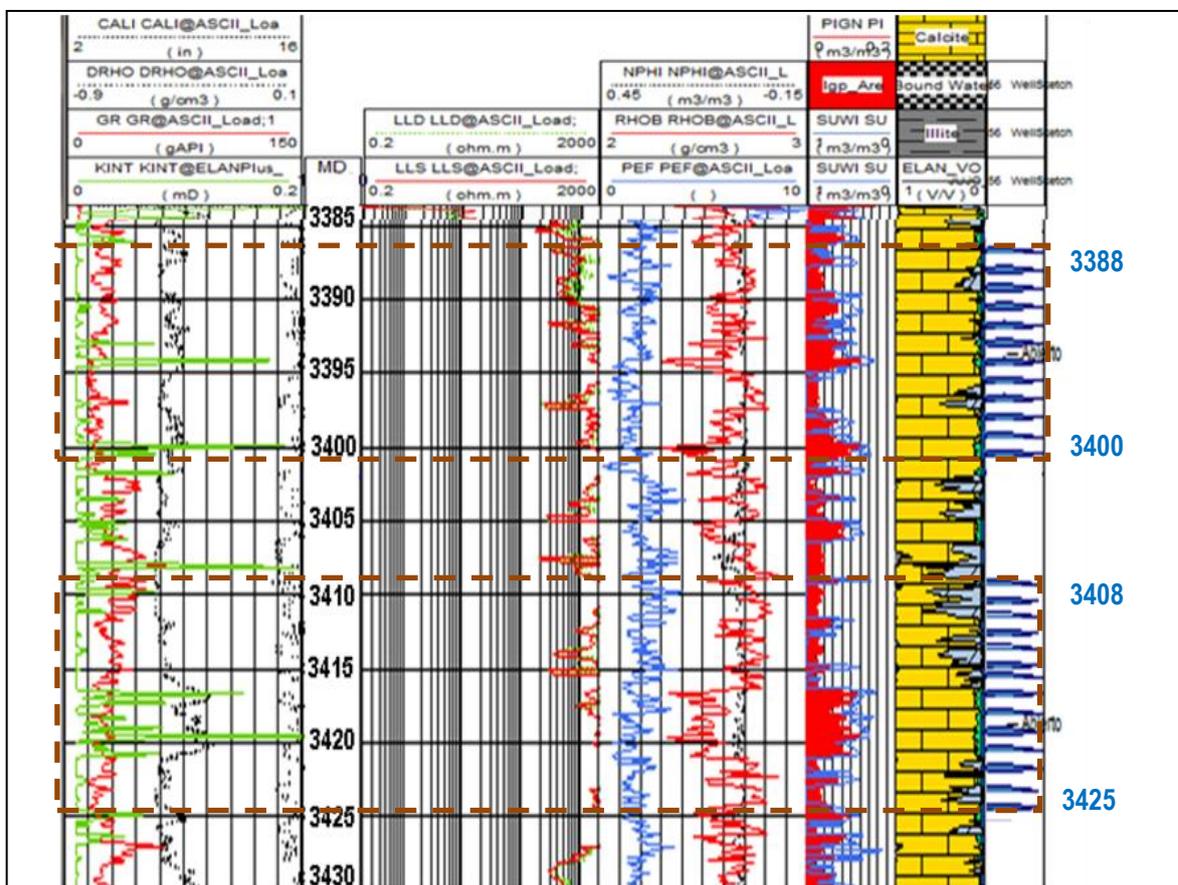


Figura 3.18.- Evaluación petrofísica de los intervalos productores

La evaluación petrofísica se realiza a partir del análisis de registros geofísicos, con el objetivo de determinar las propiedades petrofísicas tales como: resistividad, porosidad, saturación, permeabilidad espesor bruto y neto, así como la litología de los intervalos productores. La **Tabla 3.19** muestra las propiedades petrofísicas de los intervalos productores de la arena AMI-30.

Tabla 3.19.- Propiedades petrofísicas de los intervalos productores

Intervalo [m]	Formación	EN [m]	Rt [Ohm-m]	Φ [%]	Sw [%]	K [mD]	Litología [%]			Observaciones
							Dolomía	Caliza	Arcilla	
3388-3400	AMI-30	12	600	19	19	0.2	86	6	3	Fracturas NPHI <RHOB
3408-3425	AMI-30	17	>2000	22	35	0.2	90	6	3	Fracturas NPHI <RHOB

Los resultados de la evaluación petrofísica determinaron la existencia de un intervalo con posibilidad de explotación comercial de hidrocarburos a la profundidad de 3332-3343 m, como se muestra en la **Figura 3.19**, en el carril del registro de rayos gamma se observa zonas limpias de calizas con intercalaciones de arcilla en espesores delgados y en la parte inferior porcentajes de dolomía. La formación AMI-30 tiene un cuerpo de calizas con excelente porosidad y con una saturación de agua de 18 % con posibilidades de contener hidrocarburos por lo que se recomienda realizar una prueba de producción.

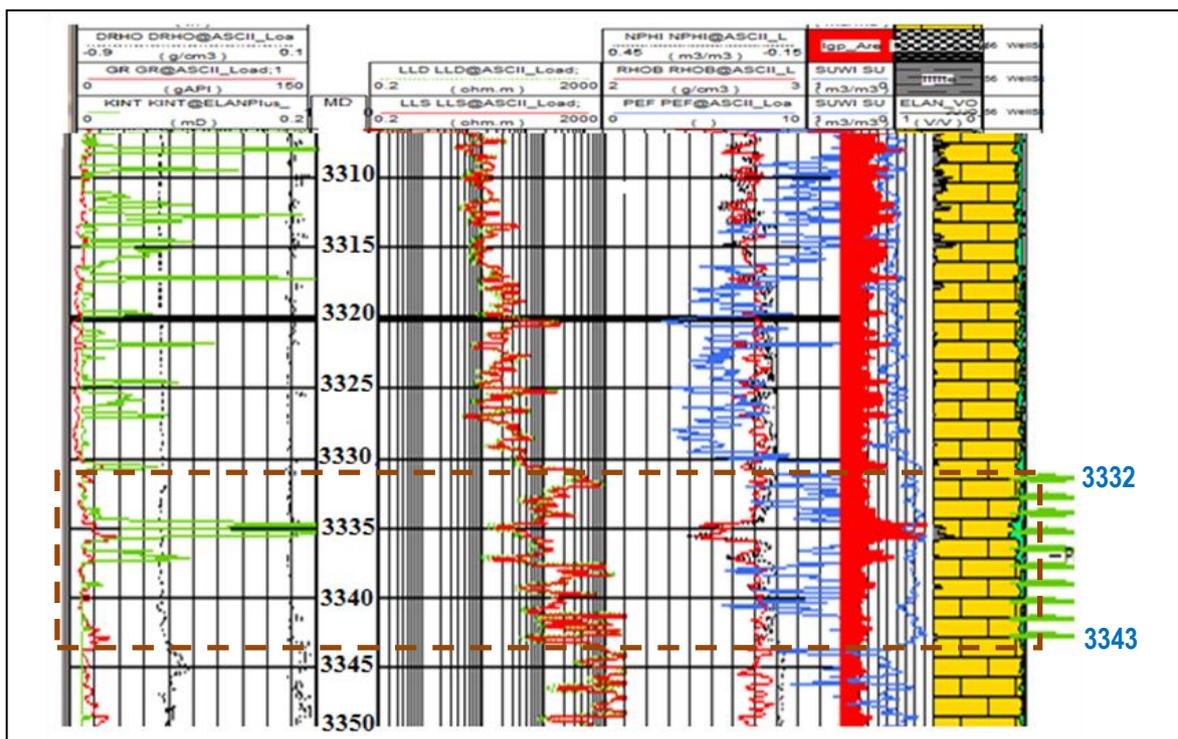


Figura 3.19.- Evaluación petrofísica del intervalo con posibilidad de explotación

La evaluación petrofísica de los pozos se realiza a partir del análisis de registros geofísicos de porosidad y resistividad (Potencial Espontaneo, Rayos Gamma, etc.). Se agrupan por campo para realizar correlaciones estratigráficas que ayuden a establecer las mejores zonas e intervalos con posibilidad de explotación determinando las propiedades petrofísicas (Tabla 3.20).

Tabla 3.20.- Propiedades petrofísicas del intervalo propuesto con posibilidad

Intervalo [m]	Formación	EN [m]	Rt [Ohm-m]	Φ [%]	Sw [%]	K [mD]	Litología [%]			Observaciones
							Dolomía	Caliza	Arcilla	
3332-3243	AMI-30	12	200 y >2000	16	18	0.2	86	6	3	Fracturas NPHI <RHOB

3.2.4.7 Registros de producción

El análisis de la información proporcionada por los registros de producción, permite evaluar la terminación de los pozos, monitorear el comportamiento del yacimiento para determinar los perfiles de flujo y eficiencia de la terminación con el objetivo de diagnosticar problemas en el pozo como entradas de agua y gas, fugas y problemas mecánicos, así como flujo por detrás de la tubería. Esta información permite identificar fronteras para el desarrollo del campo, así como contar con elementos que permitan justificar reentradas, redisparos y taponamiento de intervalos productores. Los problemas encontrados con mayor frecuencia son:

- Fuga por la TR.
- Mala cementación.
- Flujo cruzado.
- Fuga del empacador y de la tubería.

Las mediciones principales de los registros de producción son:

- Velocidad de flujo.
- Densidad del fluido.
- Colgamiento.
- Temperatura.
- Presión.
- Rayos gamma y CCL para correlación.
- Calibre (mecánico).
- Muestreo de fluidos.
- Registro de ruido.
- Registro de flujo de agua.

Las aplicaciones específicas de las mediciones son:

- Molinete
 - Determinar las zonas productoras.
 - Evaluación de estimulación.
 - Recuperación secundaria.
 - Evaluación de potencial del pozo.
- Temperatura
 - Locación de zonas productoras o inyectoras.
 - Monitorear comportamiento de la fractura.
 - Entrada de gas.
 - Movimiento de fluido por detrás de la tubería.
 - Conversión de fluidos
- Densidad
 - Determinar flujo volumétrico en flujo bi-fásico.
 - Encontrar entradas de fluidos en flujo tri-fásico.
- Presión
 - Análisis de prueba de presión-producción (kh, daño).
 - Extensión de yacimiento, fronteras.
 - Conversión de fluidos.
 - Determinación del potencial del pozo.

A continuación se muestra un registro PLT del pozo RB 101 en la **Figura 3.20** para evaluar las condiciones de flujo y el aporte de producción de aceite, gas y agua, la herramienta realizó tres viajes al fondo del pozo a diferentes velocidades de 10, 20 y 30 (m/min), tomando información del registro de rayos gamma, CCL, molinete, presión, temperatura y densidad en el intervalo productor con estrangulador de 20/64 (pg).

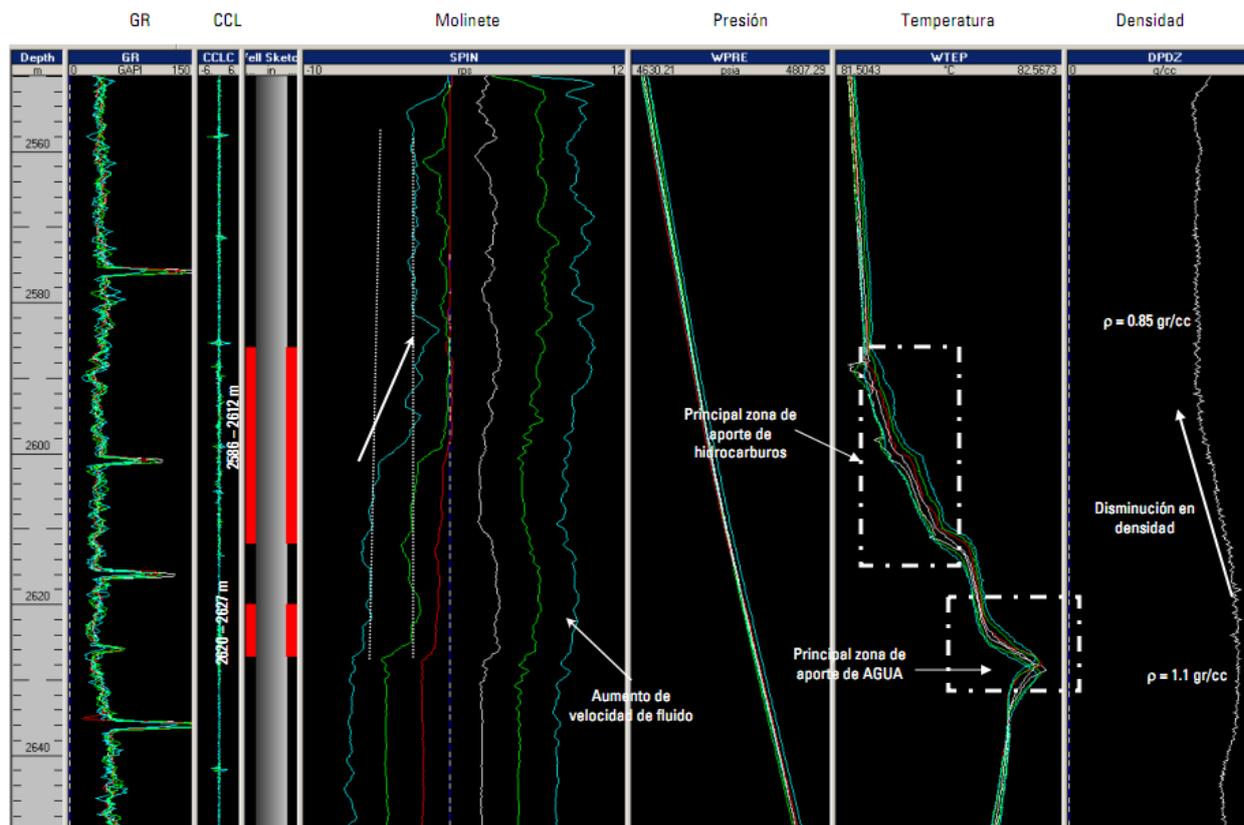


Figura 3.20.- Registro de producción (PLT)

El análisis de los datos muestra una posible canalización a partir de 2685 m. Con el perfil de temperatura se observa un fuerte calentamiento, el cual proporciona un indicio del movimiento de los fluidos por detrás de TR. Se observó que el intervalo superior (2586 - 2612 m), aporta principalmente aceite con gas, proporcionando un 70% del aporte total al pozo, el análisis de las curvas de temperatura confirman muy bien al mostrar el calentamientos y enfriamientos en las zonas de producción. Adicionalmente se muestra una reducción en la curva de densidad en las zonas de entrada de aceite y gas de los intervalos disparados.

Con base a la información obtenida por el registro de producción PLT, el intervalo inferior (2620 - 2627 m), muestra la principal zona de aporte de agua. Por lo tanto, la producción de agua reportada en superficie proviene principalmente de este intervalo. Sin embargo, existe un movimiento de flujo de agua por detrás de la tubería de revestimiento y este flujo de agua proviene de una zona inferior hacia el intervalo. En la **Figura 3.21** se muestra el perfil de producción de aceite y agua.

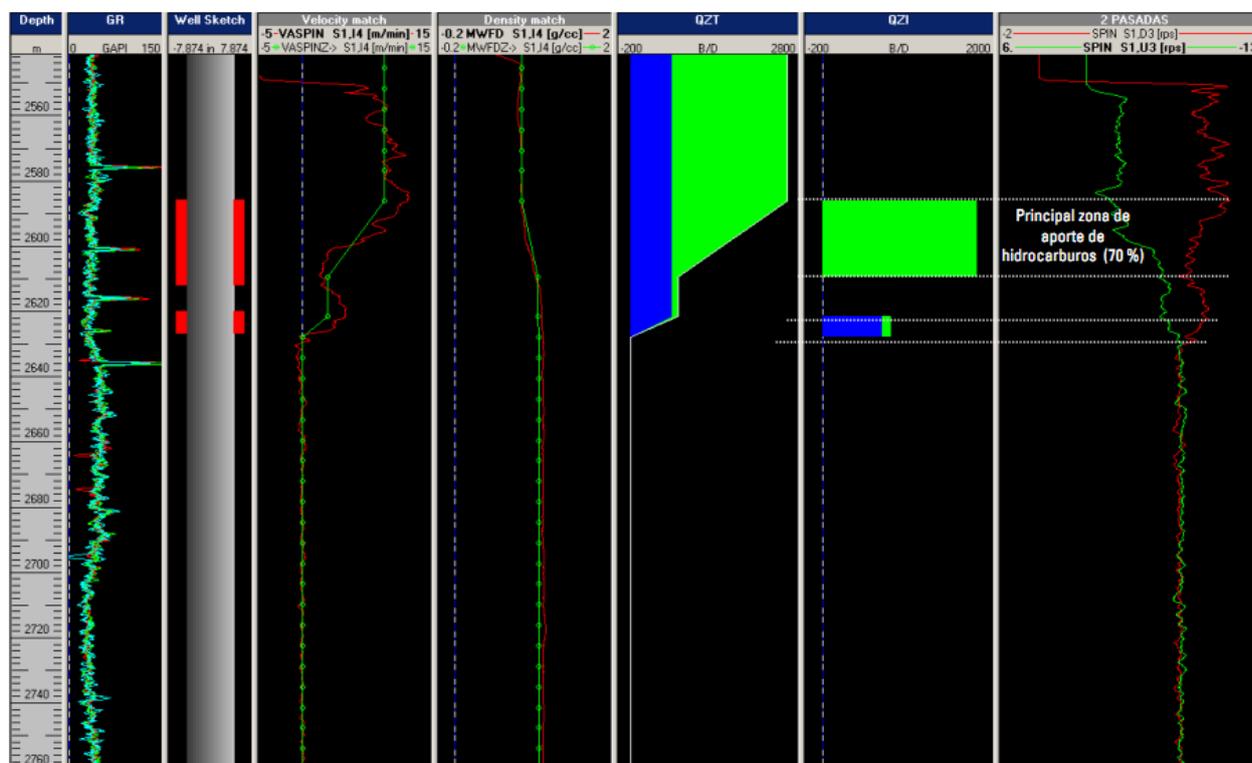


Figura 3.21.- Perfil de aportación de aceite y agua

Se recomienda colocar un tapón de cemento MPBT por debajo del intervalo superior para reducir la producción de agua proveniente del intervalo inferior, así como de la canalización. Es importante mencionar que este intervalo también tiene producción de aceite pero la proporción de agua es mucho mayor. Esto se puede observar por el comportamiento de la curva de densidad del fluido como va disminuyendo en la cima del intervalo.

3.2.4.8 Diagnóstico y propuestas de solución

Finalmente se realiza el diagnóstico a partir de la información analizada correspondiente al pozo en estudio, yacimiento y pozos vecinos con el objetivo de realizar las recomendaciones que permitan incrementar la producción del pozo. La información registrada durante el proceso de explotación y producción, permite determinar el comportamiento, operación y producción de los pozos y del yacimiento por lo que el diagnóstico se integrará con las observaciones y análisis de:

1. Comportamiento de la producción y declinación del pozo

- Aforos y mediciones.
- Registros de presión de fondo fluyendo.
- Registros de presión de fondo cerrado.
- Histórico de producción.
- Histórico de presiones.

2. Pruebas de presión-producción**3. Propiedades de los fluidos obtenidas del laboratorio**

- Análisis PVT.
- Caracterización de aceite crudo.
- Análisis cromatográfico.
- Análisis físico de muestras de aceite y/o agua.
- Análisis del agua (Stiff-Davis).
- Pruebas fisicoquímicas a muestras de aceite

4. Información de perforación

- Pérdida de lodos.
- Gasificaciones.

5. Información de terminación

- Disparo de intervalos.
- Inducción.
- Limpieza.
- Estimulación.
- Fracturamiento.
- Redisparo y nuevos intervalos.
- Intervenciones.

6. Información de yacimientos y evaluación petrofísica

- Propiedades petrofísicas.

7. Información de los registros de producción

Los problemas más frecuentes encontrados en el análisis que disminuyen la producción y generan gradualmente el cierre de los pozos son:

- Presiones igualadas.
- Abatimiento de nivel.
- Baja presión de fondo.
- Alto porcentaje de agua.
- Intervalos que no aportan hidrocarburos.
- Depósito de parafinas y asfáltenos.
- Problemas mecánicos.
 - Restricciones
 - Fuga por la TR.
 - Mala cementación.
 - Fuga del empacador y de la tubería.

Una vez identificado los problemas que se presentan con mayor frecuencia, se tienen elementos suficientes para *evaluar* los pozos en función del comportamiento de la producción, pruebas de presión-producción, información de laboratorio, así como información de perforación, terminación, yacimiento y evaluación petrofísica para realizar un diagnóstico y determinar un tratamiento adecuado que permita solucionar los problemas existentes en el pozo. En la **Tabla 3.21** se muestra un resumen general del análisis y diagnóstico de los pozos estudiados en el campo RB.

Tabla 3.21.- Resumen general del análisis y diagnóstico de pozo

POZOS ANALIZADOS								
Campo	Nombre del Pozo	Intervención	Arena	Diagnóstico	Tipo de Intervención propuesta	QL (BPD)	Pronostico QL P-50 (BPD)	Recomendaciones
RB	RB-125	Optimización	AMM-20	El pozo presenta una fuerte declinación de la presión, la producción del pozo contiene un 73% aceite y un 23 % de emulsión con tendencia al aumento en la producción de agua.	Flujo por TR a baja presión	919	1149	Producir por TR en línea de baja presión.
		Optimización	AMI-30		Flujo simultaneo de TP y TR a baja presión	756	1149	Abrir camisa y producir simultáneamente TP y TR a línea de baja presión
		Optimización	AMM-20 / AMI-30		Limpieza y estilización del intervalo + flujo por TP a baja presión	1675		Limpieza y estimulación + abrir camisa y producir simultáneamente TP y TR a línea de baja presión
		Optimización	AMM-20 / AMI-30		Levantar aparejo de producción a 2700 mts y evaluar la aplicación SAP	1675		Levantar aparejo producción producir simultáneamente TP y TR a línea de baja presión
		Reactivación	AMI-30		Agregar nuevos intervalos			Anexar intervalos de 3332-3343 mts.
	RB-142	Optimización	AMM-20	El pozo produce con flujo intermitente por TP y no se cuenta con un modelo que pronostique el comportamiento de abrir camisa y producir simultáneamente los dos intervalos.	Flujo por TR a baja presión	752	1266	Producir por TR en línea de baja presión.
		Optimización	AMI-30		Flujo por TP a baja presión	278	876	Producir por TP en línea de baja presión.
		Optimización	AMM-20 / AMI-30		Flujo simultaneo de TP y TR a baja presión	1030	2142	Abrir camisa y producir simultáneamente TP y TR a línea de baja presión
	RB-144	Optimización	AMM-20	El pozo presenta una fuerte declinación al producir por TR del intervalo superior y por TP del intervalo inferior	Flujo por TR a baja presión	689		Producir por TR en línea de baja presión.
		Optimización	AMI-30		Instalar TF + inyección de gas	428		Instalar TF con un optimo punto de inyección de gas (3200 mts y Qg iny=0.3)
	RB-146	Optimización	AMI-30	El pozo presenta una fuerte declinación de la producción en el intervalo inferior por el abatimiento de la presión y progresivamente dejará de producir	Inversión de flujo	324	219	Optimización de la producción mediante el cambio de flujo.
		Optimización	AMI-30		Cambio a BN	324	223	Implementación de bombeo neumático cuando deja de fluir el intervalo.
		Optimización	AMI-30		Cambio a BEC	324	297	Implementación de BEC cuando deja de fluir el pozo.
	RB-149	Optimización	AMM-20	Durante la perforación del pozo se tiene una pérdida de lodo de emulsión inversa de 263 m³ a la profundidad de 2686 mts y de 289 m³ a la profundidad de 3144 mts por lo que se presenta un potencial daño a la formación.	Flujo por TR a baja presión	1273	2000	Producir por TR en línea de baja presión.
		Optimización	AMI-30		Limpieza y estimulación de los intervalos	335	800	Efectuar estimulación de limpia
		Reactivación	AMM-20		Agregar nuevos intervalos			Anexar intervalos de 2567-2610 y 2628-2637 mts.
	RB 166	Optimización	AMM-20	El pozo produce con flujo intermitente por TP y no se cuenta con un modelo que pronostique el comportamiento de abrir camisa y producir simultáneamente los dos intervalos.	Optimizar diámetro de estrangulador	70	1266	Cambio de diámetro de estrangulador
		Optimización	AMI-30		Instalar TF + inyección de gas	657	876	Instalar TF con un optimo punto de inyección de gas (3200 mts y Qg iny=0.3).
		Optimización	AMM-20 / AMI-30		Flujo simultaneo de TP y TR en baja presión + aplicación de SAP	1030	2142	Abrir camisa y producir simultáneamente TP y TR a línea de baja presión

A partir de los principales problemas registrados durante la perforación, terminación y producción del pozo en estudio y con la identificación de los principales motivos de cierre, se recomienda integrar todos los pozos analizados en una base de datos por campo para llevar un control y realizar una estadística para determinar la frecuencia con la que se presentan estos problemas, posteriormente se *clasifican* las reparaciones adecuadas para solucionar los problemas que limitan la producción de los pozos. En la **Tabla 3.22** se muestra una lista de las posibles soluciones identificadas en los pozos del campo RB.

Tabla 3.22.- Propuestas de solución en los pozos del campo RB

Actividades, operaciones e intervenciones
Limpieza de aparejo
Estimulación
Control de agua
Agregar nuevo intervalo
Re disparar Intervalo
Aislar y disparar nuevos intervalos
Taponamiento
Re entrada en la misma zona
Optimización del gas de inyección
Cambio de aparejo de producción
Inyección de mejorador de flujo
Instalar tubería flexible
Optimización del diámetro de estrangulador
Colocación de estrangulador de fondo
Optimización del sistema de producción
Aplicación del sistema artificial de producción

Finalmente se *definen y elaboran* las propuestas de solución acordes a las condiciones de operación del pozo en estudio con el objetivo de realizar una reparación que permita restablecer o incrementar la producción del pozo, los trabajos realizados al pozo se dividen en reparación mayor y reparación menor. Una **Reparación Mayor (RMA)** se define como el conjunto de actividades u operaciones en las que se cambian la esencia del pozo, incluyen: cambios de intervalo, ampliación o reducción de intervalos, profundización o modificación para acondicionamiento a otro fin (fracturamiento, reentradas, aislar o taponar intervalos, cambio de pozo productor a pozo inyector etc.), algunas se puede efectuar con o sin un equipo convencional de reparación de pozos; y una **Reparación Menor (RME)** es aquella intervención que se realiza a un pozo productor o inyector que presenta problemas en su operación normal. Esta intervención no afecta al yacimiento o reserva en explotación y no modifica la geometría de las tuberías de revestimiento, incluyen: limpieza de aparejo, estimulación, cambios de aparejo de producción, control de agua y cementación forzada.

Adicionalmente se debe realizar la simulación de los siguientes escenarios con la finalidad de tener más elementos que permitan comparar y evaluar todas las alternativas.

- Producir por TP a línea de baja presión.
- Producir por TR a línea de baja presión.
- Producir simultáneamente por TP y TR en línea de baja presión.
- Levantar aparejo de producción por arriba del intervalo superior y producir simultáneamente por TP y TR a línea de baja presión. Adicionalmente evaluar la instalación de sistemas artificiales de producción.

Antes de continuar con las fases de la metodología de análisis y optimización del sistema integral de producción se debe evaluar y considerar si es necesario tomar información del pozo cuando no se cuenta con información suficientes para el análisis o para contar con información actualizada que permita asegurar una buena caracterización de las propiedades de los fluidos y del comportamiento del yacimiento, los datos más importantes se obtienen a partir de muestras del fluido, aforos y/o mediciones del pozo, registros de presión de fondo cerrado y fluyendo, análisis PVT, caracterización del aceite crudo y análisis cromatográfico, así como realizar prueba de presión-producción por tres estranguladores con la finalidad de determinar el potencial del yacimiento y/o caracterizar la formación.

3.2.5 Clasificación y agrupamiento de pozos

En esta fase de la metodología ya se cuenta con la información integrada y validada, así como con un análisis y diagnóstico que permite identificar con precisión los problemas que causan la baja productividad de los pozos. Una vez realizado lo anterior, se clasifican y agrupan los pozos tomando criterios que cumplen con ciertas características que los separan por categorías, por ejemplo los pozos que tienen características y propiedades similares con un mismo comportamiento de producción.

Para el análisis del campo RB, se realizó un agrupamiento de los pozos en función a las siguientes características principales: profundidad del intervalo productor, gasto de producción (Q_o), relación gas-aceite (RGA), presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) y presión en la línea de descarga (P_{LD}) esto con la finalidad de identificar grupos de pozos con características similares y proponer pozos tipo representativos de cada grupo para su posterior elaboración y ajuste del modelo del pozo, así como el análisis del sistema artificial de producción. En la **Tabla 3.23** se muestra la matriz de agrupamiento de los pozos que producen en el intervalo superior del campo RB, a partir de los criterios utilizados en el agrupamiento se eligió el pozo RB 146 TR como representativo debido a que este se encuentra en todos los grupos con mayor número de pozos.

Tabla 3.23.- Matriz de agrupamiento de los pozos del campo RB intervalo superior

Profundidad		QL (BPD)	RGA (M ³ /M ³)		Pwh (Kg/cm ²)		PLD (Kg/cm ²)	
(2580-2800 mts)	RB124 TR	QL > 800	RB125 TR	RGA > 160	RB124 TR	Pwh < 70	RB124 TR	RB124 TR
	RB125 TR		RB128 TR		RB156 TR		RB125 TR	RB125 TR
	RB128 TR		RB141 TP	RB125 TR	RB128 TR		B142 TR	
	RB141 TP		RB146 TR	RB128 TR	RB142 TR		RB146 TR	
	RB142 TR		RB149 TR	RB141 TP	RB146 TR		RB149 TR	
	RB144 TR		RB156 TR	RB142 TR	RB149 TR		RB156 TR	
	RB146 TR	RB124 TR	RB144 TR	RB156 TR	RB128 TR			
	RB149 TR	400<QL<800	RB142 TR	RB146 TR	35<Pwh<70	RB141 TP	RB141 TP	
	RB156 TR		RB144 TR	RB149 TR		RB144 TR	RB144 TR	
	RB166 TR		QL< 400	RB166 TR	RGA < 75	Pwh <35	RB166 TR	RB166 TR

De la misma forma se realizó la clasificación y agrupamiento de los pozos que producen en el intervalo inferior del campo RB (**Tabla 3.24**), utilizando las mismas características y propiedades correspondientes a la profundidad del intervalo productor (Q_o, RGA, P_{wh} y P_{LD}).

Tabla 3.24.- Matriz de agrupamiento de los pozos del campo RB intervalo inferior

Profundidad		QL (BPD)		RGA (M ³ /M ³)		Pwh (Kg/cm ²)		PLD (Kg/cm ²)	
(2580-2800 mts)	RB124 TP	QL > 1000	RB 125 TP	RGA > 160	RB124 TP	Pwh < 70	RB 125 TP	AP	RB 125 TP
	RB 125 TP		RB131 TP	75< RGA<160	RB168 TP		RB131 TP		RB131 TP
	RB128 TP		RB156 TP		RB 125 TP		RB156 TP		RB146 TP
	RB131 TP		RB168 TP		RB128 TP		RB 168 TP		RB156 TP
	RB142 TP	RB124 TP	RB131 TP		RB124 TP	RB168 TP			
	RB144 TP	400<QL<800	RB128 TP		35<Pwh<70	RB128 TP	RB124 TP		
	RB146 TP		RB144 TP			RB146 TP	RB128 TP		
	RB156 TP	QL < 400	RB166 TP	RGA < 75	RB146 TP	Pwh < 35	RB166 TP	BP	RB142 TP
	RB166 TP		RB142 TP		RB156 TP		RB142 TP		RB144 TP
	RB168 TP		RB146 TP	RB166 TP	RB166 TP		RB144 TP		RB 166 TP

A partir de los criterios utilizados en el agrupamiento se eligió el pozo RB 125 TP como representativo debido a que este se encuentra en todos los grupos con mayor número de pozos.

3.2.6 Elaboración y ajuste del modelo del pozo

Una vez seleccionado el pozo para analizar su comportamiento de producción es necesario realizar la elaboración de un modelo de flujo multifásico, el cual debe ser ajustado con datos medidos para obtener un modelo representativo para simular diferentes condiciones de operación del pozo a través del análisis y sensibilidad de las variables involucradas en el proceso de producción. Por ejemplo: abatimiento de la presión del yacimiento, incremento en el porcentaje de agua, diámetro de la tubería de producción y línea de descarga, cambio de estrangulador, instalación de tubería flexible e inyección de gas, así como diferentes condiciones de operación en las instalaciones superficiales. A partir del modelo se puede obtener el comportamiento del pozo y determinar el momento adecuado para implementar un sistema artificial de producción, estos resultados permiten realizar el diseño de los diferentes sistemas artificiales para establecer el más apropiado a las condiciones de operación existentes y/o finalmente optimizar el sistema integral de producción.

La herramienta que se utiliza en esta fase de la metodología es un simulador de flujo multifásico comercial que permite al ingeniero de producción manejar de manera rápida, sencilla y eficiente la técnica de análisis nodal con el objetivo de generar diferentes escenarios de explotación tanto del yacimiento como del aparejo de producción, estrangulador y línea de descarga para diferentes condiciones de operación. Los resultados permiten evaluar las condiciones actuales de producción, así como las diferentes alternativas de explotación al identificar las mejores condiciones que proporcionan el mayor incremento en la producción y la menor caída de presión, esto con la finalidad de ayudar a tomar las decisiones que permitan optimizar el uso de la infraestructura existente y/o proponer la construcción de instalaciones para el manejo óptimo de la producción actual y la entrada de nuevos pozos a producción en el campo.

Para la elaboración del modelo del pozo se puede simular considerando el modelo del fluido como aceite negro o composicional, el cual dependerá de la información disponible y del detalle de los análisis.

3.2.6.1 Procedimiento para la elaboración del modelo del pozo

3.2.6.1.1 Generación del modelo del pozo

Para generar el modelo de flujo multifásico en el software especializado, en el menú **File** en la opción **New**, se selecciona **Well Performance Analysis** como se muestra en la **Figura 3.22**.

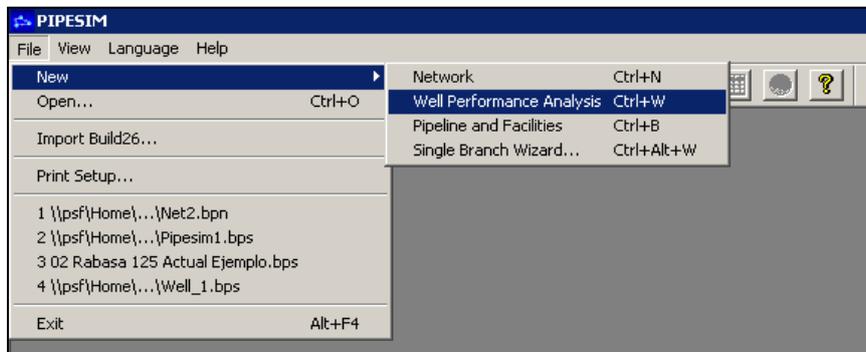


Figura 3.22.- Generación del modelo del pozo

Posteriormente se muestra una plataforma de trabajo en donde se activan los iconos y accesorios de la barra de herramientas para poder integrar cada uno de los componentes del sistema integral de producción (yacimientos, aparejo de producción, estrangulador y línea de descarga).

3.2.6.1.2 Construcción del modelo del pozo

Dentro de la plataforma de trabajo **Well Performance Analysis**, utilizando los objetos de la barra de herramientas, se selecciona cada uno de los elementos que constituyen el modelo del pozo como se muestra en la **Figura 3.23**.

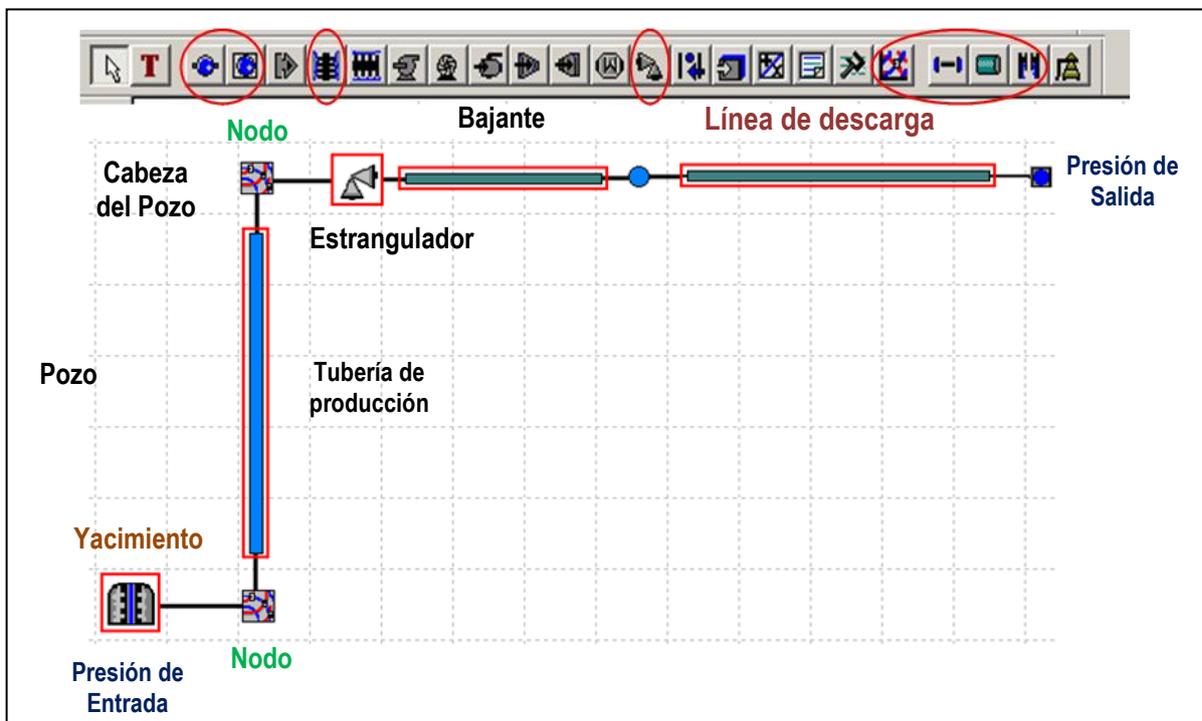


Figura 3.23.- Construcción del modelo del pozo

Nota: Al inicio los iconos aparecerán con un recuadro rojo, esto indica que no se han ingresado los datos básicos para definir cada uno de los componentes del sistema integral de producción y al introducir la información solicitada estos recuadros desaparecerán.

Para construir la estructura del sistema integral de producción, es necesario conocer la representación de los principales componentes del modelo ubicados en la barra de herramientas, en la **Tabla 3.25** se identifican estos componentes.

Tabla 3.25.- Identificación de los principales componentes del modelo

Componente	Icono	Componente	Icono	Componente	Icono
Puntero		Booster multifásico		Multiplicador/ Adicionar	
Anotación		Separador		Reportes	
Nodo		Compresor		Palabra Clave	
Nodo frontera		Expansor		Nodo Solución	
Fuente		Calentador/Enfriador		Conector	
Terminación vertical		Estrangulador		Línea de flujo	
Terminación horizontal		Punto de Inyección		Tubería de producción	
Bomba		Equipo		Riser	

3.2.6.1.3 Carga de información del pozo

Una vez recopilada, valida e integrada la información requerida para el estudio del pozo (primera y segunda fase de la metodología con información general del pozo RB 125-TP proporcionados en la **Tabla 3.4**), se recomienda cargar la información en el siguiente orden:

A) Modelo del fluido

- **Información de las propiedades de los fluidos obtenida de:**
 - Análisis PVT.
 - Caracterización de aceite crudo.
 - Análisis cromatográfico.
 - Análisis físico de muestras de aceite y/o agua.
 - Análisis del agua (Stiff-Davis).
 - Pruebas fisicoquímicas a muestras de aceite.

En la sección del menú **Setup**, se selecciona la opción **Black Oil** como se muestra en la **Figura 3.24**, posteriormente se despliega la ventana **DEFAULT - Black Oil Properties** en la cual se introducen los datos de las propiedades del fluido, el método de aceite negro utiliza correlaciones para determinar las propiedades de los fluidos. La venta contiene 5 pestañas para caracterizar el modelo del fluido las cuales son:

- Propiedades Black Oil.
- Datos de viscosidad
- Calibración avanzada de datos.
- Contaminantes.
- Datos térmicos.

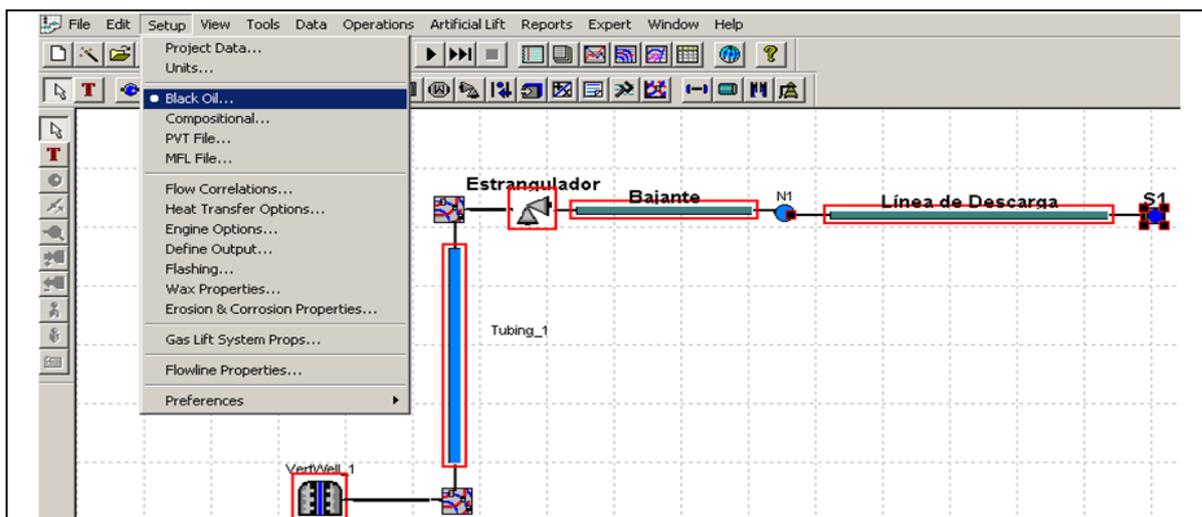


Figura 3.24.- Cargar de información del pozo modelo de aceite negro

En la primer pestaña *Black Oil Properties* como se muestra en la **Figura 3.25**, se introducen los datos reportados en el laboratorio referentes al porcentaje de agua (%w), relación gas-aceite (RGA), densidad relativa del gas (γ_g), densidad relativa del agua (γ_w) y densidad relativa del aceite ($^{\circ}$ API), así como los datos para la calibración de la presión de burbuja (P_b , T , R_s), correlación para el mejor ajuste de las propiedades de los fluidos, nombre del fluido y comentarios.

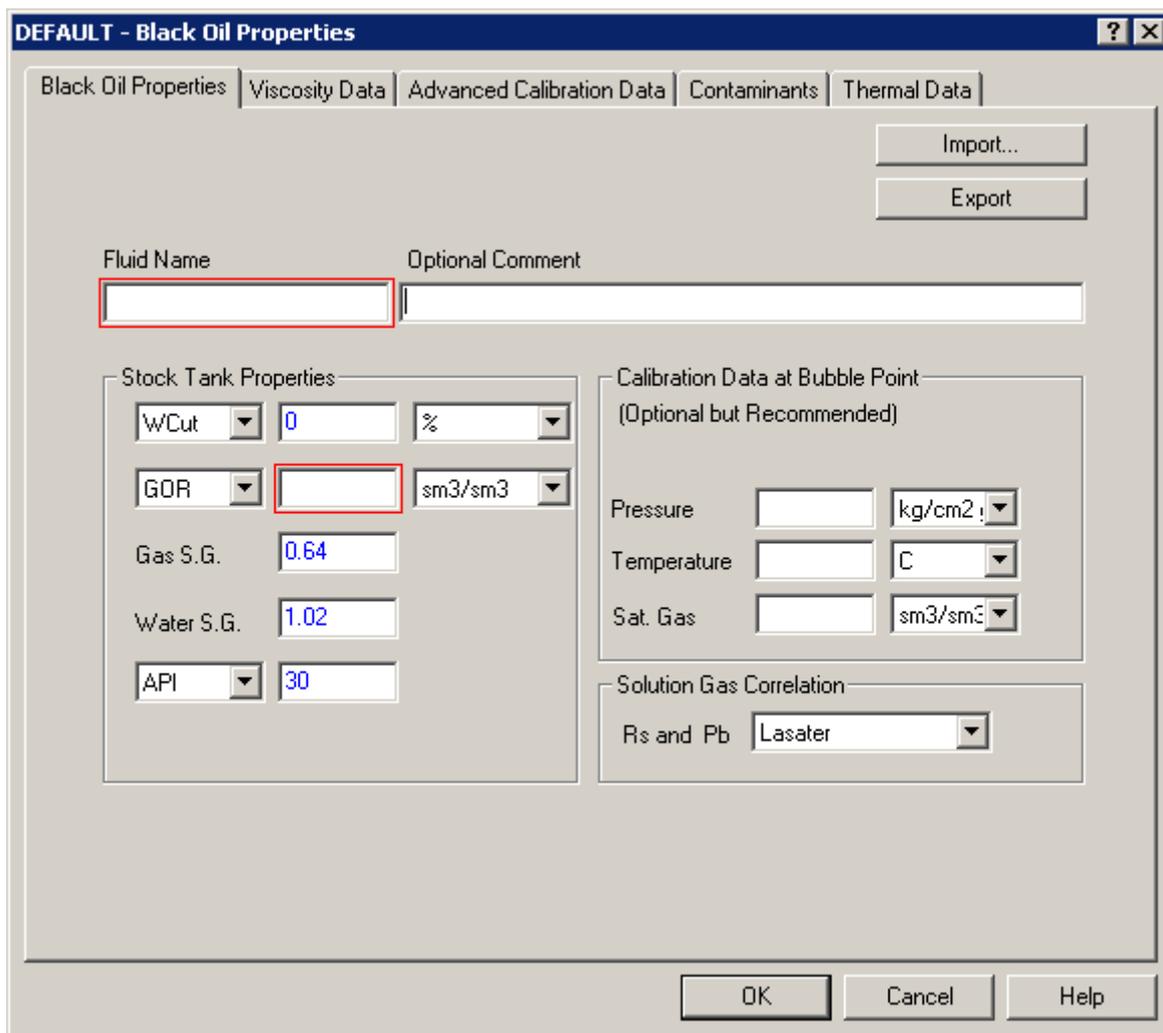


Figura 3.25.- Carga de información del modelo del fluido (*Black Oil Properties*)

Nota: En esta ventana se observan recuadros rojos vacíos lo cual indica que es forzoso cargar los datos para el modelo del fluido y los datos que están en color azul están dados por default, así como cuadros vacíos donde se recomienda cargar la información, sin embargo es opcional introducir esta información ya que permite continuar con el modelo. Los datos de las propiedades del fluido deben de estar a condiciones estándar.

En la pestaña *Viscosity Data* se ajusta la viscosidad del aceite y se selecciona la correlación que más se ajuste a los valores de viscosidad medidas como se muestra en la **Figura 3.26**, por lo que es necesario tener dos valores de la viscosidad del aceite muerto para diferentes temperaturas.

Figura 3.26.- Carga de información del modelo del fluido (*Viscosity Data*)

En la pestaña *Advanced Calibration Data* se cuenta con tres opciones para caracterizar las propiedades del fluido:

- Sin calibración.
- Calibración sencilla.
- Calibración multipuntos.

La opción sin calibración permite continuar con el modelo del fluido sin ningún tipo de ajuste y sólo toman en cuenta las propiedades introducidas anteriormente, para la opción de calibración sencilla es necesario introducir el factor de volumen del aceite (B_o) en un punto por arriba de P_b y la relación de solubilidad (R_s) en la P_b , así como valores medidos del B_o , viscosidad del aceite, viscosidad del gas, factor de desviación del gas (z) en o por debajo de la P_b a la presión y temperatura de saturación y finalmente su correlación de ajuste (**Figura 3.27**).

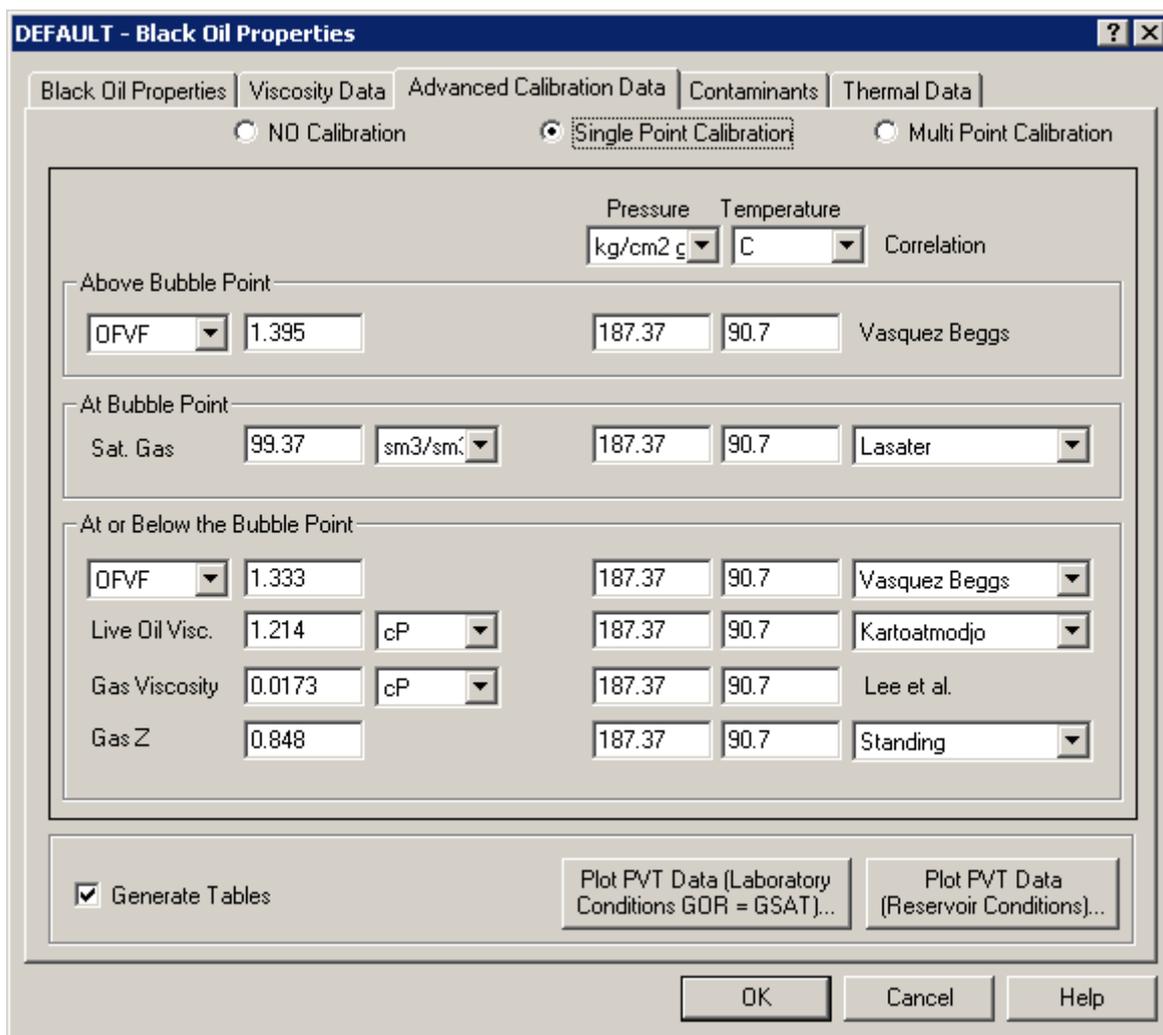


Figura 3.27.- Carga de información (*Advanced Calibration Data*), calibración sencilla

Los datos para realizar la calibración y determinar el comportamiento de las propiedades de los fluidos se obtienen de la prueba de vaporización diferencial. La densidad del aceite y viscosidad del gas se cargan directamente, mientras que el factor de volumen de formación y relación de solubilidad deben ser corregidos por la prueba de separadores, en la **Tabla 3.26** se muestran los datos de la prueba de vaporización obtenidos del análisis PVT del pozo RB 101.

Tabla 3.26.- Datos para realizar la calibración del fluido

Vaporización Diferencial del Fluido de Yacimiento a 90,7 °C									Prueba de separación	
Propiedades de la Fase Aceite					Propiedades de la Fase Gas				Fase aceite	
Presión	Bo	Rs diferencial	ρ_o	μ_o	Bg	z	μ_g	γ_g	Rs	Bo
[kg/cm ²]	[Vtot/Vsat]	[m ³ /m ³]	[gr/cm ²]	cp	[Vtot/Vsat]		cp		[m ³ /m ³]	[m ³ /m ³]
191.10	1.487	117.5	0.7215	1.2280					99.37	1.3950
187.37	1.488	117.5	0.7210	1.2140					99.37	1.3960
141.79	1.408	99.1	0.7498	2.0880	0.0078	0.8480	0.0173	0.7690	82.11	1.3209
106.64	1.349	80.4	0.7692	2.7990	0.0105	0.8620	0.0158	0.7860	64.56	1.2656
71.41	1.285	59.6	0.7916	3.6800	0.0161	0.8820	0.0141	0.8050	45.05	1.2056
43.29	1.228	45.5	0.8110	4.6030	0.0272	0.9040	0.0125	0.8930	31.82	1.1521
15.09	1.144	20	0.8449	6.4160	0.0811	0.9410	0.0097	1.1640	7.90	1.0733
1.03	1.055	0	0.8692	8.5130	1.2316	0.9780	0.0061	2.0300		0.9898

La opción de calibración multipuntos permite introducir las propiedades de los fluidos a diferentes presiones reportadas en el análisis PVT como se muestra en la **Figura 3.28**, sin embargo se debe de tomar las siguientes consideraciones:

- Los datos introducidos en la tabla se deben tomar de la prueba de separación instantánea y no de la prueba de separación diferencial.
- Las propiedades del fluido deben de ser introducidas para una sola temperatura.
- En los puntos donde no se cuente con datos, el comportamiento del fluido será confiable solamente para la correlación seleccionada.

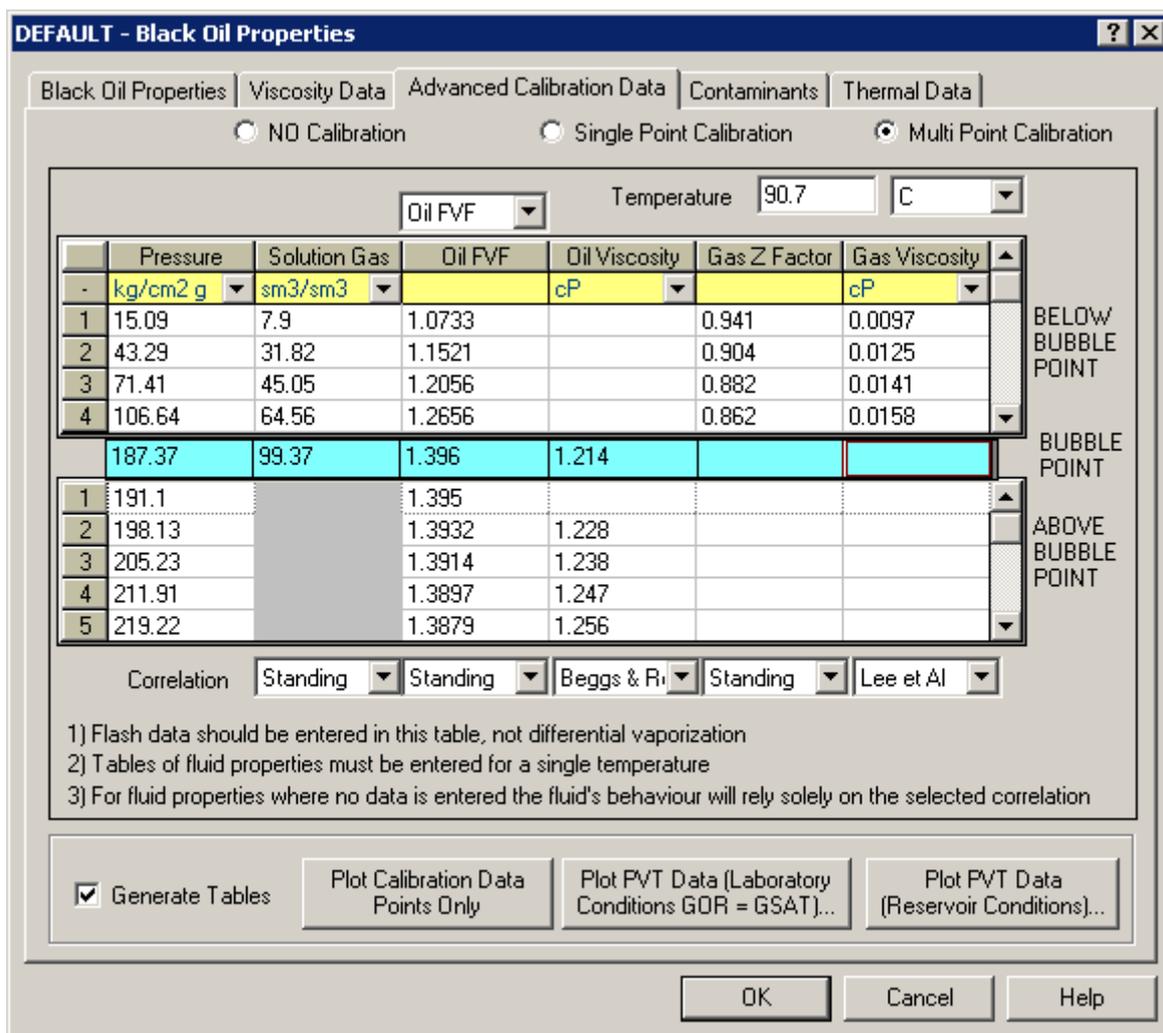


Figura 3.28.- Carga de información (Advanced Calibration Data), calibración multipunto

La información requerida en cada una de las opciones de la pestaña **Advanced Calibration Data** para caracterizar el modelo del fluido, dependerá del análisis PVT realizados al pozo en estudio, sin embargo es posible tomar información de los pozos vecinos que tengas las mismas características y propiedades de los fluidos. Esto es, que el análisis PVT del pozo de correlación sea tomado en la misma arena o profundidad del intervalo productor y el fluido producido tenga una composición muy cercana al pozo en estudio.

En la pestaña **Contaminants** se introduce la fracción molar de los principales contaminantes presentes en la mezcla como son: el dióxido de carbono (CO₂), ácido sulfhídrico (H₂S) y nitrógeno (N₂) como se muestra en la **Figura 3.29**.

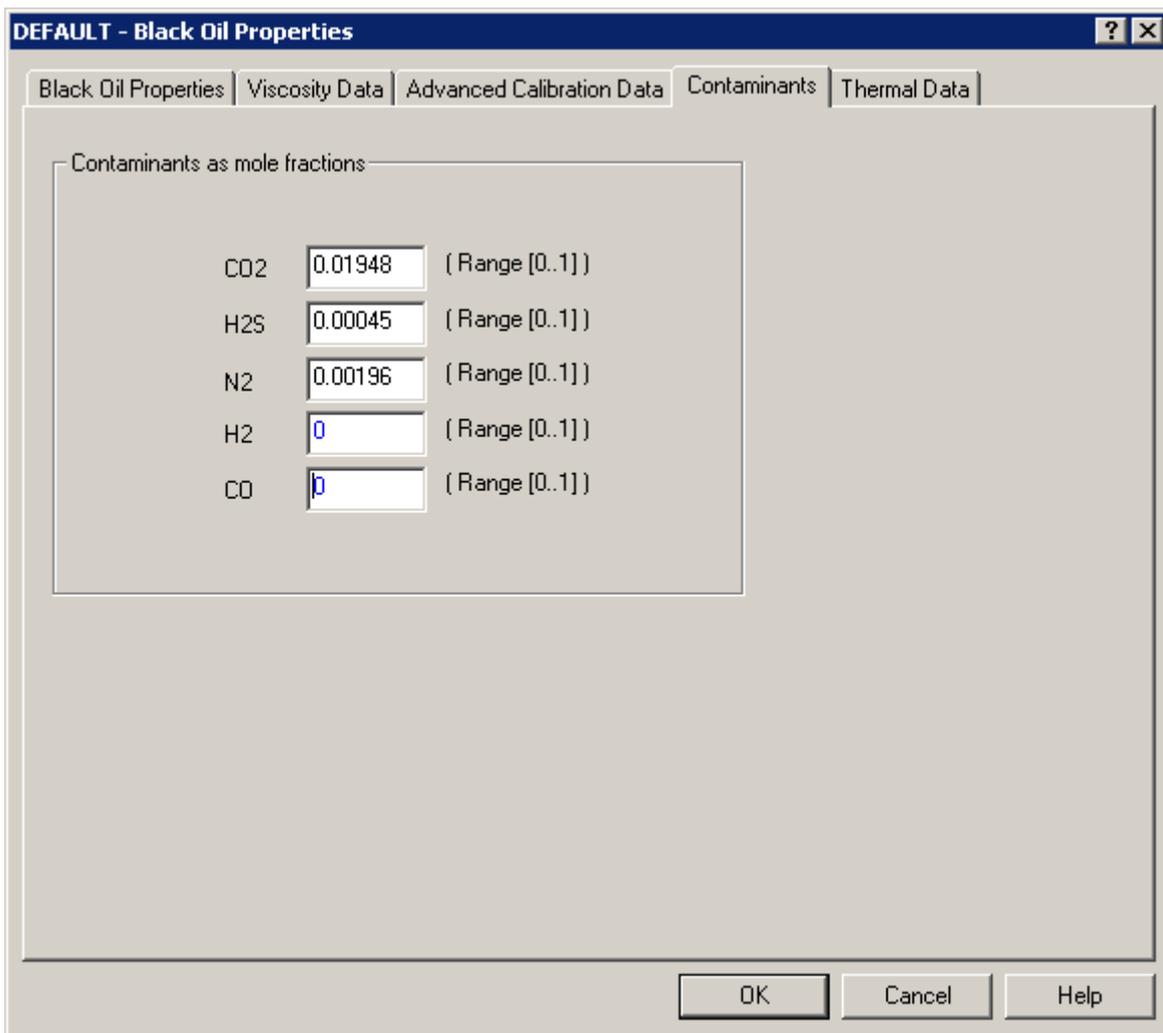


Figura 3.29.- Carga de información del modelo del fluido (*Contaminants*)

Finalmente la pestaña *Thermal Data* permite introducir la capacidad calorífica y conductividad del gas, aceite y agua.

Si se tiene un análisis PVT y se requiere realizar el modelo composicional, en la sección del menú *Setup* se selecciona la opción *Compositional* como se muestra en la Figura 3.30.

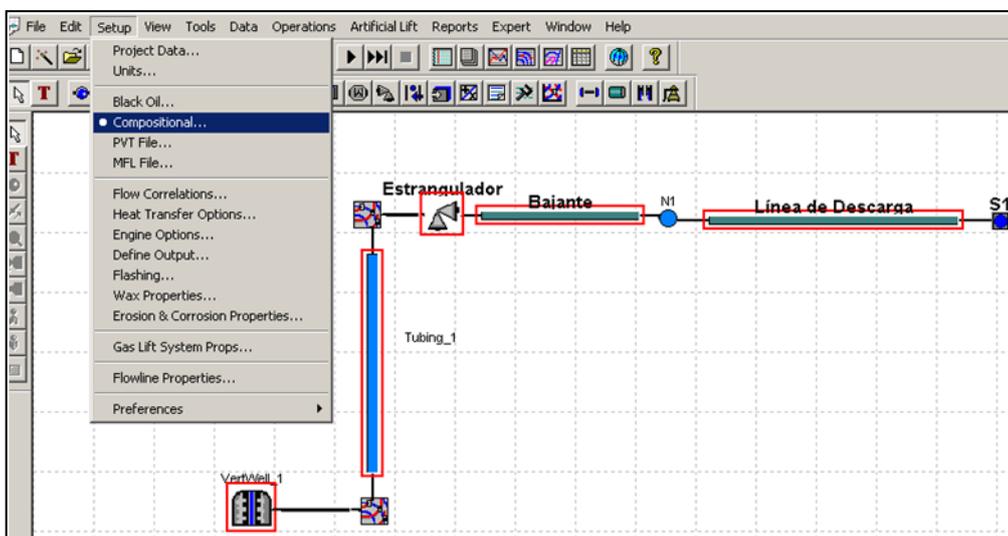


Figura 3.30.- Cargar de información del pozo modelo composicional

Posteriormente se despliega la ventana *Compositional Properties* en la cual se introduce la composición del fluido y su respectiva fracción molar. La caracterización del fluido por el método de composicional utiliza una separación instantánea o multiflash y se realiza a través de ecuaciones de estado, esto permite realizar modelos para aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco, para obtener el diagrama de fases y la formación de hidratos. En la **Tabla 3.27** se muestra la composición y propiedades del fluido del yacimiento obtenido del análisis PVT del pozo RB 101.

Tabla 3.27.- Composición y propiedades del fluido del yacimiento

Pozo: RB-101						
Componentes	Gas del Flash		Líquido del Flash		Fluido de Yacimiento	
	[%peso]	[%mol]	[%peso]	[%mol]	[%peso]	[%mol]
N ₂	3.34	3.30	0.00	0.00	0.43	1.94
CO ₂	0.12	0.08	0.00	0.00	0.02	0.05
H ₂ S	0.41	0.34	0.00	0.00	0.05	0.20
C ₁	33.21	58.07	0.00	0.00	4.25	33.86
C ₂	15.86	14.80	0.06	0.06	2.03	8.65
C ₃	17.63	11.22	0.28	0.28	2.30	6.66
i-C ₄	4.10	1.98	0.19	0.19	0.56	1.23
n-C ₄	9.45	4.56	0.75	0.75	1.35	2.97
i-C ₅	4.07	1.58	0.96	0.96	0.75	1.32
n-C ₅	4.55	1.77	1.66	1.66	0.97	1.73
C ₆	4.64	1.51	4.94	4.94	1.98	2.94
C ₇₊	2.63	0.79	97.44	91.16	85.32	38.45
TOTAL		100.00		100.00	100.00	100.00
Densidad (gr/cm ³)						0.9228
Masa Molar (gr/mol)		28.06		267.55		127.9
PM _{C7+} (gr/mol)		102.73		288.92		287.4
Relación Molar		0.5831		0.4169		1
Profundidad muestreo (mD)		3208				
Tipo de Muestreo		Fondo				

La venta contiene 9 pestañas como se muestra en la **Figura 3.31** para caracterizar el modelo del fluido las cuales son:

- Component Selection.
- Options.
- Petroleum Fractions.
- Create PVT File.
- Flash/Separation.
- RGL.
- Quality lines.
- Experimental Matching.
- Salinity Analysis.

En la pestaña **Component Selection** se realiza la selección de cada uno de los componentes del fluido de la base de datos, posteriormente en la pestaña **Options** seleccionar el paquete y ecuación de estado que se va a utilizar, a continuación en la pestaña **Petroleum Fractions** se introduce los componentes pesados que fueron caracterizados en el laboratorio, sin embargo se requiere tener al menos dos propiedades medidas referentes al Punto de Ebullición (BP), Peso Molecular (MW) o Densidad Relativa(SG) para cada Pseudo-componente (C₇₊) que es utilizado en la composición del fluido, una vez que se introducen las fracciones de los hidrocarburos pesados se seleccionan y añaden a la composición. Automáticamente se regresa a la pestaña de **Component Selection** donde los componentes pesados son agregados a la lista de hidrocarburos en color verde y se introducen la fracciones molares reportadas en la composición del fluido verificando que el contador de Moles Totales sume 100, posteriormente se normalizan los datos como se muestra en la **Figura 3.31**. Finalmente se calculan las propiedades críticas referentes a Temperatura Critica (TC), Presión Critica (PC) y Factor Acéntrico (Ω), regresando nuevamente a la pestaña de **Petroleum Fractions** como se muestra en la **Figura 3.32**.

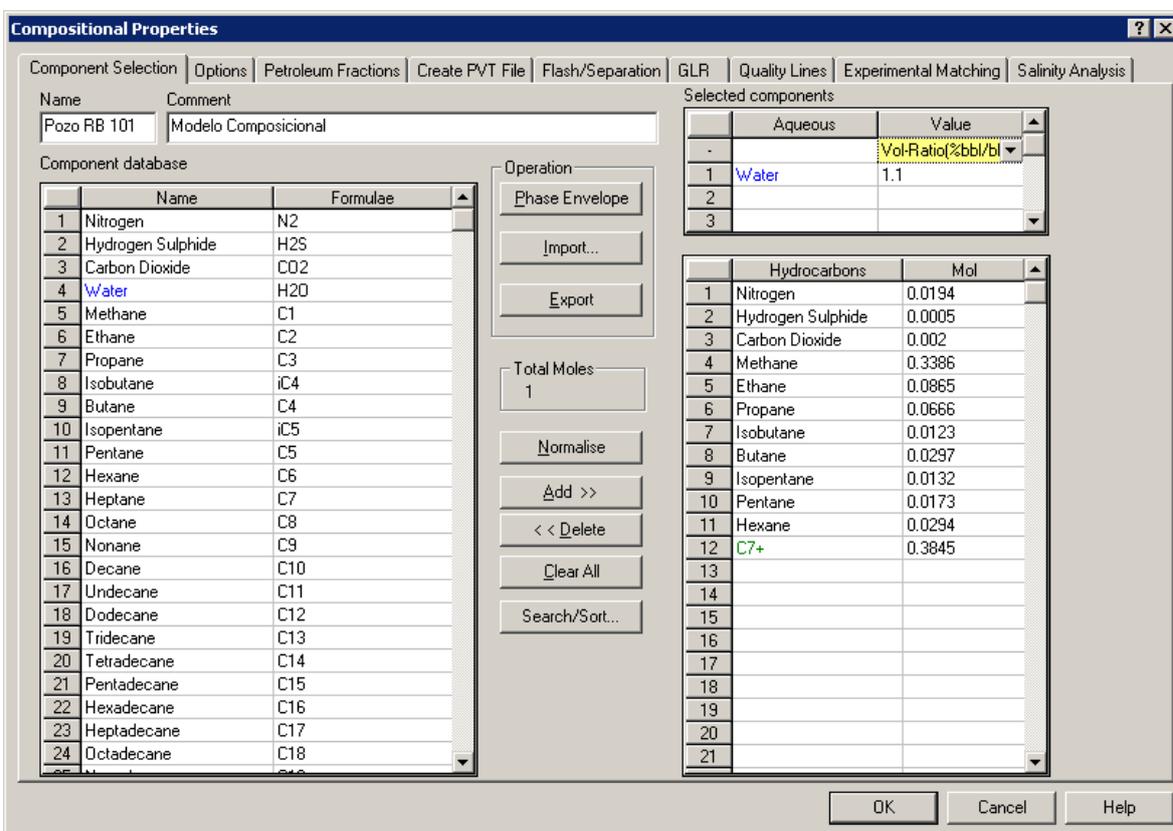


Figura 3.31.- Cargar de información del pozo modelo composicional (**Component Selection**)

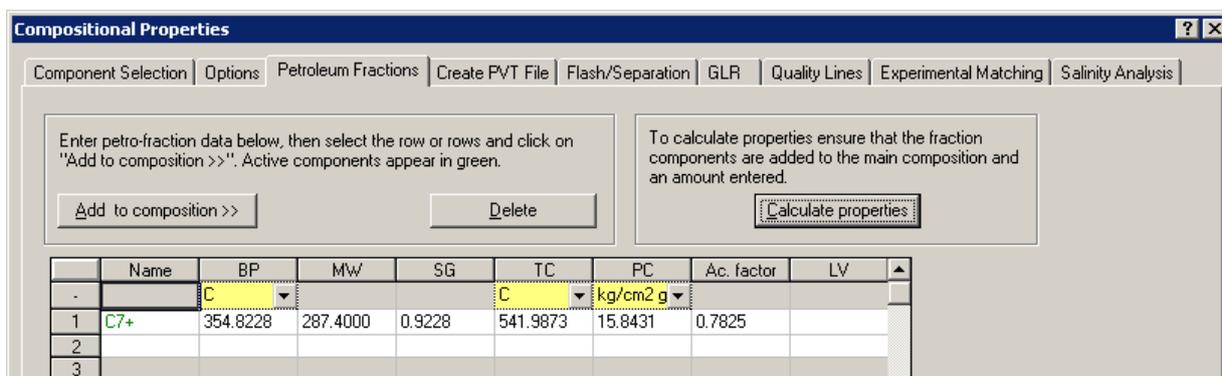


Figura 3.32.- Cargar de información del pozo modelo composicional (**Petroleum Fractions**)

El agua se agrega de la base de datos de los componentes la cual aparecerá en color azul en la lista de componentes Acuoceros y se introduce la fracción de que le corresponde. Se genera el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos como se muestra en la **Figura 3.33** con distintas ecuaciones de estado (EOS) y seleccionando la que mejor se ajuste a los datos medidos en el laboratorio.

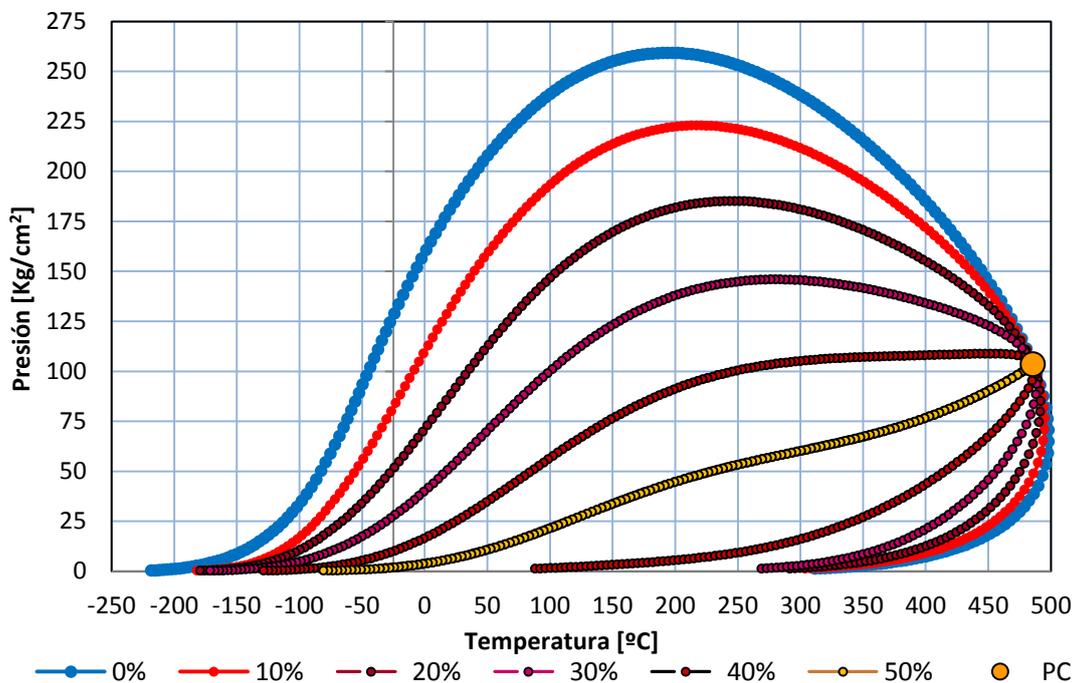


Figura 3.33.- Diagrama de fases del pozo RB 101

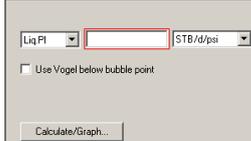
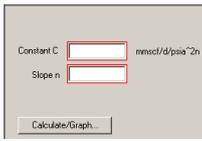
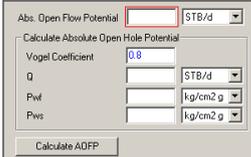
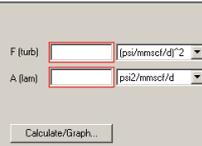
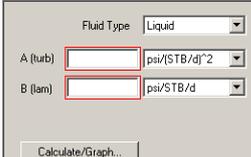
B) Yacimiento

- *Información de la producción y presión del pozo obtenida de:*
 - Aforos y medición multifásica del pozo.
 - Pruebas de presión producción.
 - Registros de presión de fondo fluyendo.
 - Registros de presión de fondo cerrado.

Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del yacimiento y se carga la información de la presión y temperatura del yacimiento correspondiente a la fecha de análisis y ajuste del modelo, posteriormente se define y selecciona el modelo del comportamiento del yacimiento que se va utilizar, cada uno basado en una ecuación que requiere información adicional para definir el comportamiento del yacimiento como se muestra en la **Tabla 3.28**. La selección del modelo dependerá del tipo de yacimiento, condiciones y comportamiento de flujo, así como de la información de las propiedades petrofísicas del yacimiento y registros tomados en el pozo. Los modelos que se tienen son:

- Índice de Productividad Lineal “IP” (Pozos de aceite & gas).
- Ecuación de Vogel (Pozos de aceite).
- Ecuación de Fetkovich (Aceite-Efectos de Alta Velocidad).
- Ecuación de Jones, Blount y Glaze (Pozos de aceite & gas).
- Ecuación Back-Pressure (Pozo de gas).
- Ecuación en Estado Pseudo Estacionario (Pozos de aceite & gas)
- Ecuación Forchheimer (Pozo de gas y condensado).
- Ecuación de Fractura Hidráulica.

Tabla 3.28.- Modelos para simular el comportamiento del yacimiento

Modelo	Datos Requeridos	Modelo	Datos Requeridos
Well PI		BackPressure Equation	
Vogel's Equation		Pseudo Steady State	
Fetkovich's Equation		Forchheimer's Equation	
Jones's Equation		Hidraulic Fracture	

Con la información general del pozo RB 125-TP mostrados en la **Tabla 3.4** y al seleccionar la **Ecuación de Vogel**, se introduce los datos de la presión de fondo estática (Pws) y temperatura del yacimiento (Ty) obtenidos del registro de presión de fondo cerrado (RPFC), la presión de fondo fluyendo (Pwf) obtenido del registro de presión de fondo fluyendo (RPFF) y el gasto de líquido registrado en la medición del pozo correspondientes a la fecha en que se ajustará el modelo del pozo, posteriormente se calcula el gasto máximo de flujo como se muestra en la **Figura 3.34**.

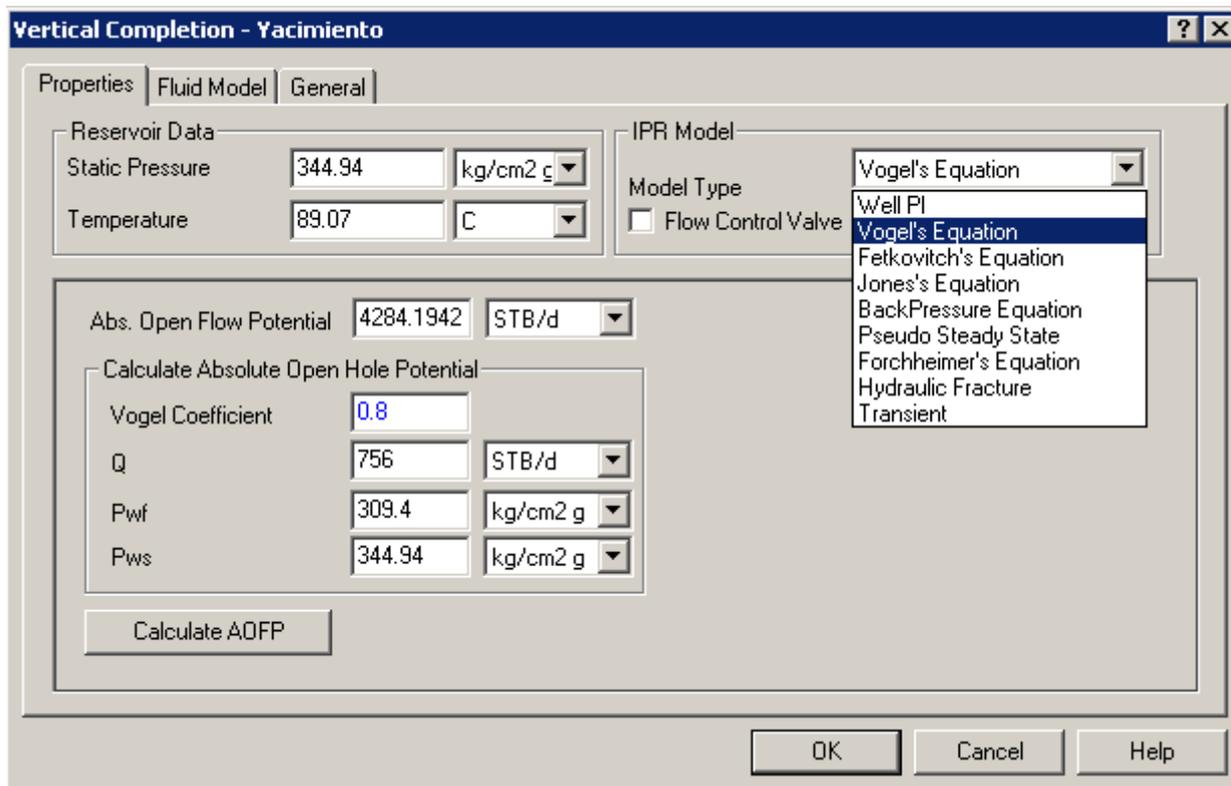


Figura 3.34.- Cargar de información del yacimiento (Vogel's Equation)

Cuando se cuenta con información del yacimiento correspondientes al espesor del intervalo productor, diámetro del pozo, permeabilidad de la formación, radio de drene y se conoce el tipo de terminación del pozo y características del intervalo disparado como tipo de pistola utilizada y propiedades de la zona de daño, se seleccionan la *Ecuación en Estado Pseudo Estacionario* para calcular el daño a la formación y determinar el comportamiento del yacimiento como se muestra en la **Figura 3.35**.

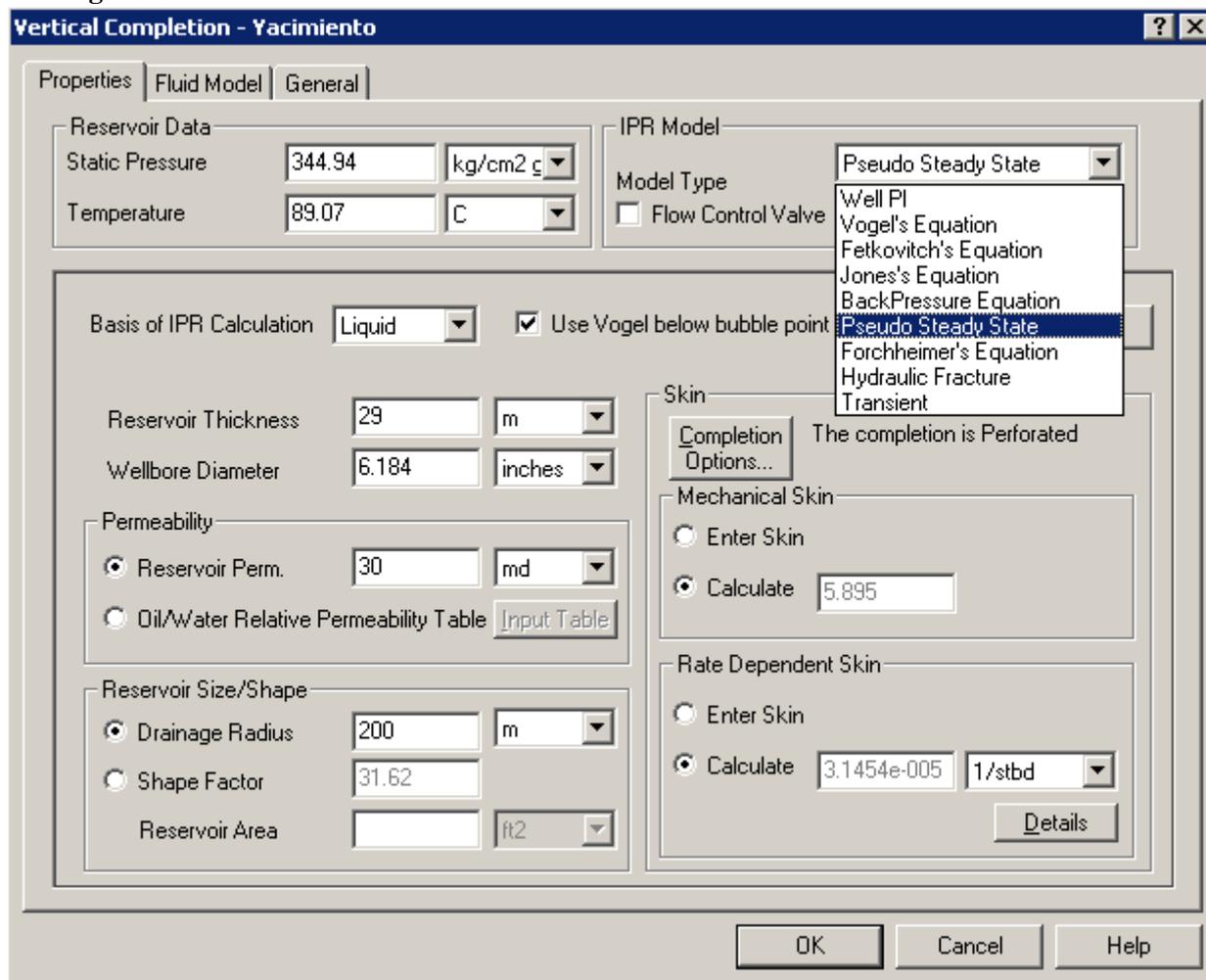


Figura 3.35.- Cargar de información del yacimiento (Pseudo Steady State)

Al seleccionar el modelo de **Pseudo Steady State**, se dispone de opciones para el tipo de terminación del pozo para determinar el efecto del daño y el coeficiente de turbulencia (pozos de gas). Este modelo permite simular yacimientos de aceite y gas a partir de la ecuación de **Darcy** con flujo radial considerando los siguientes parámetros de diámetro y permeabilidad de la zona, así como características de la pistola. Las opciones correspondientes al tipo de terminación son:

- Ninguna (considera pozo sin daño o resistencia al flujo).
- Agujero descubierto (pozo sin Casing ni cementado).
- Agujero descubierto y empaque de grava.
- Disparado (modelo de McLeop).
- Empaque de grava y disparado.
- Fracturado y empacado.

Una vez seleccionado el tipo de terminación se introducen los datos y posteriormente se calcula el daño total como se muestra en la **Figura 3.36**. Adicionalmente se revisa la gráfica de la curva de comportamiento del yacimiento (IPR) para comparar el gasto máximo.

Figura 3.36.- Cargar de información del tipo de terminación (Pseudo Steady State)

El pozo RB 125-TP se disparó en los *intervalos 3413-3425 y 3388-3400 m (arena AMI-30)* utilizando pistolas desechables de 2 1/8”, fase 45 y 20 cargas por metro.

C) Tubería de producción del Pozo

- **Información del aparejo de la tubería de producción obtenida de:**
 - Estado mecánico actualizado del pozo.
 - Trayectoria real del pozo o registro de desviación.
 - Perfil de temperatura del pozo del RPF.
 - Configuración del aparejo de producción (TP y TR).
 - Profundidad del nivel medio de los disparos.
 - Equipo de fondo (punto de inyección de gas, configuración de TF colgada, válvulas de seguridad o posibles obstrucciones).

Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del aparejo de producción y se elige la opción “*Detailed Model*” donde se cargará la información detallada del estado mecánico del pozo a través de cuatro pestañas las cuales son:

- Perfil de desviación.
- Perfil geotérmico.
- Configuración de la tubería.
- Equipo de fondo.

En la pestaña de *Deviation Survey*, se carga la información del registro de desviación del pozo como se muestra en la **Figura 3.38**, se requiere contar con al menos dos parámetros de la trayectoria real del pozo referentes a la profundidad desarrollada, profundidad vertical o ángulo de desviación del pozo, En la **Tabla 3.29** se muestran los valores más representativos del registro de desviación del pozo RB 125 y en la **Figura 3.37** se muestra el desplazamiento y la severidad del pozo.

Tabla 3.29.- Registro de desviación del pozo

Profundidad Desarrollada (MD)	Profundidad Vertical (TVD)	Ángulo de Desviación (grados)
271.46	271.35	5.00
300.16	299.90	6.74
328.59	328.06	8.92
412.20	410.04	13.72
558.29	551.09	17.37
611.98	602.02	19.85
639.97	628.20	21.51
864.96	832.59	27.91
950.06	906.37	32.58
2202.04	1968.68	25.21
2230.95	1995.00	23.59
2402.64	2156.50	15.53
2630.62	2380.42	4.96
3680.00	3429.16	3.39

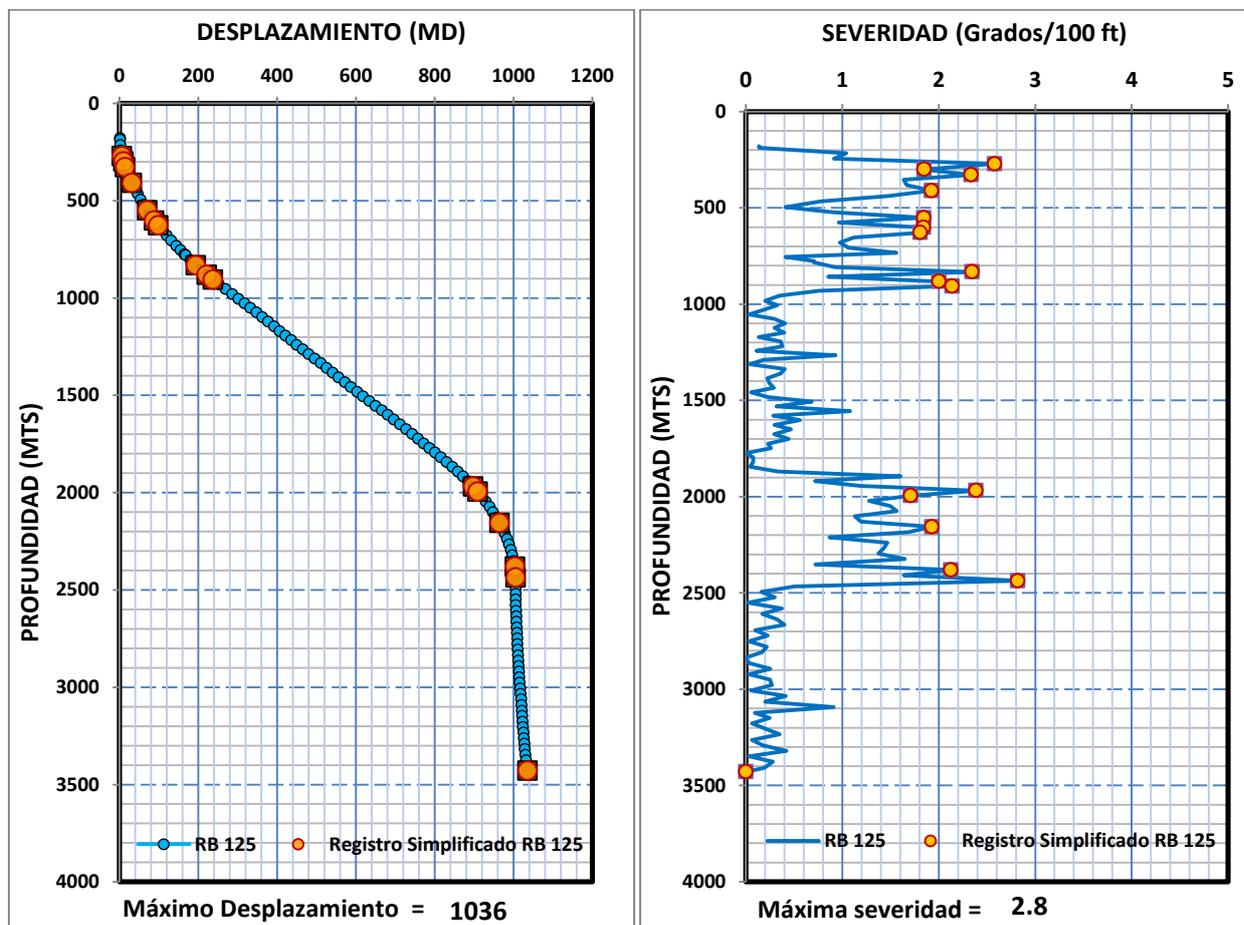


Figura 3.37.- Desplazamiento y severidad del registro de desviación del pozo RB 125

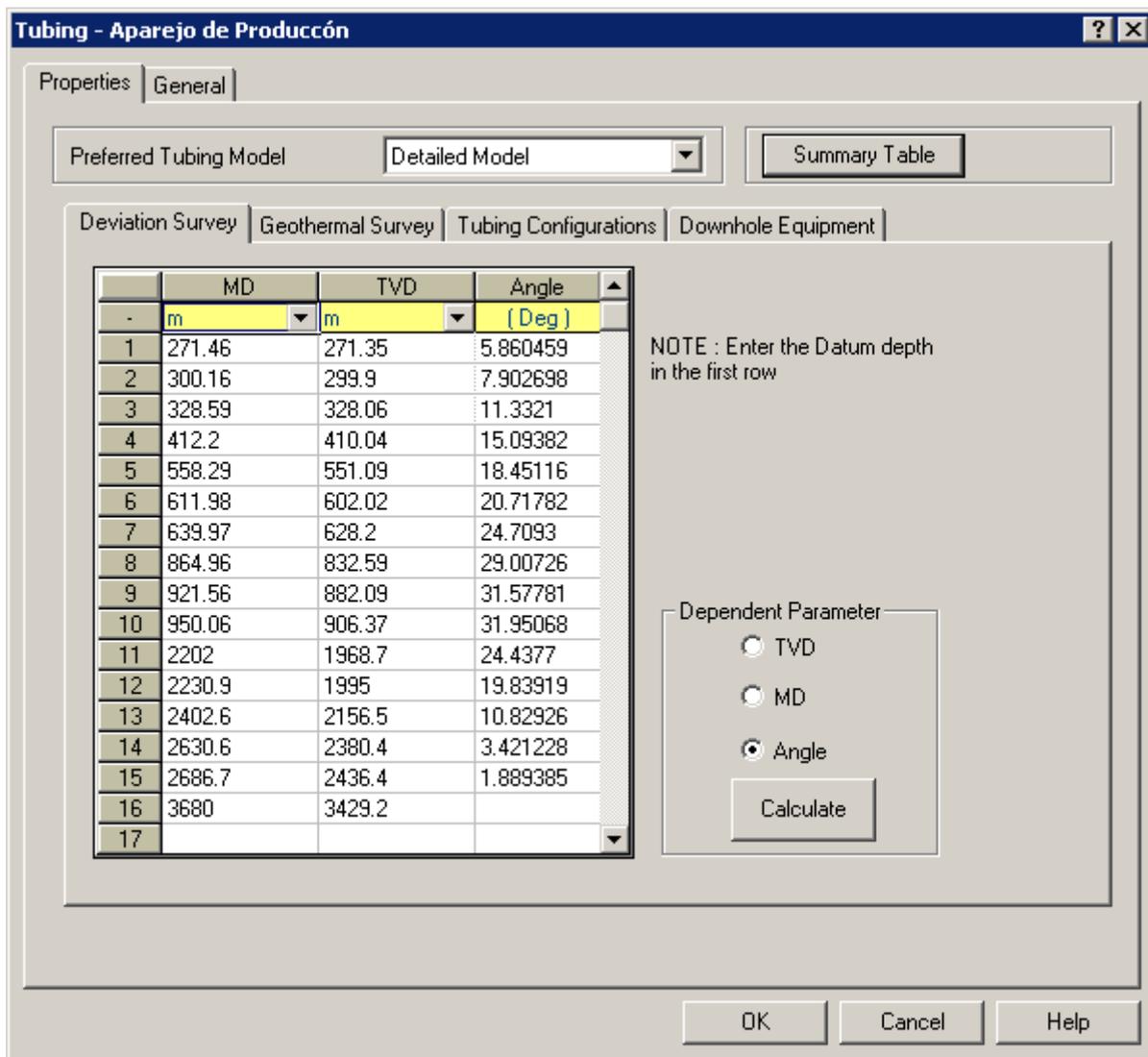


Figura 3.38.- Cargar de información del aparejo de producción (Deviation Survey)

En la pestaña de *Geothermal Survey*, se carga el perfil de temperatura tomado del registro de presión de fondo fluyendo (Tabla 3.9), en la Figura 3.39 se muestra el perfil geotérmico cargada a la tubería. Sin embargo cuando no se cuenta con información detallada se usan, generalmente dos datos, la temperatura ambiente a nivel de superficie y la temperatura de yacimiento a nivel medio de los disparos (NMD).

Posteriormente en la pestaña *Tubing Configurations* se introduce la información de la configuración mecánica del aparejo de producción tomado del estado mecánico del pozo, en la Tabla 3.30 se muestra el resumen de la distribución del aparejo de producción del pozo RB 125 considerado para el flujo de fluidos del nivel medio de los disparos hasta la superficie y en la Figura 3.40 se muestra la configuración cargada a la tubería.

Tabla 3.30.- Distribución del aparejo de producción del pozo RB 125

Tubería de Revestimiento	O.D.	Profundidad NMD	W/ft	O.D	I.D.	Wall thickness
	7"	3406.5	29.00	7	6.184	0.408
	Camisa Cd		3304.23	Empacador		3314.9
Tubería de Producción	O.D.	Profundidad	W/ft	O.D	I.D.	Wall thickness
	2 7/8" N-80	3314.9	6.5	2.875	2.441	0.217

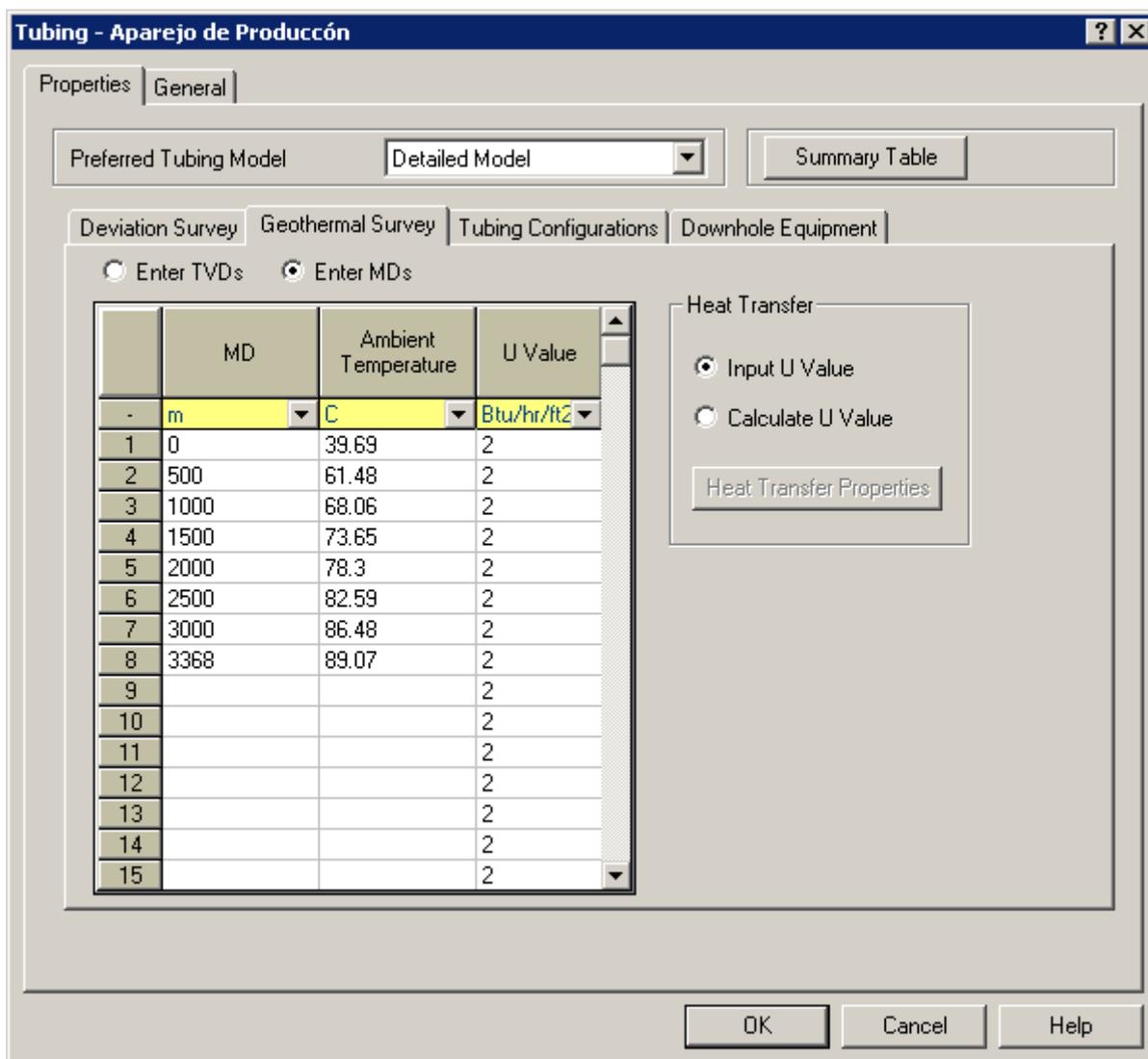


Figura 3.39.- Cargar de información del aparejo de producción (Geothermal Survey)

Finalmente en la pestaña de *Downhole Equipment* se carga la información de la profundidad y características de los componentes adicionales que integran el aparejo de producción del pozo como se muestra en la **Figura 3.41** los cuales pueden ser:

- Inyección del gas de BN.
- Bombeo electrocentrífugo.
- Estrangulador de fondo.
- Válvula de seguridad o tormenta.
- Separador de fondo.
- Tubería flexible.
- Distribución de válvulas de bombeo neumático.
- Inyección de un fluido.
- Bombeo mecánico.

La información de las características requeridas para el equipo de fondo, dependerán de cada componente que se integre en el aparejo de producción y si el pozo cuenta con un sistema artificial de producción como bombeo neumático o bombeo electrocentrífugo, se requiere un mayor conocimiento de las propiedades y características de los equipos de fondo.

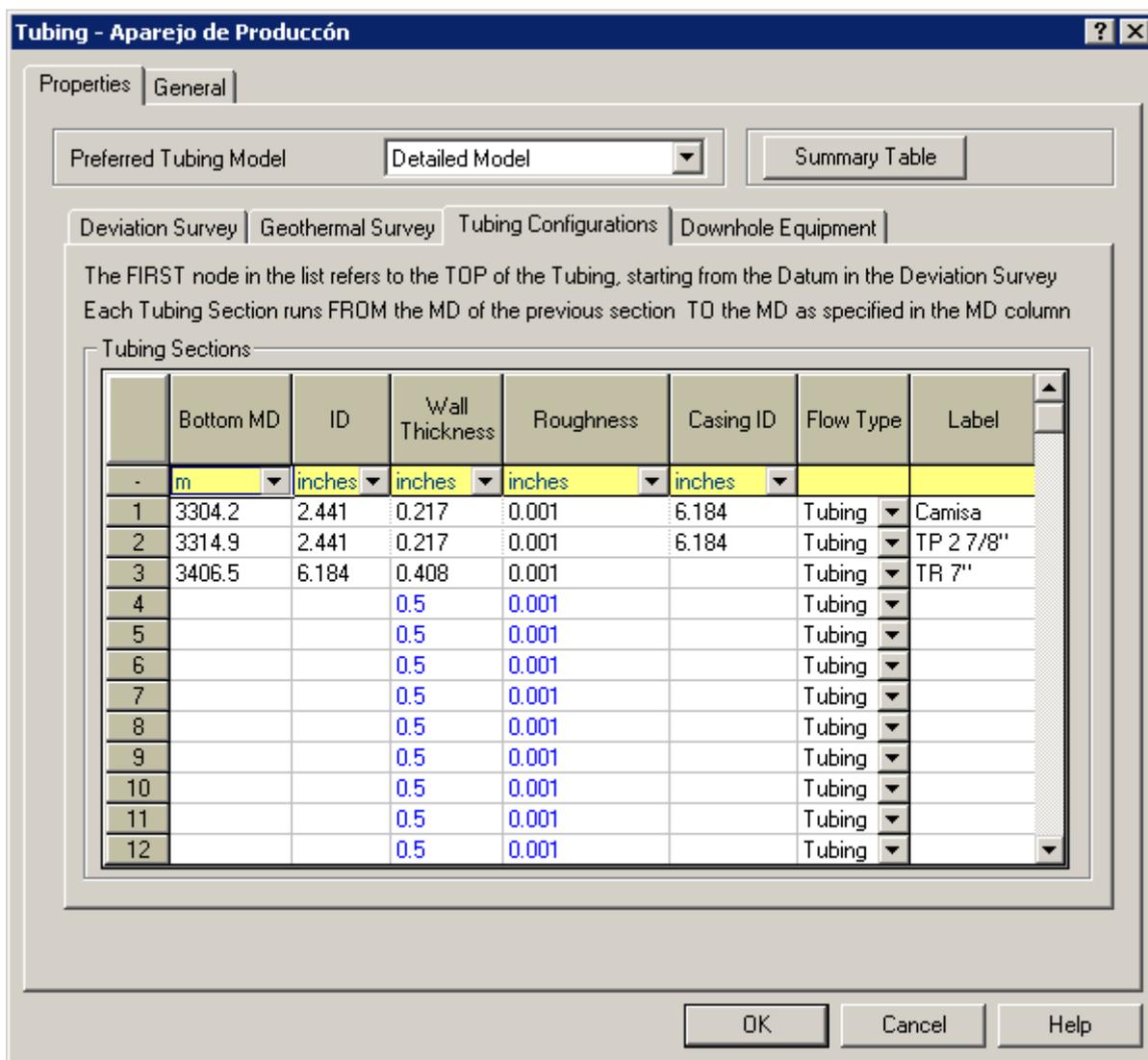


Figura 3.40.- Cargar de información del aparejo de producción (Tubing Configurations)

Las principales propiedades y características requeridas para los equipos de fondo son:

- Propiedades del sistema de Bombeo Neumático:
 - Profundidad a la que se coloca el equipo.
 - Distribución de válvulas de bombeo neumático.
 - Fabricante.
 - Modelo.
 - Diámetro del orificio
 - Tipo de válvula.
 - Tamaño.
 - Serie.
 - Presión de inyección.
 - Gasto de gas de inyección.
 - Temperatura superficial.
 - Caída de presión mínima en la válvula de inyección.
 - Gravedad específica del gas.

- Características del Bombeo Electrocentrífugo:
 - Profundidad a la que se coloca el equipo.
 - Fabricante.
 - Modelo.
 - Diámetro interno de la tubería de revestimiento.
 - Frecuencia.
 - Gasto flujo para el diseño de la bomba.
 - Etapas.
 - Factor de carga.
 - Eficiencia del separador si el equipo cuenta con separador de gas.
- Estrangulador de fondo:
 - Profundidad a la que se coloca el estrangulador de fondo.
 - Diámetro del estrangulador.
 - Diámetro interno de la tubería de producción arriba del estrangulador de fondo.
- Instalación de tubería flexible:
 - Profundidad a la que llega la TF.
 - Diámetro externo de la TF.
 - Presión de inyección del gas en la superficie.
 - Gasto de gas de inyección.
 - Gravedad específica del gas.
 - Diámetro interno de la TF.
 - Análisis composicional del fluido de inyección.
- Inyección de gas de BN:
 - Profundidad de inyección del gas de BN.
 - Gasto de gas de inyección.
 - Temperatura de gas de inyección en la superficie.
 - Gravedad específica del gas.
 - Diámetro de orificio de la válvula.
 - Diámetro externo de la TF.
 - Presión de inyección del gas en la superficie.
 - Análisis composicional del fluido de inyección.
- Inyección de un fluido:
 - Profundidad de inyección del fluido.
 - Temperatura del fluido.
 - Gasto de gas de inyección.
- Características del Bombeo Mecánico:
 - Profundidad de la bomba.
 - Gasto.
 - Máxima caída de presión.
 - Potencia.
 - Diámetro de la bomba.
 - Eficiencia del separador.

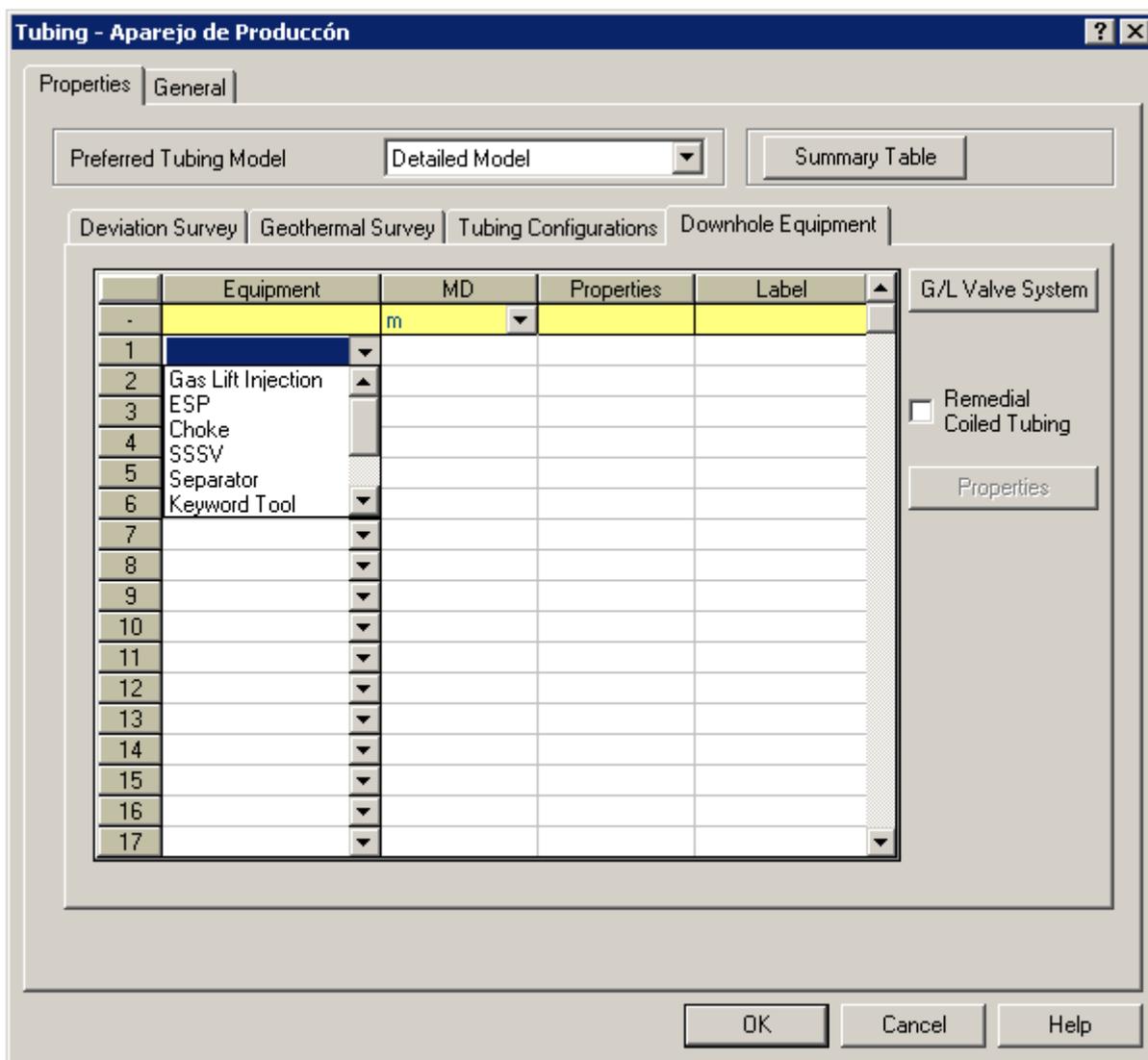


Figura 3.41.- Cargar de información del aparejo de producción (Downhole Equipment)

D) Estrangulador superficial

8. Información del diámetro del estrangulador obtenido de:

- Aforos del pozo.
- Medición multifásica.
- Pruebas de producción.

Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del estrangulador y en la pestaña de **Propiedades** se introduce el diámetro del estrangulador, también se cuenta con la opción de seleccionar las correlaciones para flujo crítico y flujo sub-crítico como se muestra en la **Figura 3.42**.

E) Bajante y línea de descarga

9. Información de la bajante y línea de descarga obtenida de:

- Isométrico del pozo (dibujo en Autocad)
- Configuración e instalación de componentes.
- Lista y descripción de componentes.

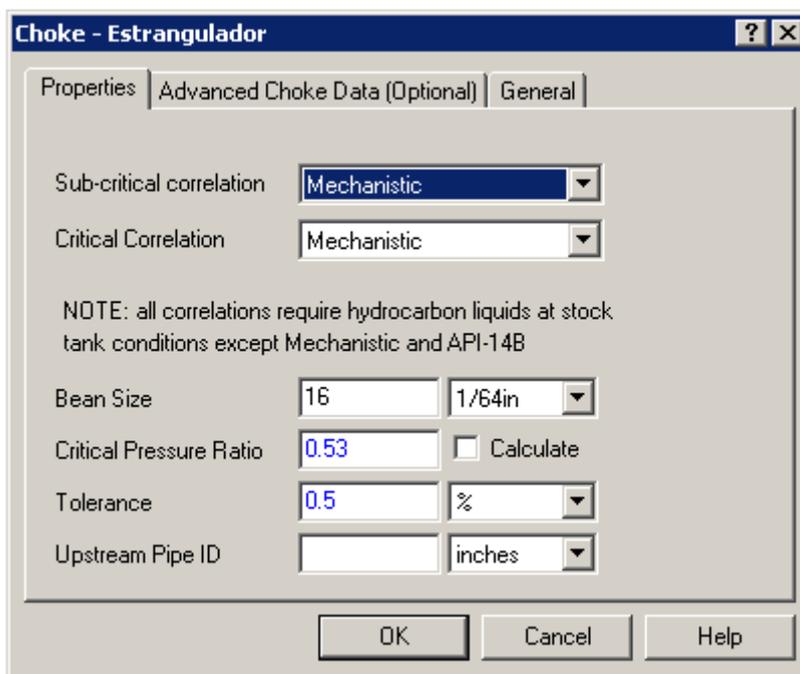


Figura 3.42.- Cargar de información del estrangulador (Properties)

Dentro de la plataforma de trabajo se seleccionan el icono correspondiente a la bajante y en la pestaña de **Properties** se introduce la información del perfil topográfico de la tubería, distancia horizontal, diferencia de elevación, temperatura ambiente, diámetro interno, espesor y rugosidad de la tubería. Además podemos elegir las opciones para describir la tubería en forma *simple* o *detallada* como se muestra en la **Figura 3.43**, de forma similar se realiza el mismo procedimiento para ingresar la información de la línea de descarga.

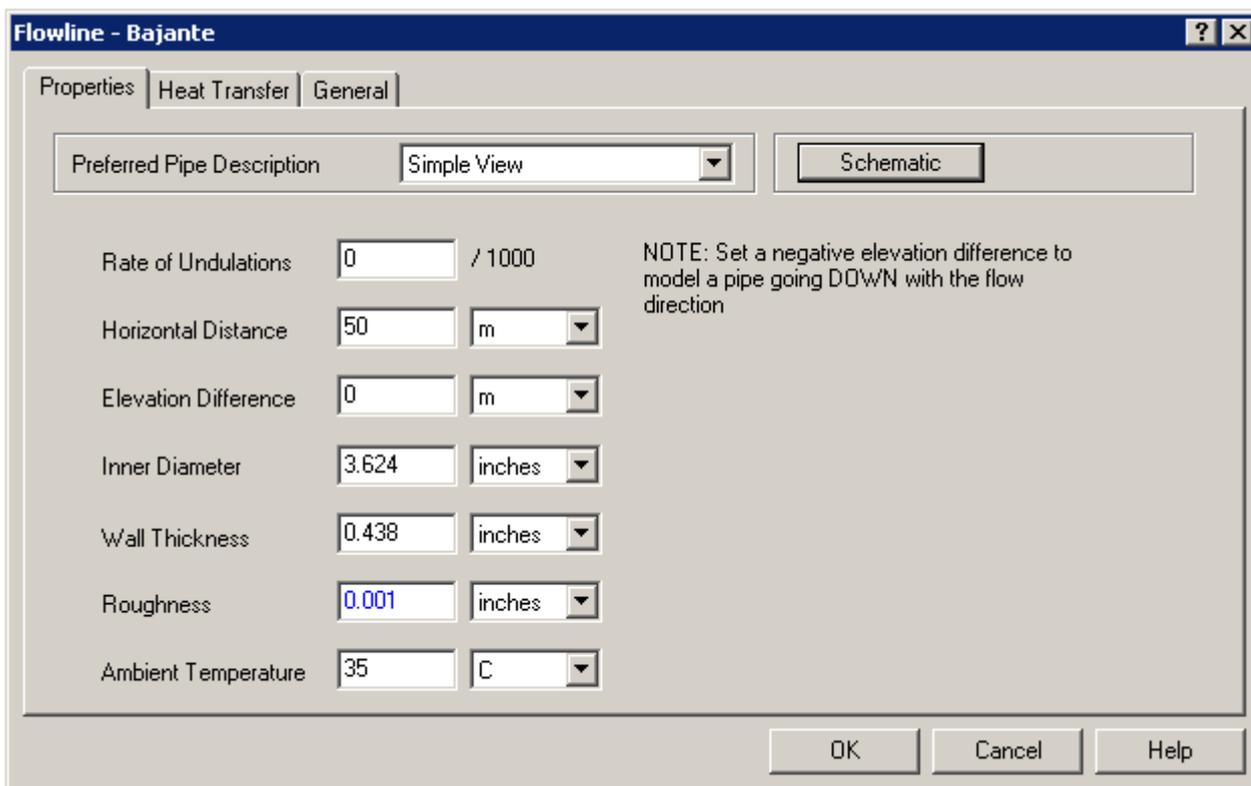


Figura 3.43.- Cargar de información de la bajante (Properties)

En la pestaña de *Heat Transfer*, se tiene la opción que incluye del que para la transferencia de calor al incluir o calcular el coeficiente de transferencia de calor

3.2.6.2 Ajuste del modelo del pozo

Para realizar el ajuste del modelo es necesario utilizar los datos de la medición multifásica del pozo (aforo registrado en la **Tabla 3.7**) correspondientes a la fecha del último registro de presión de fondo fluendo disponible del pozo en estudio (información de la **Tabla 3.9**) el cual se realiza de la siguiente forma:

- Ajuste del perfil de presión y temperatura.
- Ajuste de la producción.

3.2.6.2.1 Ajuste del perfil de presión y temperatura

Para el ajuste del perfil de presión y temperatura, en primer lugar se desactivan los elementos superficiales del pozo (estrangulador, bajante y línea de descarga) dentro de la plataforma de trabajo para poder analizar la tubería de producción y posteriormente se cargan el perfil de presión y temperatura desde el nivel medio de los disparos (NMD) hasta la cabeza del pozo. En la sección del menú **Data**, se selecciona la opción **Load/Add Measured Data** como se muestra en la **Figura 3.44** y posteriormente se despliega la ventana **Survey Data** en la cual se introducen los datos del último registro de presión de fondo fluendo disponible para el pozo en estudio. Los datos requeridos son presión y temperatura medidas a diferentes profundidades como se muestra en la **Figura 3.45**.

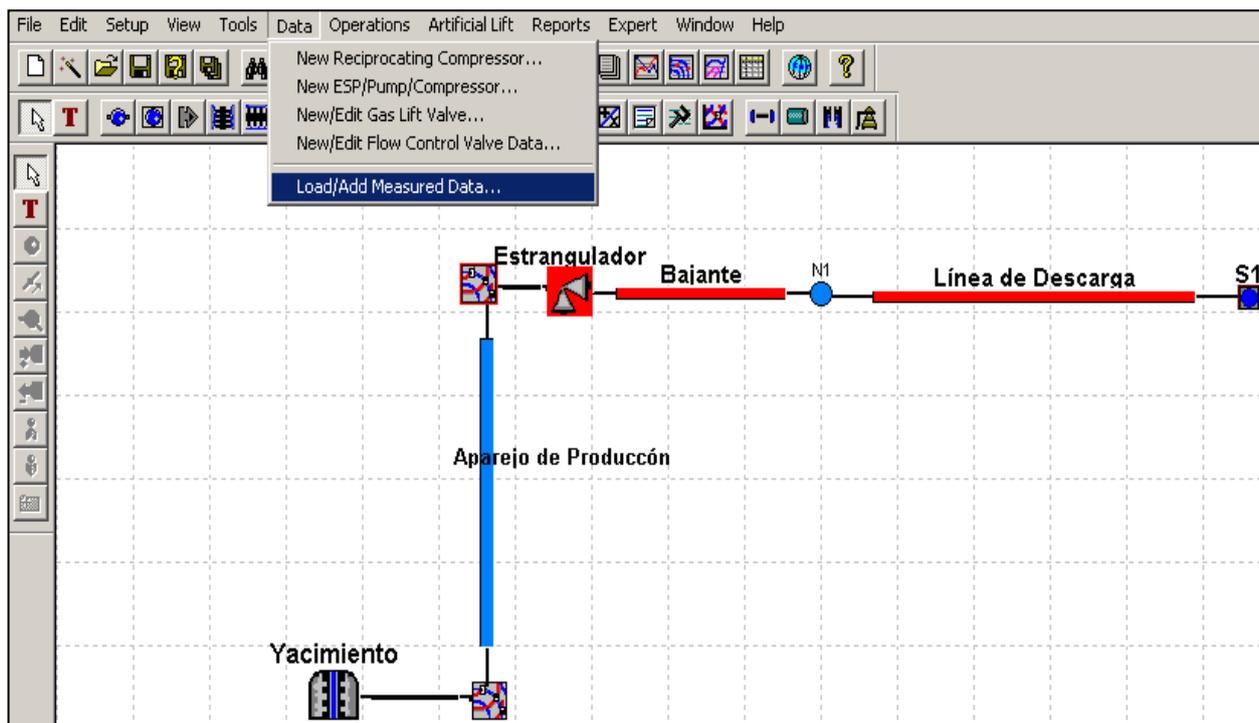


Figura 3.44.- Carga de los datos medidos del registro de presión de fondo fluendo

Se recomienda que la información utilizada se haya tomado posterior a la última reparación mayor a la que fue sometido el pozo. Una vez cargada la información de los datos medidos del registro de presión de fondo fluendo se ajusta el perfil de temperatura, posteriormente se selecciona la correlación de flujo multifásico más adecuada y finalmente se ajusta el perfil de presión.

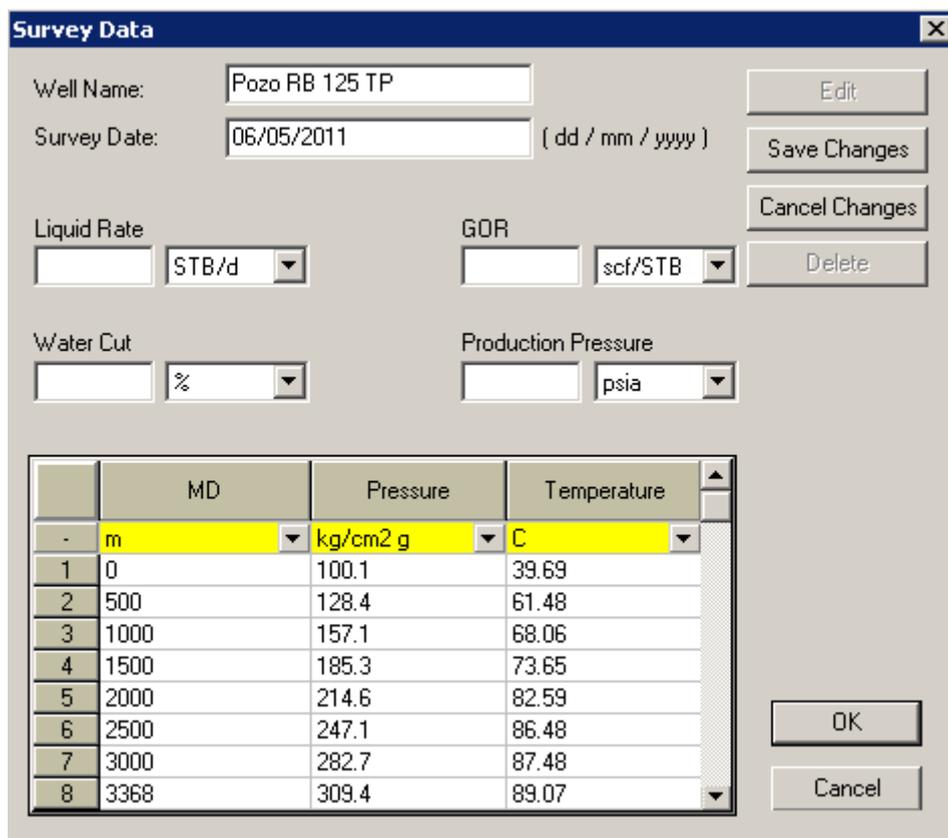


Figura 3.45.- Datos del perfil de presión y temperatura

A) Ajuste del perfil de temperatura

Para el ajuste del perfil de temperatura, en la sección del menú **Operations** se selecciona la opción **Pressure/Temperature Profiles** como se muestra en la **Figura 3.46**, posteriormente se despliega la ventana correspondiente al perfil de presión y temperatura en la cual se introduce la presión de salida del último componente activo del sistema de producción (Outlet Pressure) y el gasto del aforo del pozo a la fecha de ajuste como se muestra en la **Figura 3.47**. Para este caso la variable calculada será la presión de entrada (Inlet Pressure) la cual corresponde a la presión de yacimiento.

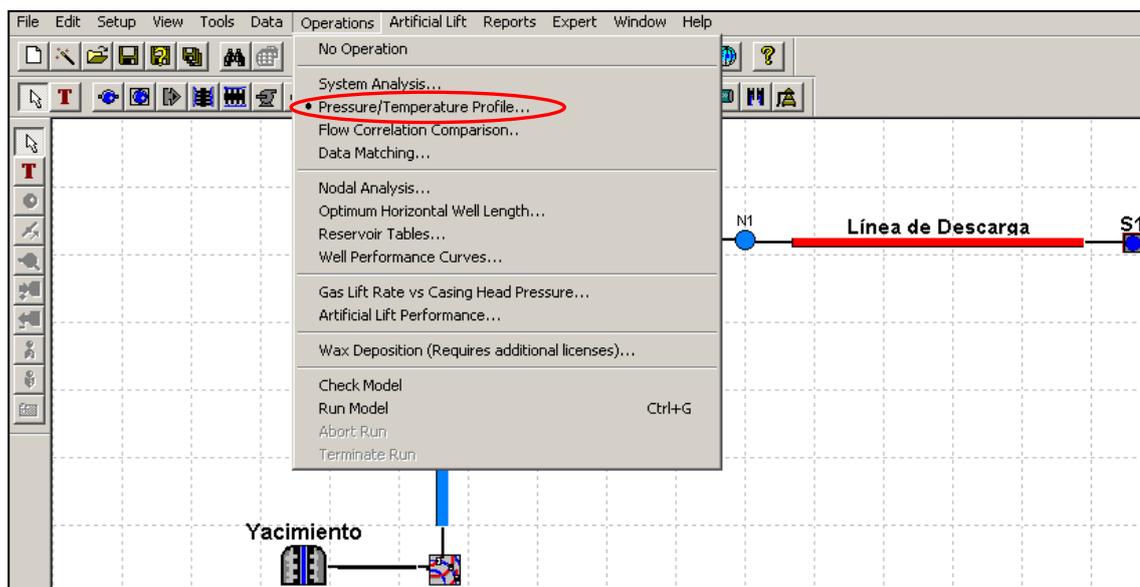


Figura 3.46.- Perfil de presión y temperatura

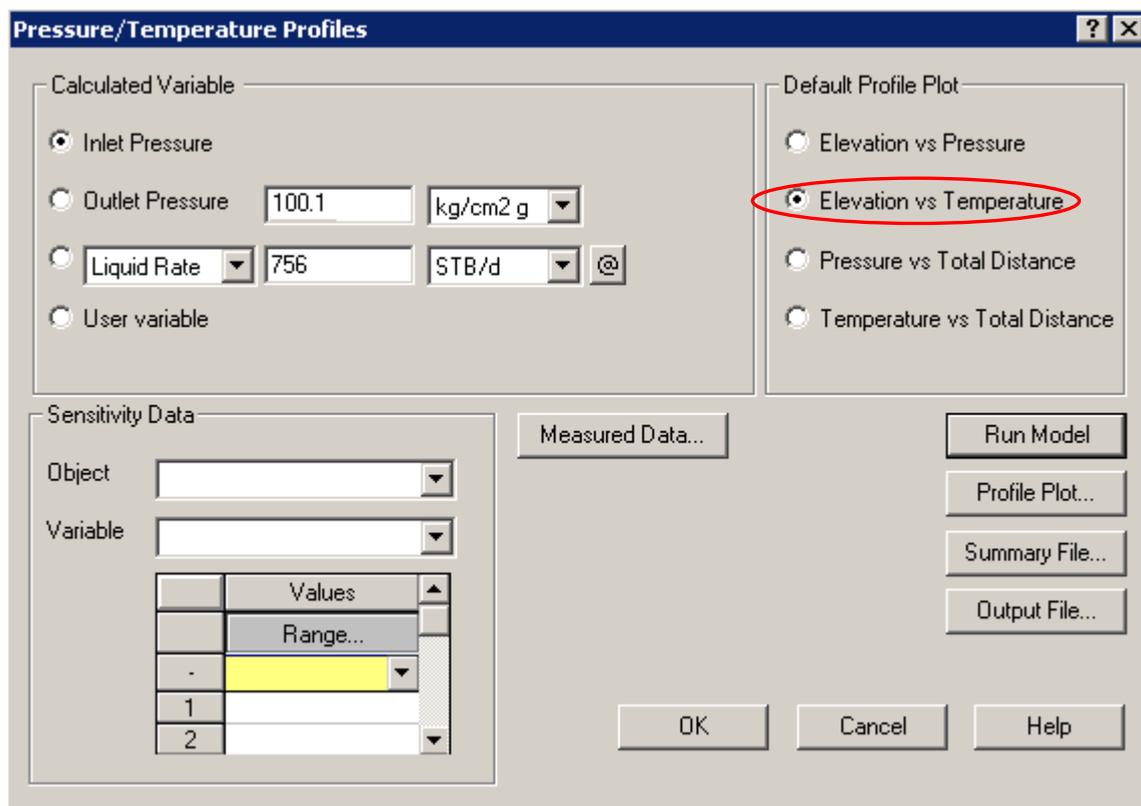


Figura 3.47.- Ajuste del perfil de temperatura

Para graficar el perfil de temperatura se selecciona la opción de *Elevation vs Temperature*. Posteriormente se correr el modelo y como resultado se genera la curva de perfil “Elevación vs Temperatura”. Para realizar el ajuste del perfil de temperatura, dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del aparejo de producción y en la pestaña de *Geothermal Survey*, se varía el coeficiente de transferencia de calor (U Value), recordemos que el valor por default es 2. En la **Figura 3.48** se muestran en perfil de temperatura antes y después de ajustar a partir del coeficiente de transferencia de calor.

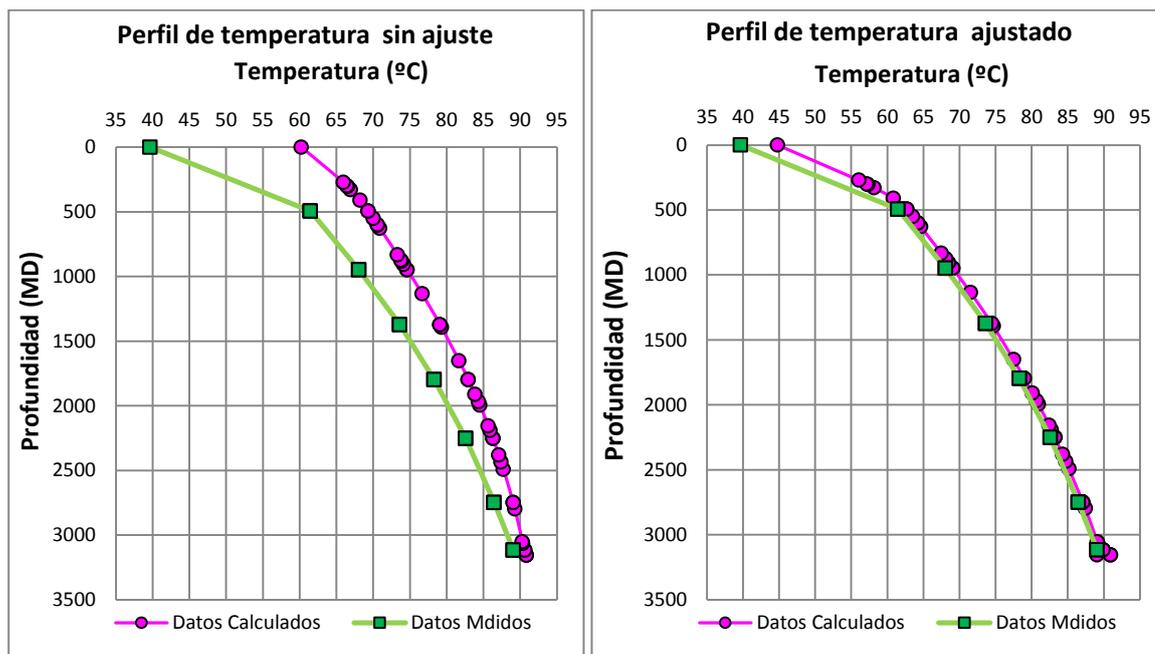


Figura 3.48.- Perfil de temperatura antes y después del ajuste

B) Selección de la correlación

Una vez ajustado el perfil de temperatura el siguiente paso es seleccionar la correlación de flujo multifásico que mejor reproduzca las caídas de presión a través del aparejo de producción, en la sección del menú *Operations* se selecciona la opción *Flow Correlation Comparison* como se muestra en la **Figura 3.49** y posteriormente se despliega la ventana correspondiente al ajuste de la correlación del flujo multifásico en la cual se introduce la presión de salida del último componente activo del sistema de producción (Outlet Pressure), el gasto del aforo del pozo a la fecha de ajuste y se seleccionan las correlaciones que se van a comparar dependiendo de las propiedades del fluido y características de la tubería de producción como se muestra en la **Figura 3.50**.

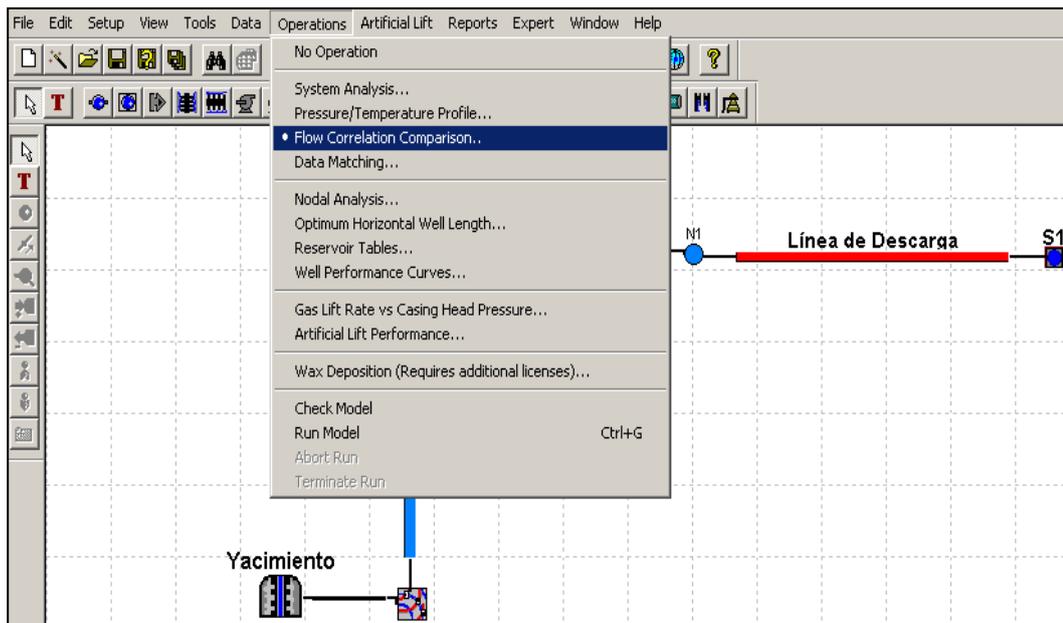


Figura 3.49.- Ajuste de la correlación de flujo multifásico

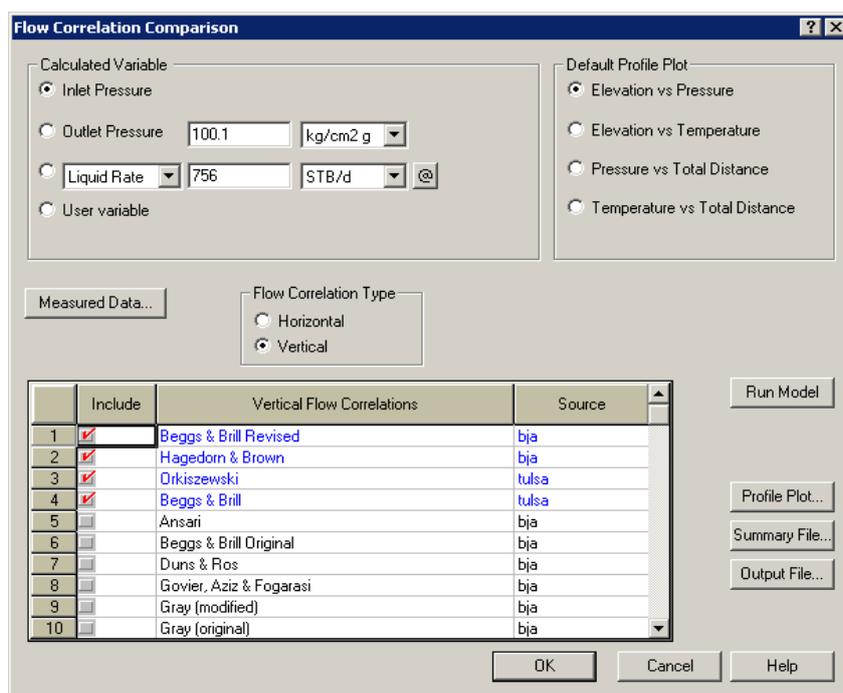


Figura 3.50.- Selección de la correlaciones de flujo multifásico

Para este caso la variable calculada será la presión de entrada (Inlet Pressure) la cual corresponde a la presión de yacimiento. En la que se muestran los resultados de correr el modelo y se comparan las correlaciones de flujo multifásico seleccionadas para calcular la caída de presión a través de la tubería de producción las cuales son:

- Beggs & Brill Original.
- Beggs & Brill Revised.
- Hagedorn & Brown.
- Orkiszewski.

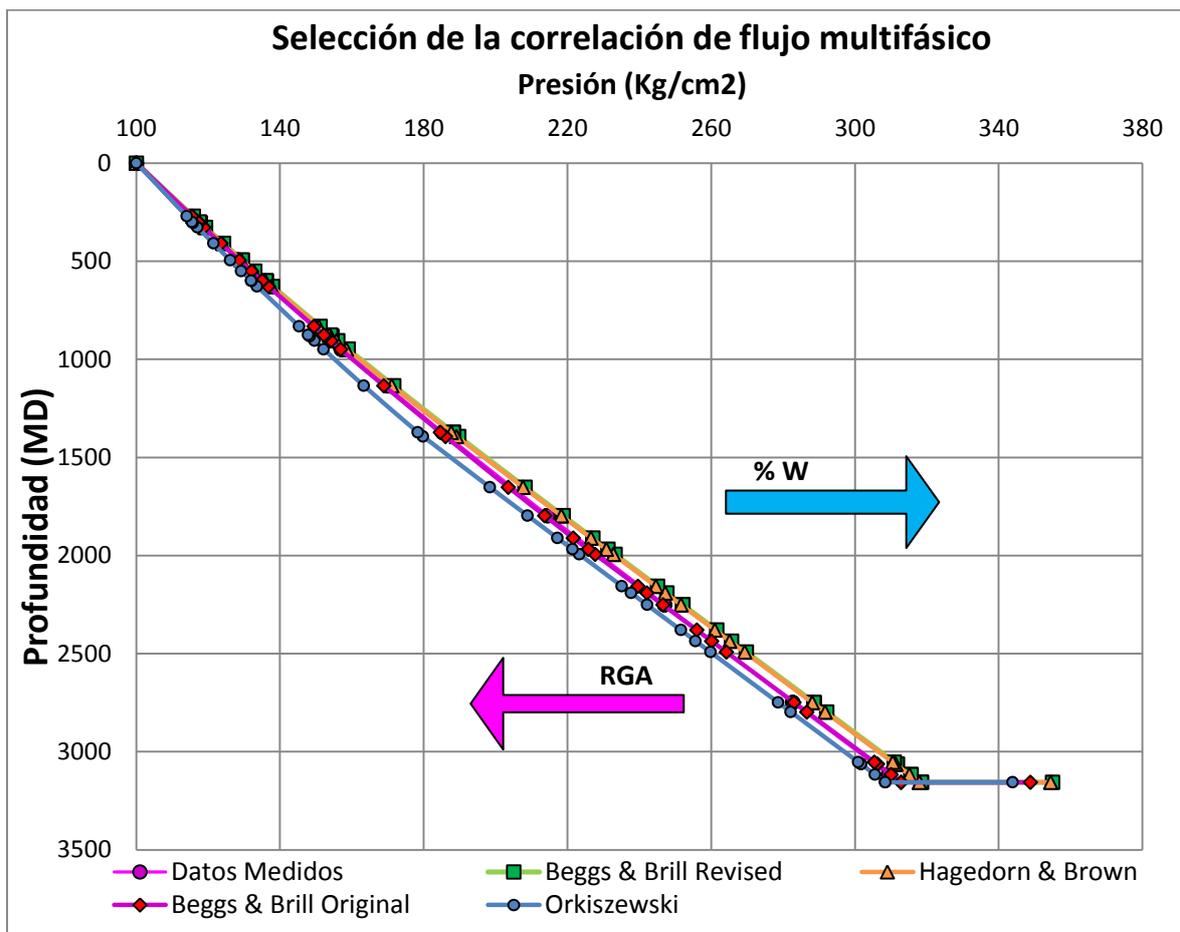


Figura 3.51.- Comparación de las correlaciones de flujo multifásico

La grafica anterior permite identificada la correlación de flujo multifásico que mejor se ajuste al perfil de presión de los datos medidos por el registro de presión de fondo fluyendo, posteriormente se selecciona está correlación y en la sección del menú Satup, en la opción Flow Correlation, como se muestra **Figura 3.52** y finalmente en la sección correspondiente al flujo multifásico vertical se define la correlación seleccionada como se muestra en la **Figura 3.53**.

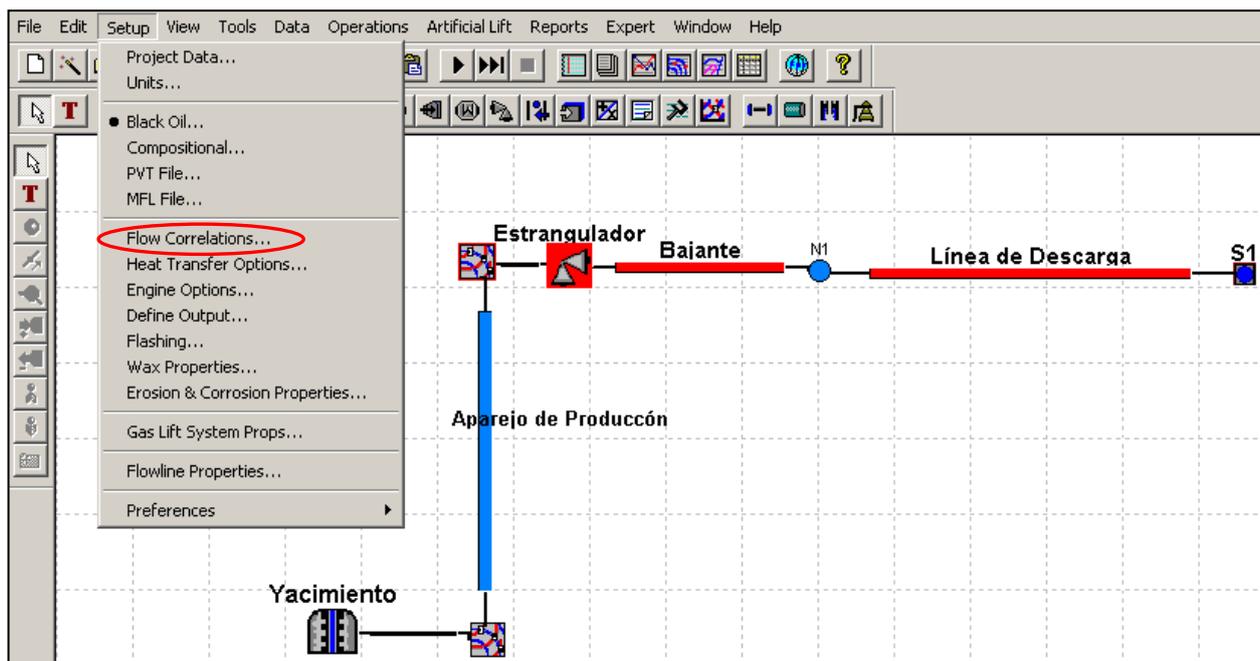


Figura 3.52.- Selección de la correlación de flujo multifásico

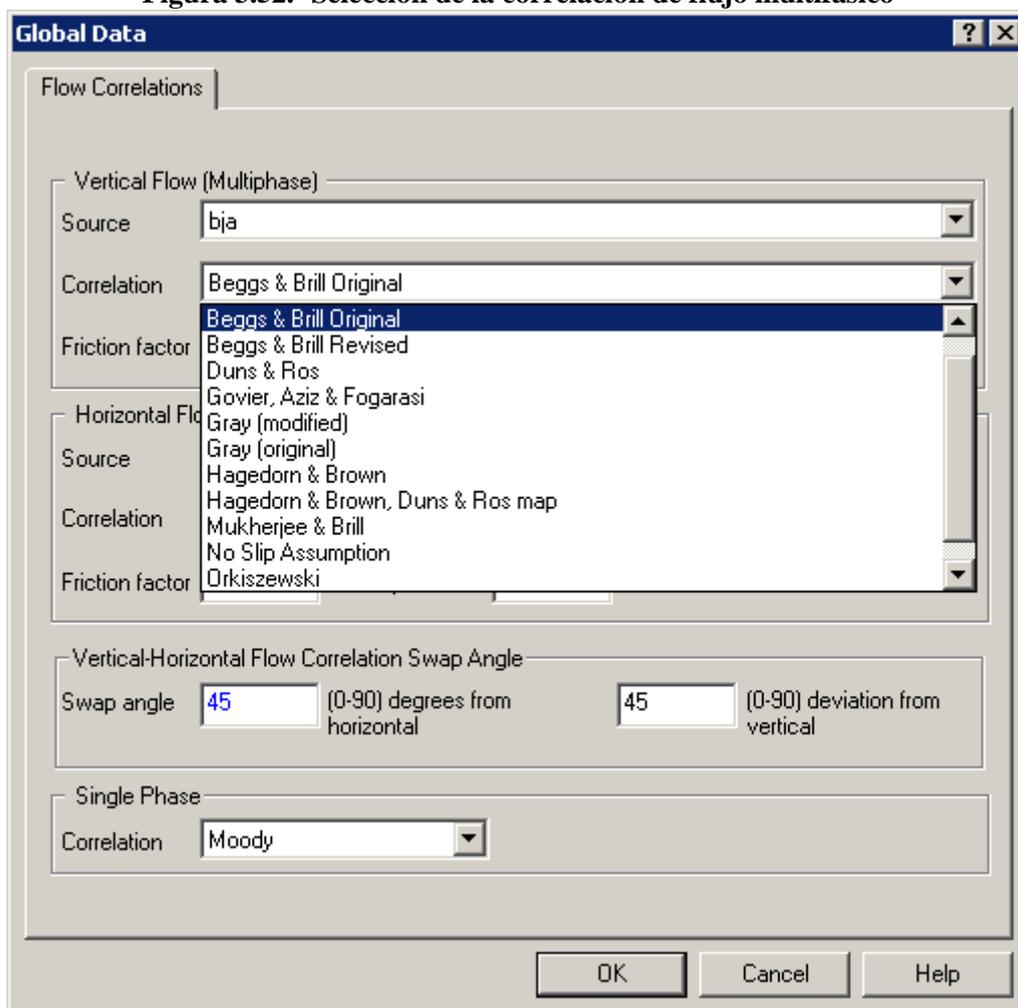


Figura 3.53.- Especificación de la correlación de flujo multifásico

C) Ajuste del perfil de presión

Para un ajuste más detallado del perfil de presión una vez seleccionada la correlación de flujo multifásico, regresamos a la sección del menú **Operations**, se selecciona la opción **Pressure/Temperature Profiles**, en la ventana correspondiente al perfil de presión y temperatura, con la presión de salida del último componente activo del sistema de producción (Outlet Pressure) y el gasto del aforo del pozo, se determina la presión de yacimiento como se muestra en la **Figura 3.54**.

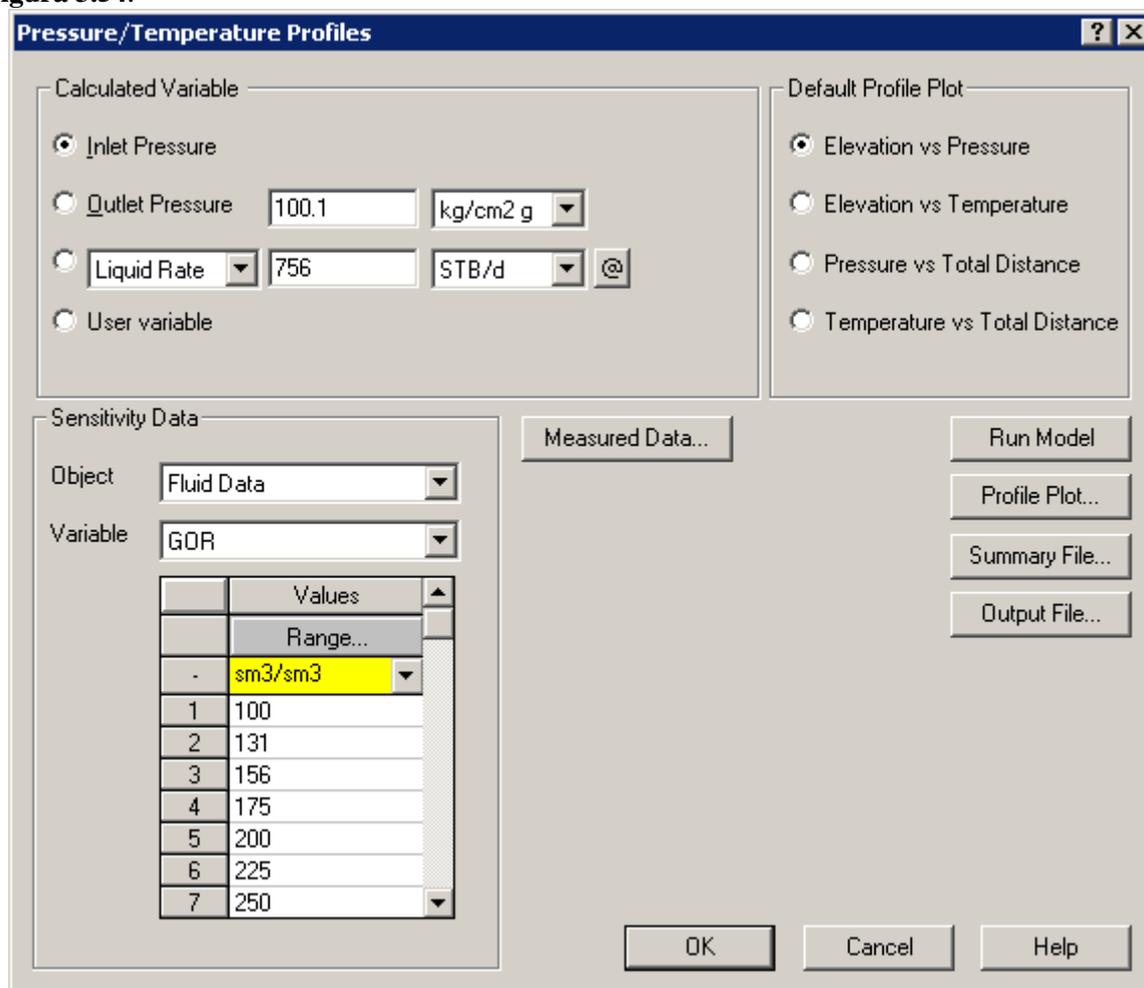


Figura 3.54.- Ajuste del perfil de presión

Considerando que los datos de presión y el gasto líquido del aforo del pozo para el ajuste del modelo son correctos, los parámetros más comunes que pueden ser modificados para detallar el ajuste del perfil de presión son:

- RGA y/o Porcentaje de agua.
- Factor de fricción, colgamiento y rugosidad de la tubería de producción.
- Diámetros de tubería (en el caso de obstrucciones por precipitados del fluido).

El histórico de producción del pozo RB 125 TP muestra un rango de 100 a 250 m³/m³ en la relación gas-aceite y al realizar el análisis de sensibilidad, se determina un valor de 156 m³/m³ que ajusta al registro de presión de fondo fluyendo al perfil de presión calculado por el modelo como se muestra en la **Figura 3.55**. Generalmente la presión de fondo estática tiene una mayor incertidumbre que la presión en la cabeza y el gasto del pozo medida en superficie, por lo que se determina cual sería la presión de fondo estática necesaria para reproducir el gasto y presión en la cabeza del pozo registrado por el aforo. El modelo determinó un valor de 346.75 (Kg/cm²).

De esta manera se genera el perfil de presión a través del pozo y el modelo calcula un gasto de 773.29 (BPD).

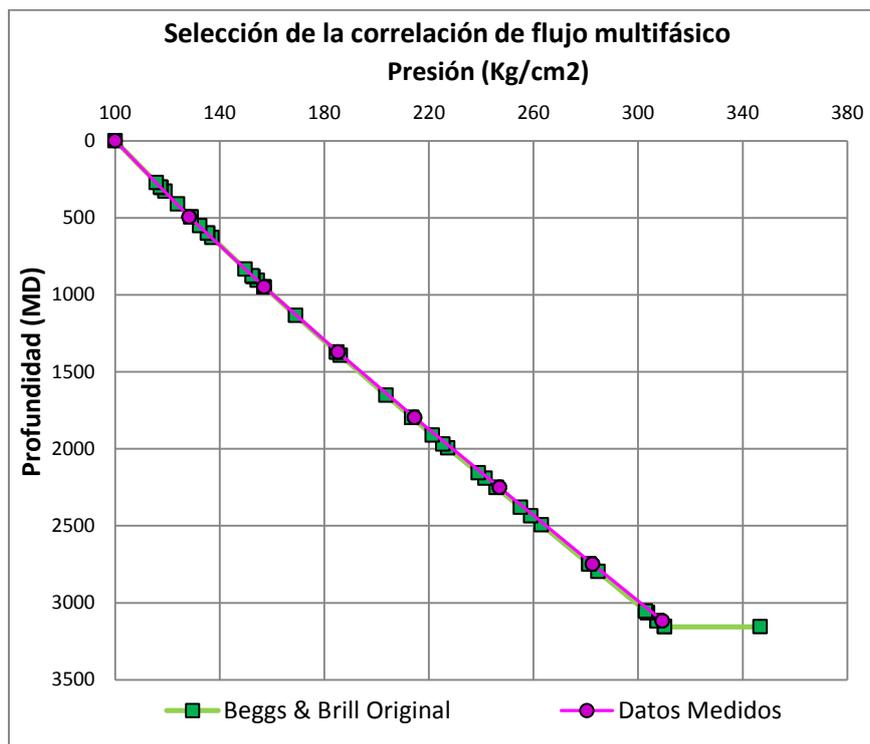


Figura 3.55.- Correlaciones de flujo multifásico ajustada

3.2.6.2.2 Ajuste de la producción

Para el ajuste de la producción, se activan la línea de descarga, bajante y estrangulador del pozo dentro de la plataforma de trabajo. En la sección del menú **Operations** se selecciona la opción **Pressure/Temperature Profiles** en la ventana del perfil de presión y temperatura se introduce la presión de salida del último componente activo del sistema de producción (Outlet Pressure) que está definida por la presión en la línea de descarga ($P_{LD} = 42.8 \text{ Kg/cm}^2$), para este caso la variable calculada será el gasto del aforo del pozo a la fecha de ajuste como se muestra en la **Figura 3.56**.

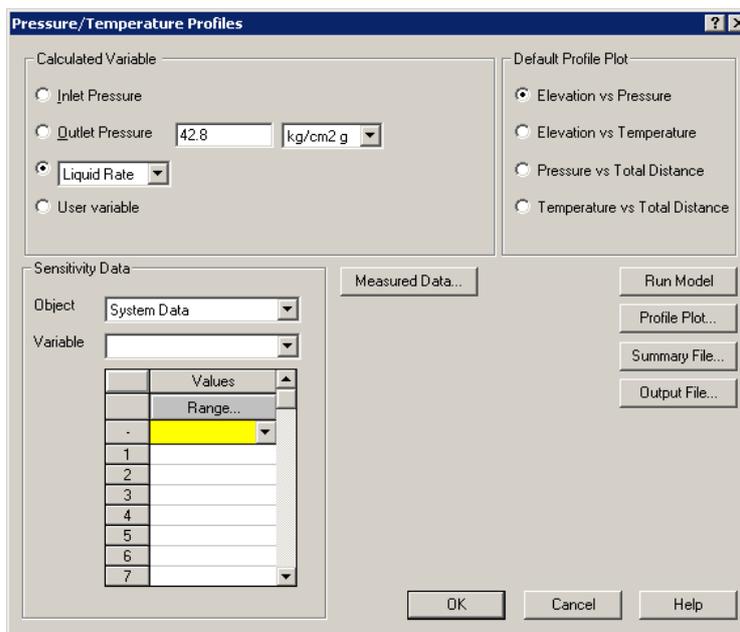


Figura 3.56.- Ajuste de la producción

Los parámetros más comunes que pueden ser modificados para ajustar el gasto de producción son:

- Diámetro del estrangulador.
- Correlación para determinar la caída de presión a través del estrangulador.
- Coeficiente de descarga.

Al realizar el análisis de sensibilidad del coeficiente de descarga para un rango de 0.5 a 0.9, se determina un valor 0.716 que ajusta al registro de presión de fondo fluyendo al perfil de presión calculado por el modelo como se muestra en la **Figura 3.57**. Una vez que coincidan el perfil de presión medido con el calculado en cada uno de los puntos del sistema (P_{LD} , P_{wh} , P_{wf} y P_{ws}) se considera ajustado el modelo de pozo a las condiciones de operación del pozo (aforo y RPFf).

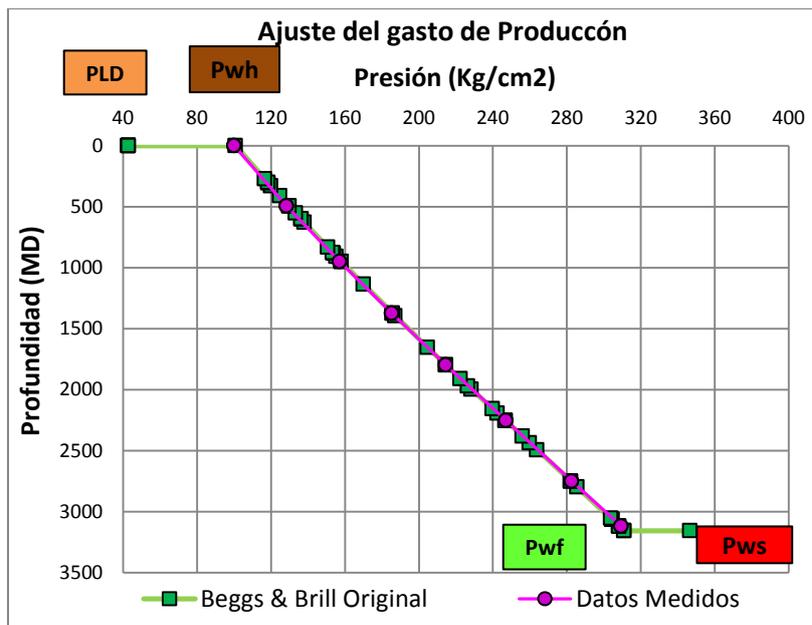


Figura 3.57.- Ajuste de la producción (perfil de presión)

Una vez determinado del valor del coeficiente de descarga, dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del estrangulador y en la pestaña de *Advanced Choke Data* se introduce el valor en la opción correspondiente al coeficiente de descarga en la **Figura 3.58**.

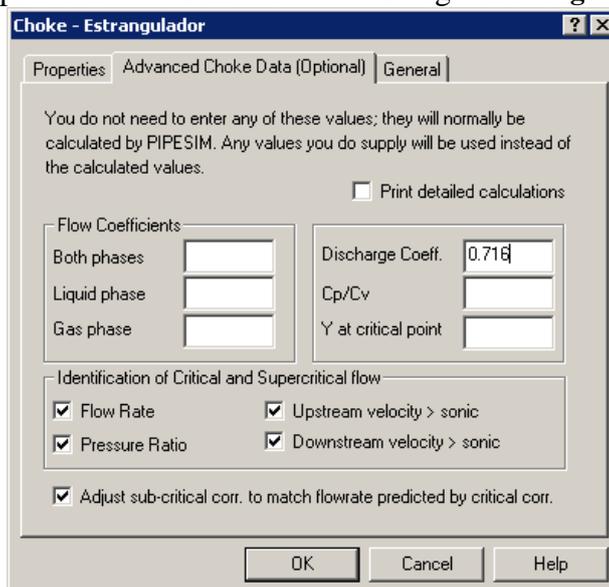


Figura 3.58.- Ajuste de la producción (coeficiente de descarga)

Finalmente en la sección del menú **Operations** se selecciona la opción **Nodal Analysis** como se muestra en la **Figura 3.59**, posteriormente se despliega la ventana correspondiente al Análisis Nodal en la cual se introduce la presión de salida del último componente activo del sistema de producción ($P_{LD} = 42.8 \text{ Kg/cm}^2$) y se corre el modelo con nodo solución en el fondo del pozo como se muestra en la **Figura 3.60**. El resultado de correr el modelo es un gasto de producción de 755.96 (BPD) como se muestra en la **Figura 3.61** del análisis nodal del pozo RB 125 flujo por TP.

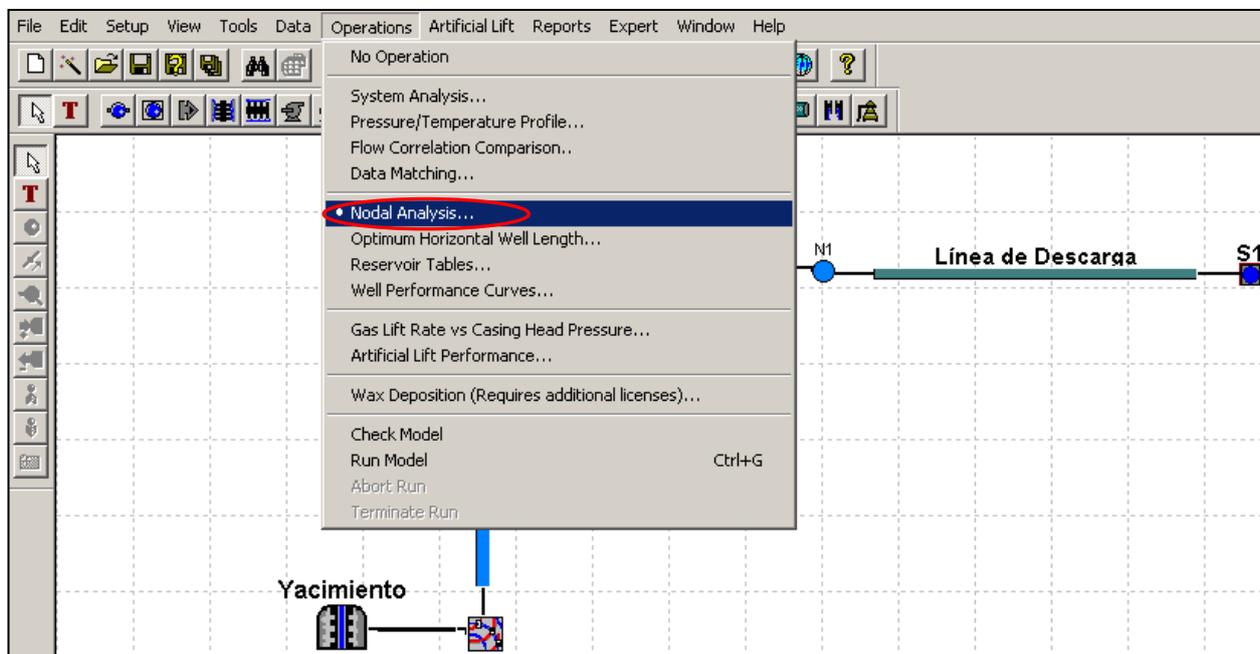


Figura 3.59.- Selección de análisis nodal

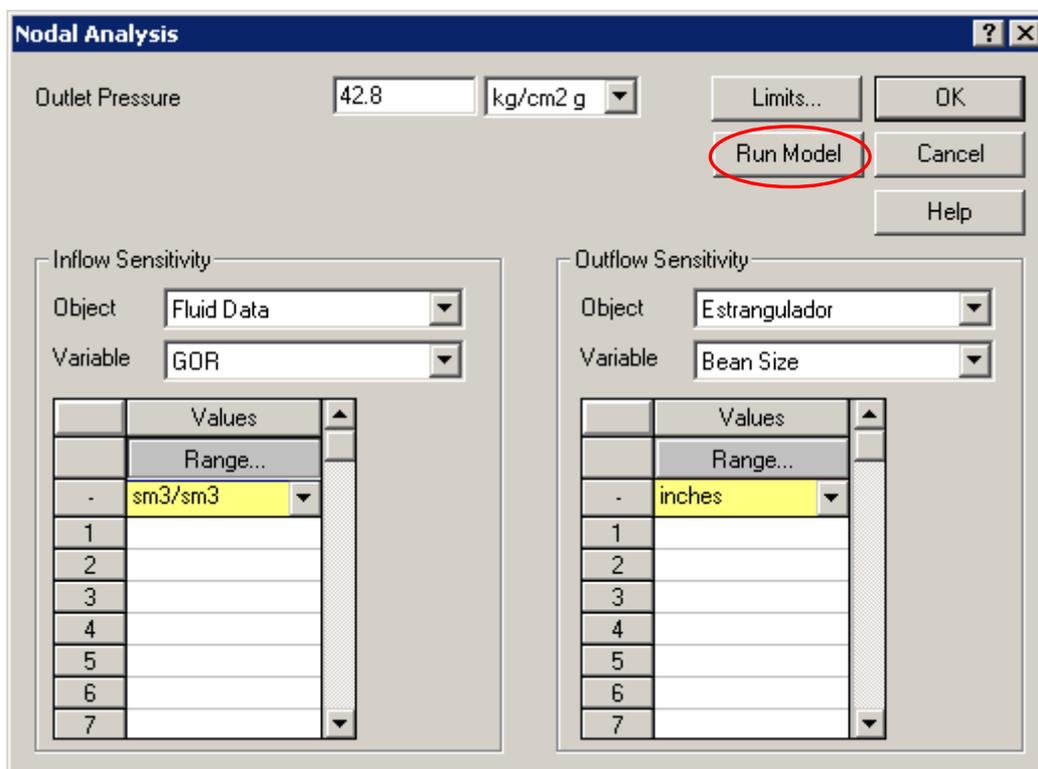


Figura 3.60.- Correr el análisis nodal del pozo

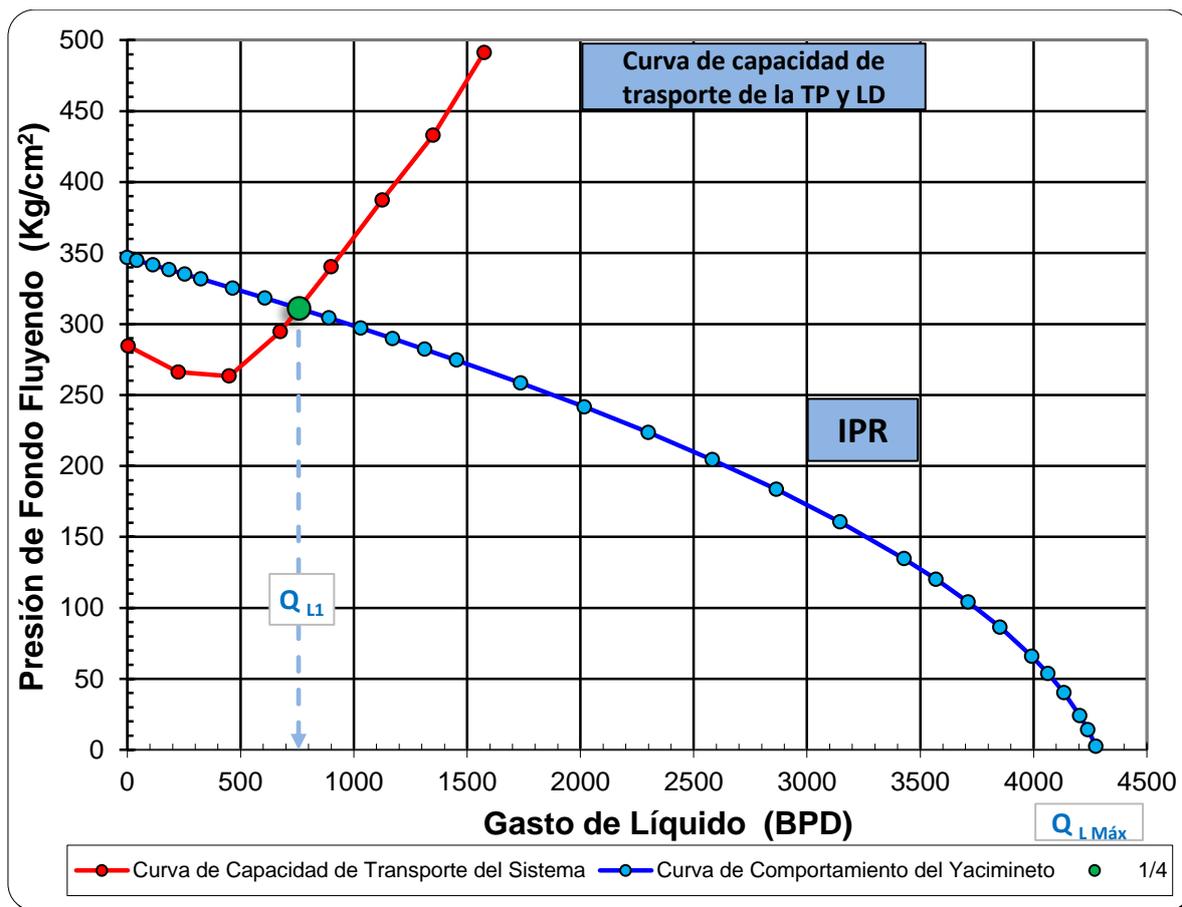


Figura 3.61.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP (Fondo del Pozo como Nodo Solución)

3.2.6.2.3 Actualización del modelo del pozo

Una vez que se tiene ajustado el modelo del pozo a una fecha de análisis, este modelo puede ser llevado a condiciones actuales a partir del siguiente procedimiento:

- 1) Mantener el ajuste del perfil de presión y temperatura (correlación de flujo multifásico).
- 2) Cambiar el diámetro de estrangulador (fecha actual).
- 3) Actualizar presión de fondo estática (P_{ws}) y gasto de líquido (Q_L) en el yacimiento.
- 4) Actualizar el porcentaje de agua y relación gas-aceite del pozo (RGA) en el modelo del fluido.
- 5) Introducir la presión de salida (presión en cabeza y/o en línea de descarga) y calcular el gasto del pozo por medio del análisis nodal.
- 6) Verificar que los datos calculados coincidan con los datos medidos por el aforo actualizado del pozo.

En caso de que el análisis nodal no reproduzca el gasto de producción del pozo se tendrá que modificar ciertos parámetros dependiendo el caso, tal como se explicó en los pasos anteriores.

3.2.7 Simulación, diseño y optimización del pozo

En esta fase de la metodología se requiere del modelo de flujo multifásico ajustado y actualizado en un software especializado, el cual se considera representativo del comportamiento del yacimiento. En primer lugar se realiza la sensibilidad de los parámetros y variables de mayor impacto, con el objetivo de simular y analizar diferentes condiciones de operación y producción del pozo por ejemplo:

1. Ampliar el diámetro del estrangulador superficial.
2. Producir el pozo por línea de baja presión
3. Cambiar la tubería de producción.
4. Instalación de tubería flexible como sarta de velocidad e inyección de gas.
5. Inyección de gas.
6. Instalar estrangulador de fondo.
7. Limpieza, estimulación y/o fracturamiento.

Adicionalmente se realiza la simulación de condiciones futuras de operación del pozo a través de la sensibilidad de:

8. Diseño, evaluación y selección de sistemas artificiales de producción.
 - a) Abatimiento de la presión del yacimiento.
 - b) Incremento en el porcentaje de agua.
 - c) Producción simultánea de los dos intervalos por TP, Espacio Anular (EA) y TP-EA.
 - d) Cambio de las condiciones de operación en las instalaciones superficiales.
 - e) Disminuir la presión de separación.

Finalmente el análisis del comportamiento del pozo a través del abatimiento de presión e incremento del porcentaje de agua, permite determinar el momento adecuado para implementar un sistema artificial de producción y realizar el diseño de los diferentes sistemas artificiales con el fin de establecer el más apropiado y/o optimizar el sistema integral de producción.

3.2.7.1 Simulación de alternativas de intervención y escenarios de producción

La simulación del primer escenario de producción, se realizó a través de la sensibilidad del diámetro del estrangulador superficial, con el fin de incrementar la producción del pozo RB 125-TP. En la sección del menú Operations se selecciona la opción Nodal Analysis y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce la presión de salida ($P_{LD} = 42.8 \text{ Kg/cm}^2$).

La sensibilidad del diámetro del estrangulador se realiza en Outflow Sensitivity, en la opción de Object se selecciona el componente estrangulador y en la opción Variable se seleccionan Bean Size o diámetro de estrangulador. Finalmente se carga los diámetros de 16 a 96 (64 avos pg) como se muestra en la **Figura 3.62**.

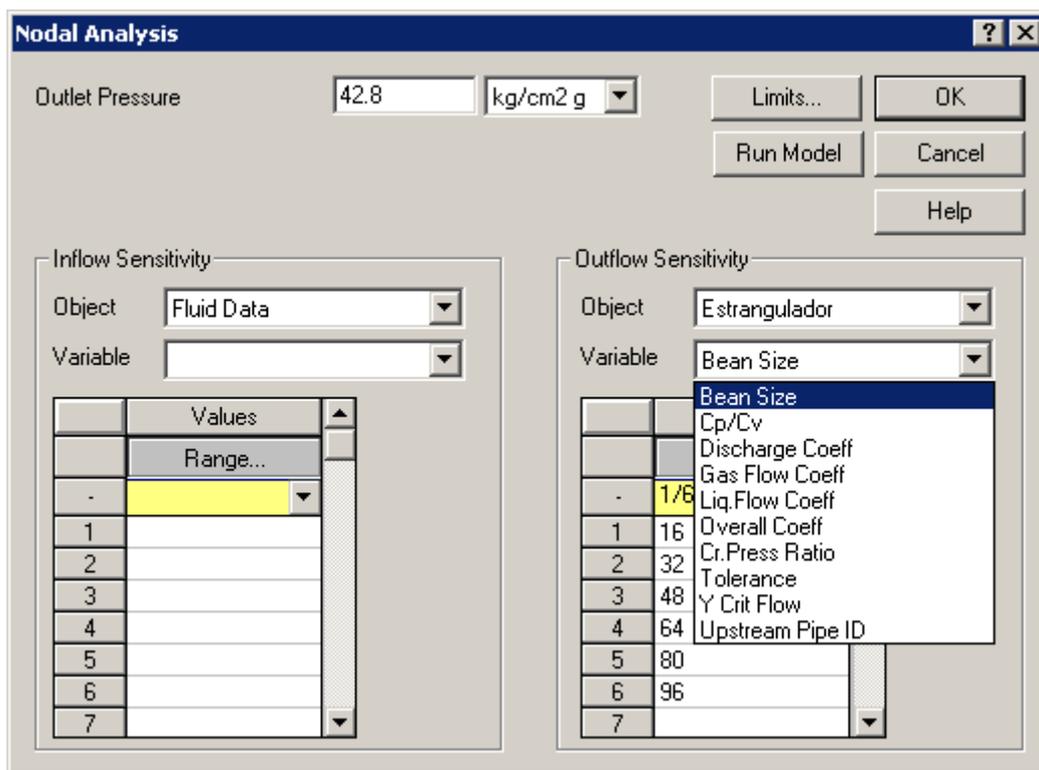


Figura 3.62.- Sensibilidad del diámetro de estrangulador

El resultado de la sensibilidad del diámetro de estrangulador se muestra en la **Figura 3.63**, se observa un incremento de 887 BPD entre el estrangulador de 0.25 y 0.5 pg.

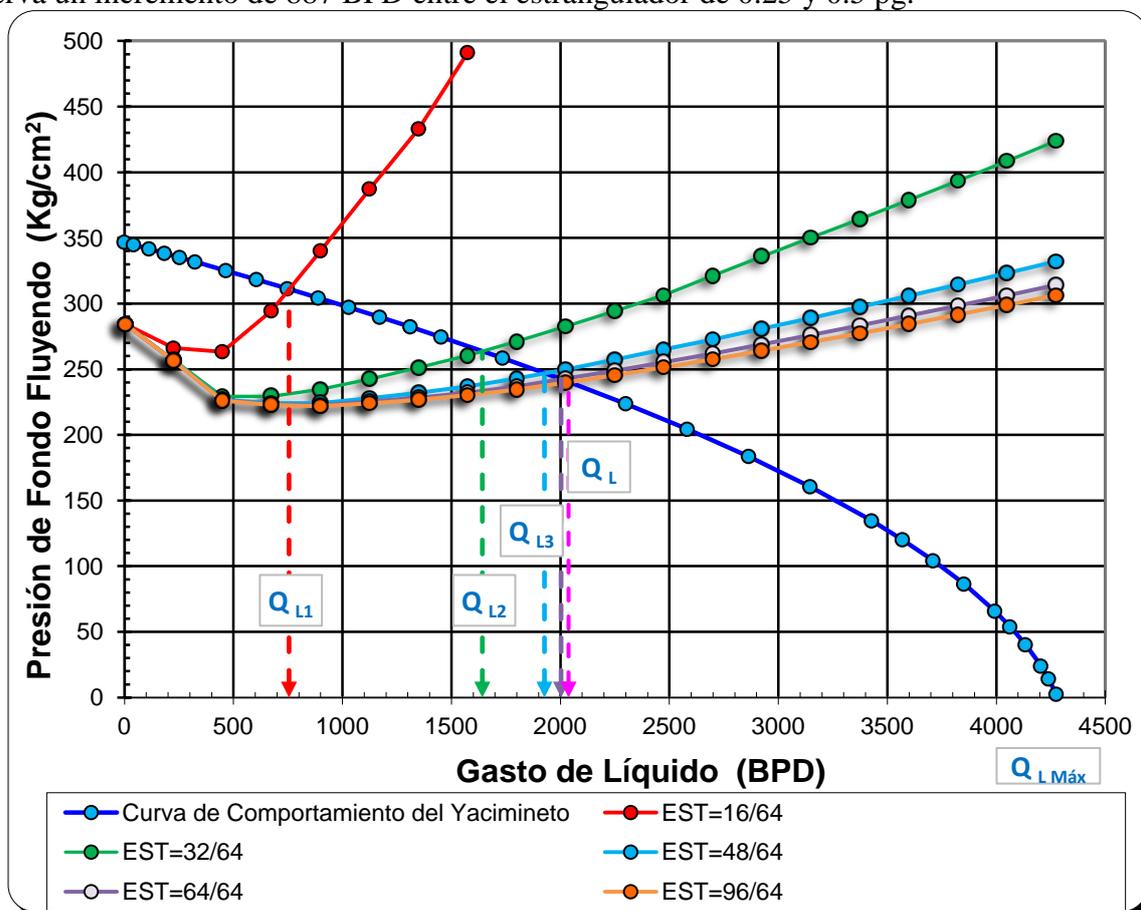


Figura 3.63.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad del diámetro de estrangulador

El segundo escenario considera producir el pozo por la línea de baja presión para analizar el comportamiento de la producción, por lo que se realiza a través de la sensibilidad de la presión de salida correspondiente a la P_{LD} . En la sección del menú **Operations** se selecciona la opción **Nodal Analysis** y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce una presión de salida. La sensibilidad de la presión de salida se realiza en **Outflow Sensitivity**, en la opción de **Object** se selecciona el componente **System Data** y en la opción **Variable** se seleccionan **Outlet Pressure**. Finalmente se carga la presión de 7, 35 y 70 Kg/cm^2 como se muestra en la **Figura 3.64**.

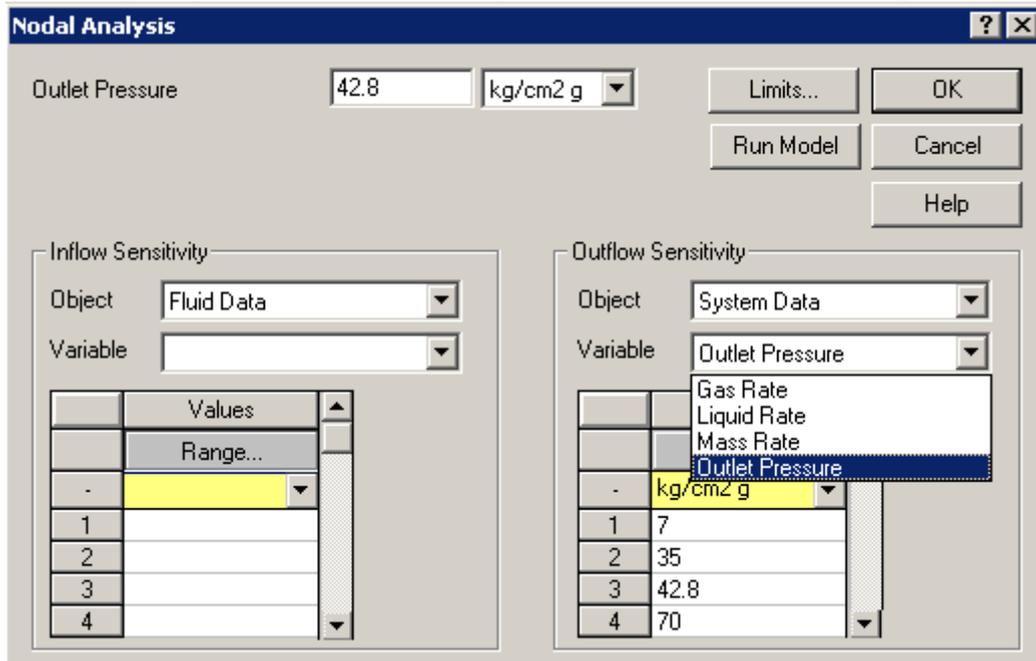


Figura 3.64.- Sensibilidad de la presión de salida

El resultado de la sensibilidad de la presión de salida se muestra en la **Figura 3.65**, se observa que al reducir la presión no se presenta un incremento sustancial en la producción del pozo.

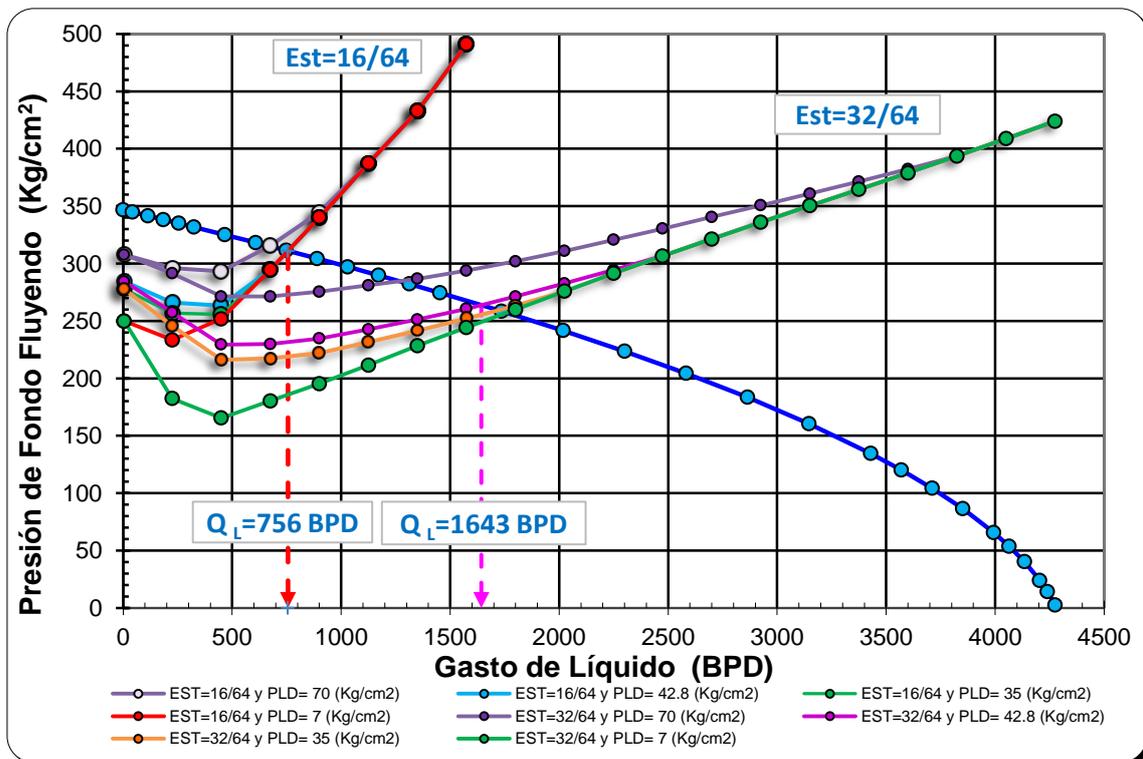


Figura 3.65.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad de la presión de salida

El tercer escenario analiza el cambio de la tubería de producción en el comportamiento de la curva de capacidad de transporte del sistema utilizando la cabeza del pozo como nodo solución. En la sección del menú **Operations** se selecciona la opción **Nodal Analysis** y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce una presión de salida. La sensibilidad del diámetro de la tubería de producción se realiza en **Outflow Sensitivity**, en la opción de **Object** se selecciona el componente **Aparejo de Producción** y en la opción **Variable** se seleccionan **ID TP**. Finalmente se carga el diámetro interno correspondiente a las tuberías de 2 3/8, 2 7/8, 3 1/2 y 4 1/2 como se muestra en la **Figura 3.66**.

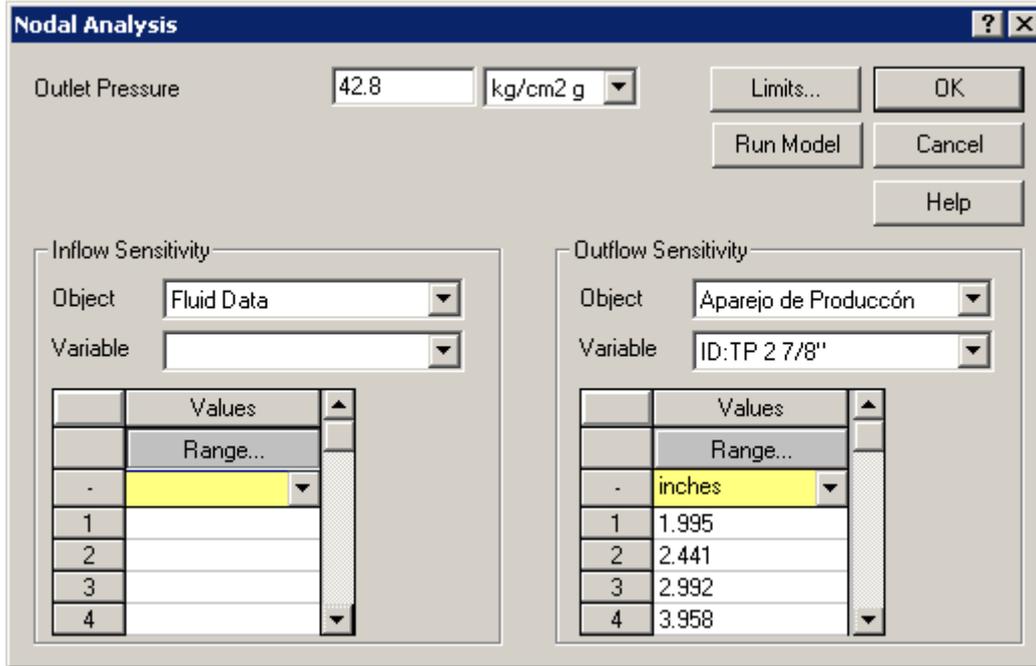


Figura 3.66.- Sensibilidad del diámetro de la tubería de producción

El resultado se muestra en la **Figura 3.67**, donde se observa que al aumentar el diámetro de la tubería de producción, el incremento en la producción se presenta en el estrangulador de 32/64”.

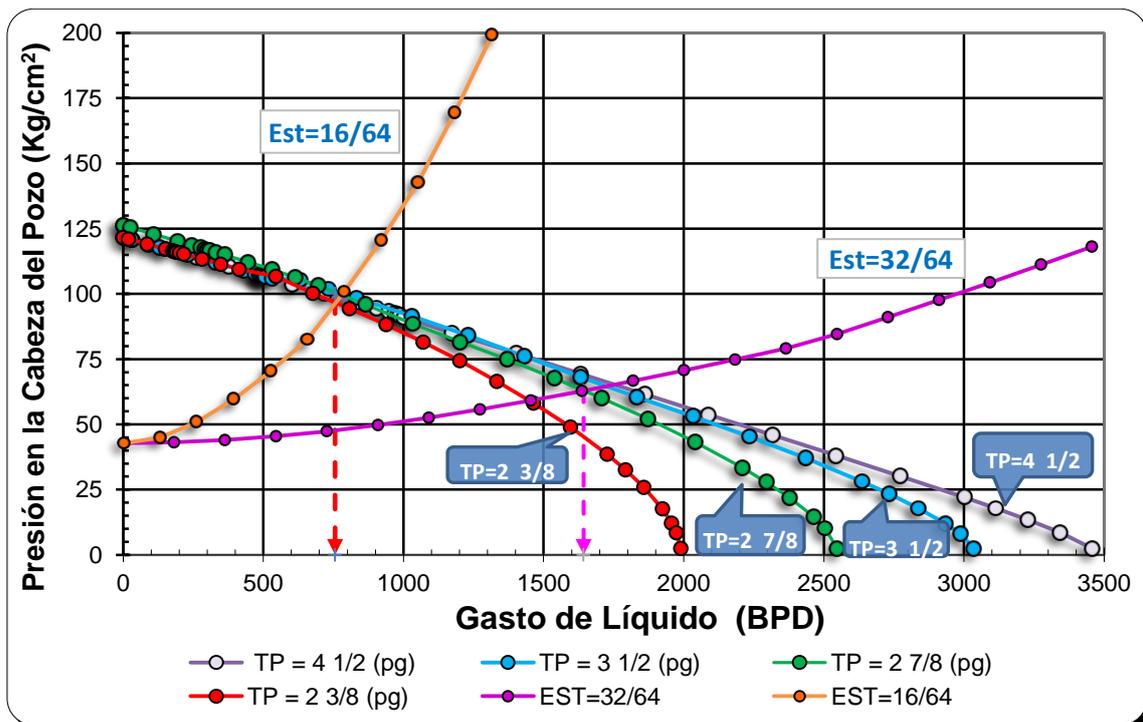


Figura 3.67.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad del diámetro de TP

El cuarto escenario analiza la instalación de una tubería flexible como sarta de velocidad y posteriormente una inyección de gas. Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del aparejo de producción y en la pestaña de **Downhole Equipment** se seleccionan tubería flexible y en la opción de propiedades, se carga la profundidad de colocación de la TF en el fondo del pozo (3300 mts), diámetro de la TP (1.5 pg), gasto de gas de inyección (0.3 MMPCD) y gravedad específica del gas (0.65), como se muestra en la **Figura 3.68**.

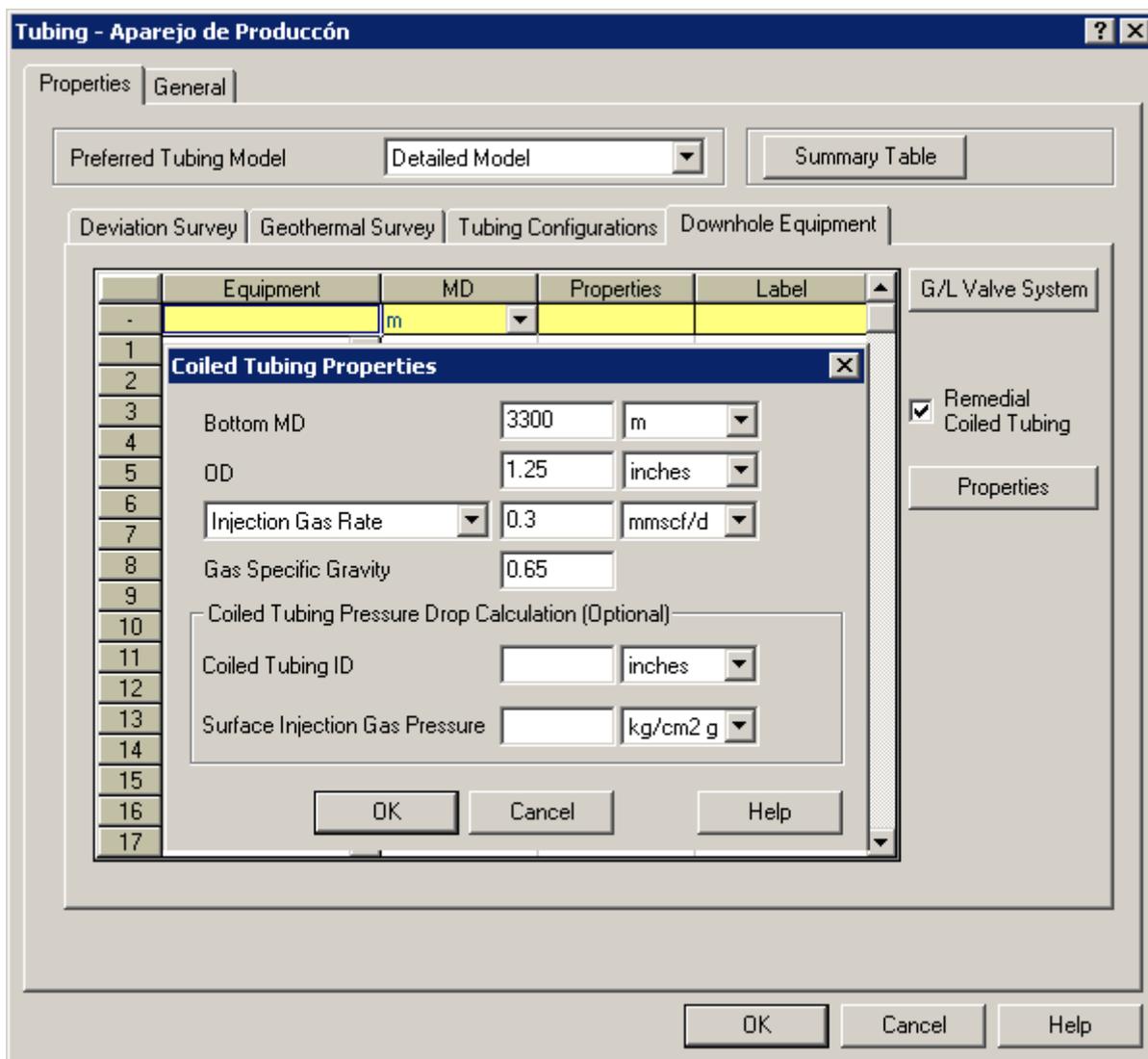


Figura 3.68.- Cargar de información del aparejo de producción (Tubería Flexible)

Posteriormente en el menú **Operations**, se selecciona la opción **Nodal Analysis** y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce una presión de salida. Finalmente se realiza la sensibilidad de instalar la tubería flexible sin gasto de inyección de gas y con gasto de inyección de 0.3 MMPCD, dejando la sensibilidad del diámetro del estrangulador de 16/64 y 32/64 como se muestra en la **Figura 3.69**.

Los resultados de esta sensibilidad se muestran en la **Figura 3.70**, donde se observa que al instalar la sarta de velocidad disminuye el gasto de producción debido a la disminución del área de flujo. La inyección de gas adicional, muestra un decremento en la producción al aumentar el gasto de inyección, los efectos anteriores se observan mucho mejor con el diámetro de estrangulador de 32/64”.

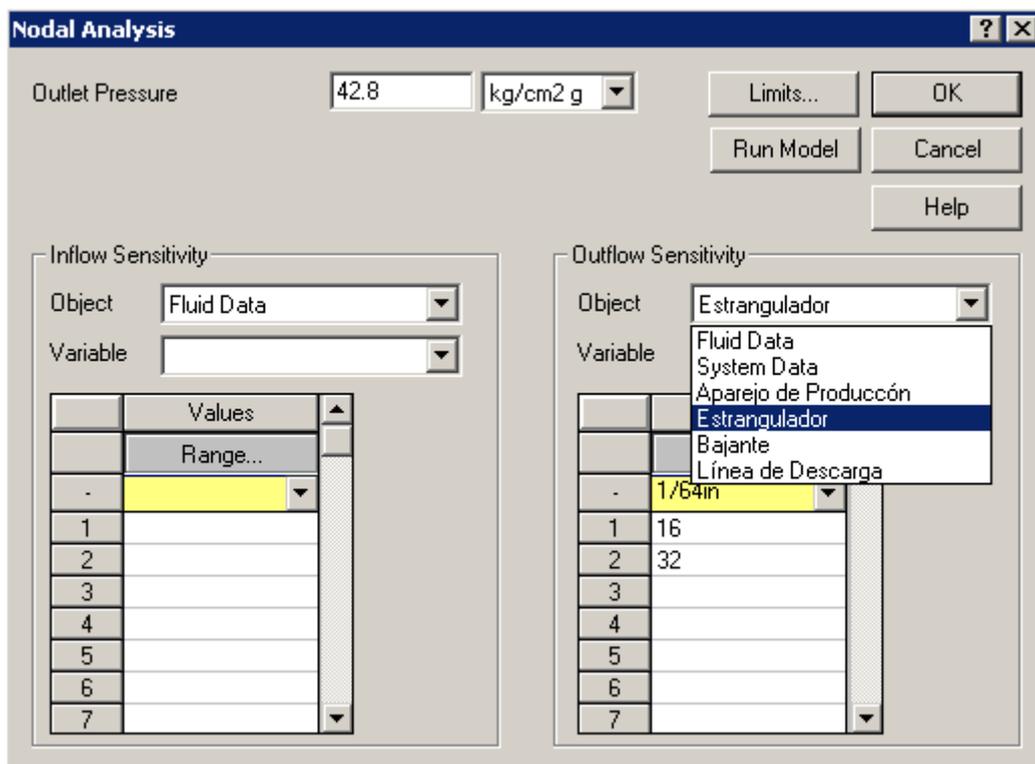


Figura 3.69.- Sensibilidad de instalación de TF, inyección de gas y diámetro de estrangulador

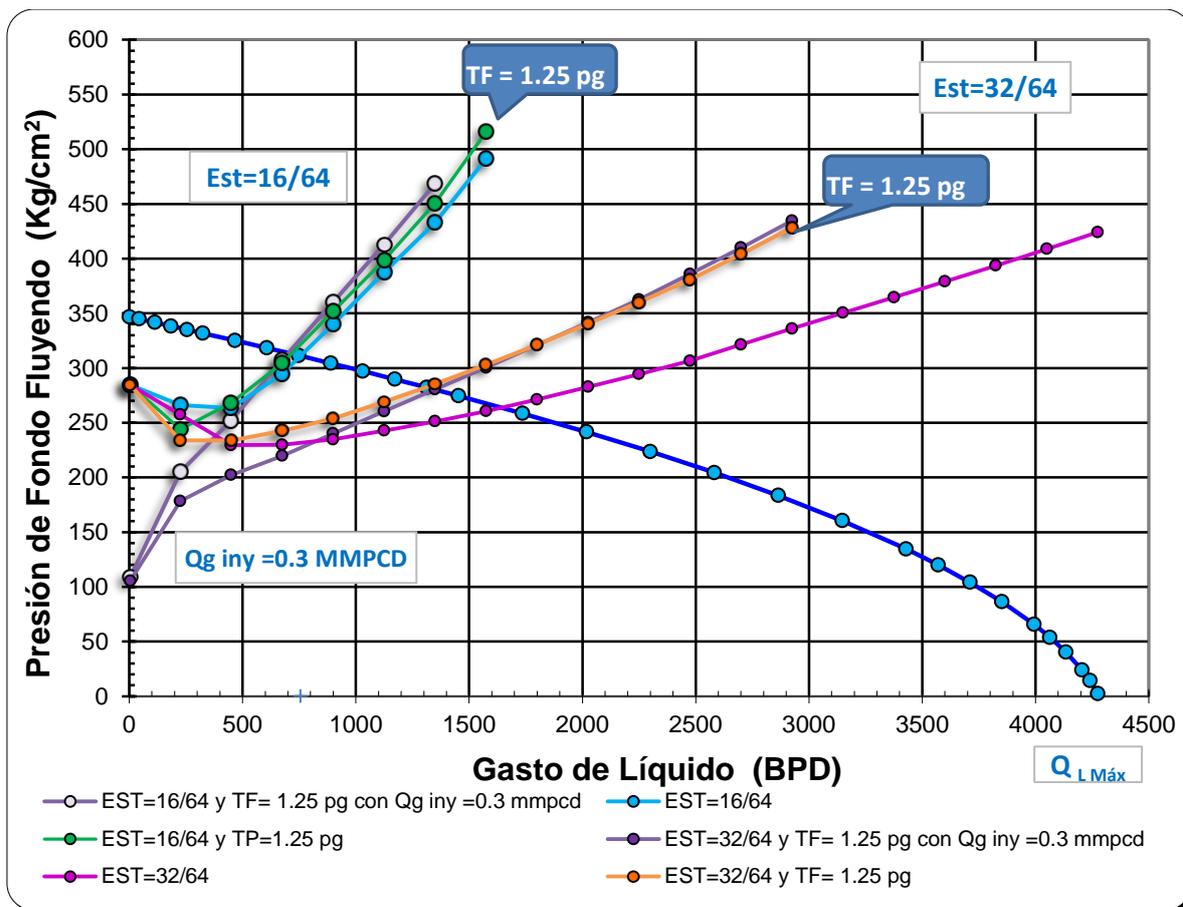


Figura 3.70.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad de TF e inyección de gas

El quinto escenario analiza la inyección de gas a través de un punto de inyección. Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del aparejo de producción y en la pestaña de **Downhole Equipment** se selecciona **Gas Lift Injection**, posteriormente se introduce la profundidad del punto de inyección (3300 mts) y en la opción de propiedades, se carga el gasto de gas de inyección, temperatura superficial del gas de inyección y gravedad específica del gas (0.65), como se muestra en la **Figura 3.71**.

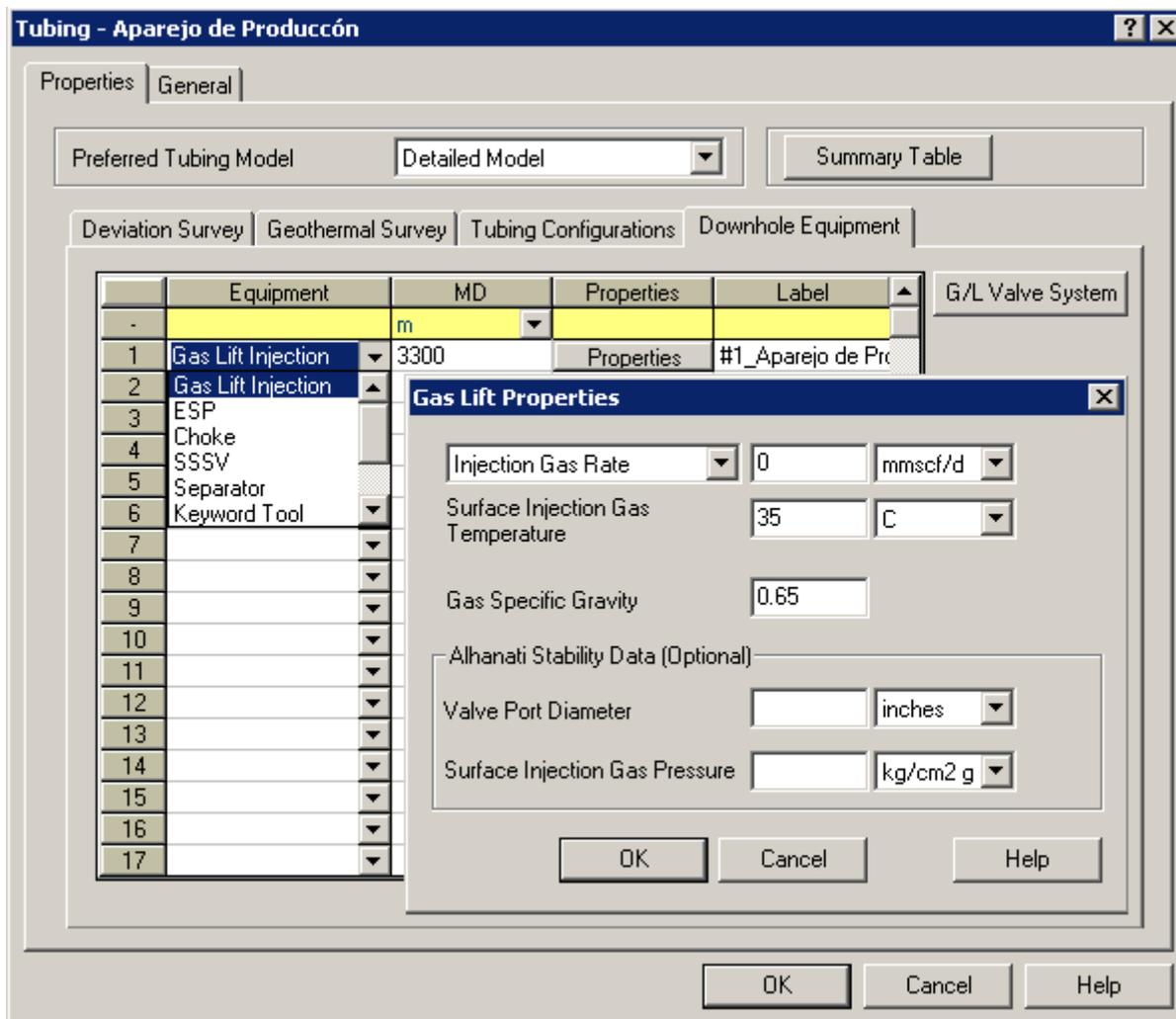


Figura 3.71.- Cargar de información del aparejo de producción (punto de inyección de gas)

Posteriormente en la sección del menú **Operations**, se selecciona la opción **Artificial Lift Performance** y en la ventana se introduce la presión de salida. Finalmente se realiza la sensibilidad del gasto de inyección de gas, por lo que el valor cargado del gasto de inyección de gas en la opción propiedades de la pestaña **Downhole Equipment**, puede ser modificado con el valor óptimo del gasto de inyección encontrado en esta sensibilidad. Adicionalmente se realiza la sensibilidad de la presión estática del pozo, para ver el efecto en el comportamiento del gasto de inyección como se muestra en la **Figura 3.72**.

Los resultados de esta sensibilidad se muestran en la **Figura 3.73**, donde se observa que para una presión de estática de 346.75 Kg/cm^2 . El aumento en el gasto de gas de inyección disminuye el gasto de producción y para una presión de 265 Kg/cm^2 , el gasto de inyección óptimo es de 0.3 MMPCD con un incremento en el producción, sin embargo cuando se incrementa el gasto de inyección por arriba de este valor, el gasto de producción disminuye.

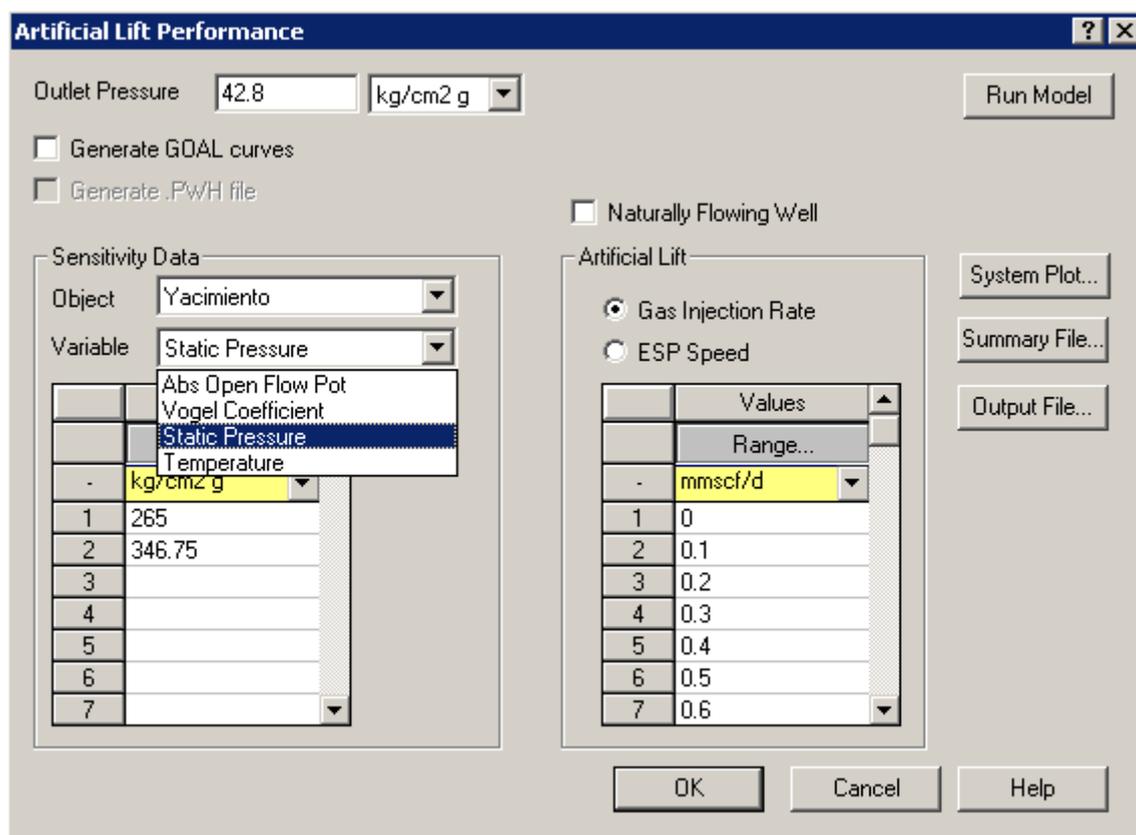


Figura 3.72.- Sensibilidad del gasto de inyección de gas y presión estática

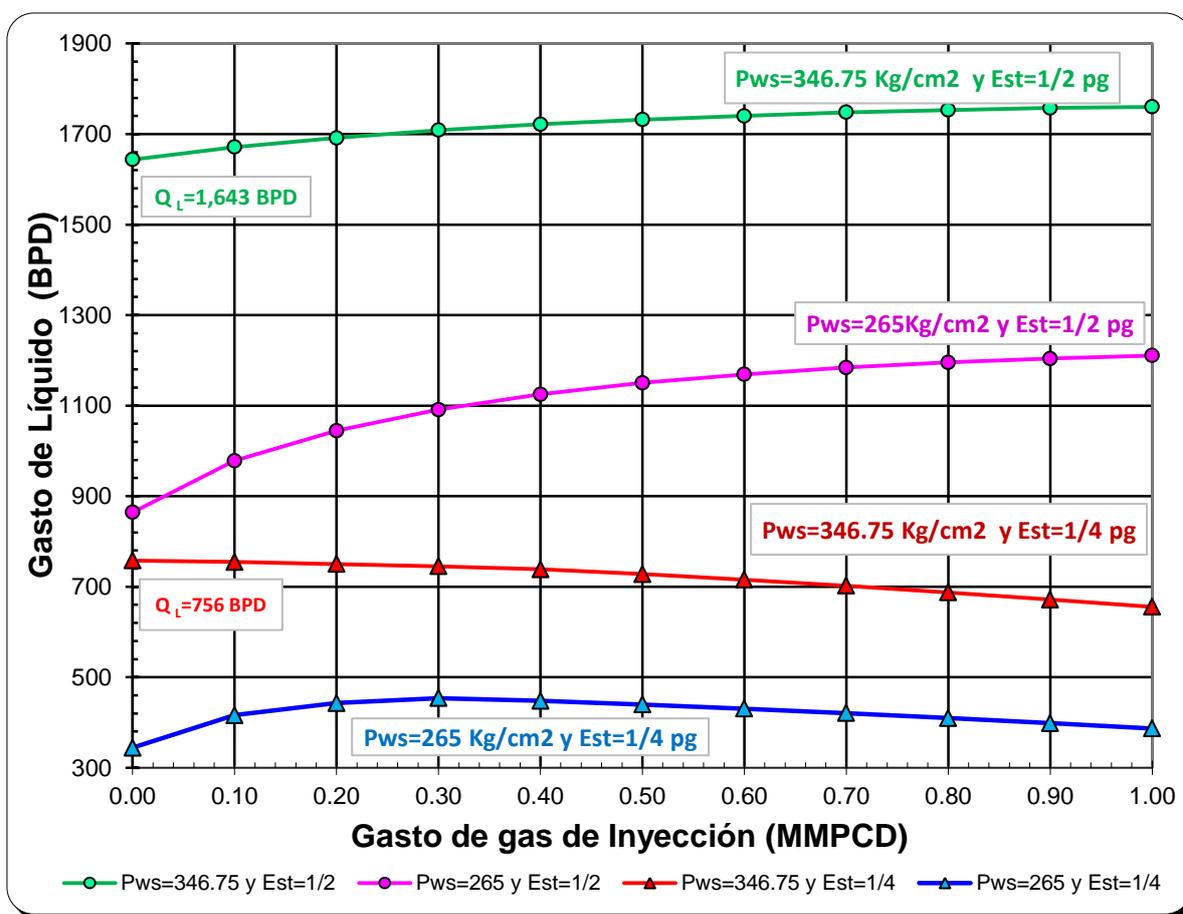


Figura 3.73.- Análisis sensibilidad del gasto de gas de inyección del pozo RB 125-TP

El sexto escenario contempla la instalación de un estrangulador de fondo con el fin de mantener por mayor tiempo la producción de hidrocarburos al incrementar la producción de agua y disminuir la presión del yacimiento. Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del aparejo de producción y en la pestaña de *Downhole Equipment* se seleccionan Choke, posteriormente se introduce la profundidad de colocación (3000 mts) y en la opción de propiedades se carga el diámetro de estrangulador de fondo como se muestra en la **Figura 3.74**.

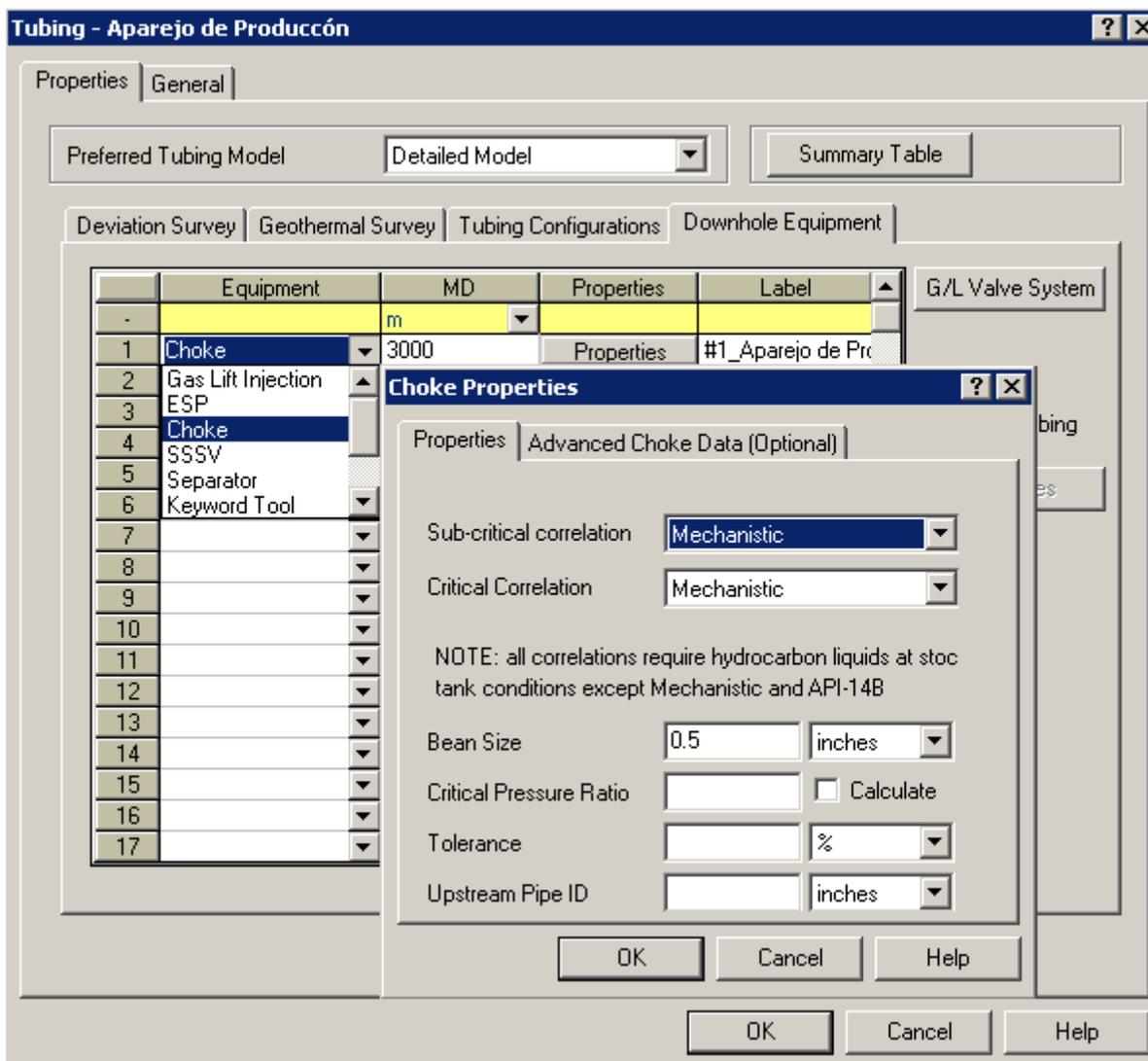


Figura 3.74.- Cargar de información del aparejo de producción (estrangulador de fondo)

Posteriormente en la sección del menú *Operations*, se selecciona la opción *Nodal Analysis* y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce una presión de salida. Finalmente se realiza la sensibilidad del diámetro de estrangulador de fondo en *Outflow Sensitivity*, en la opción de *Object* se selecciona el componente *Aparejo de Producción* y en la opción *Variable* se seleccionan *Choke Bean Size* con diámetros de 16/64, 24/64 y 32/64 como se muestra en la **Figura 3.75**. Se recomienda que el estrangulador superficial esté franco (totalmente abierto).

Los resultados de la sensibilidad del diámetro de estrangulador de fondo se muestran en la **Figura 3.76**, combinados con los resultados de la sensibilidad del estrangulador superficial podemos observar el efecto en el comportamiento de la curva de capacidad de transporte al incrementarse la producción para los diferentes diámetros del estrangulador de fondo con respecto a los de superficie.

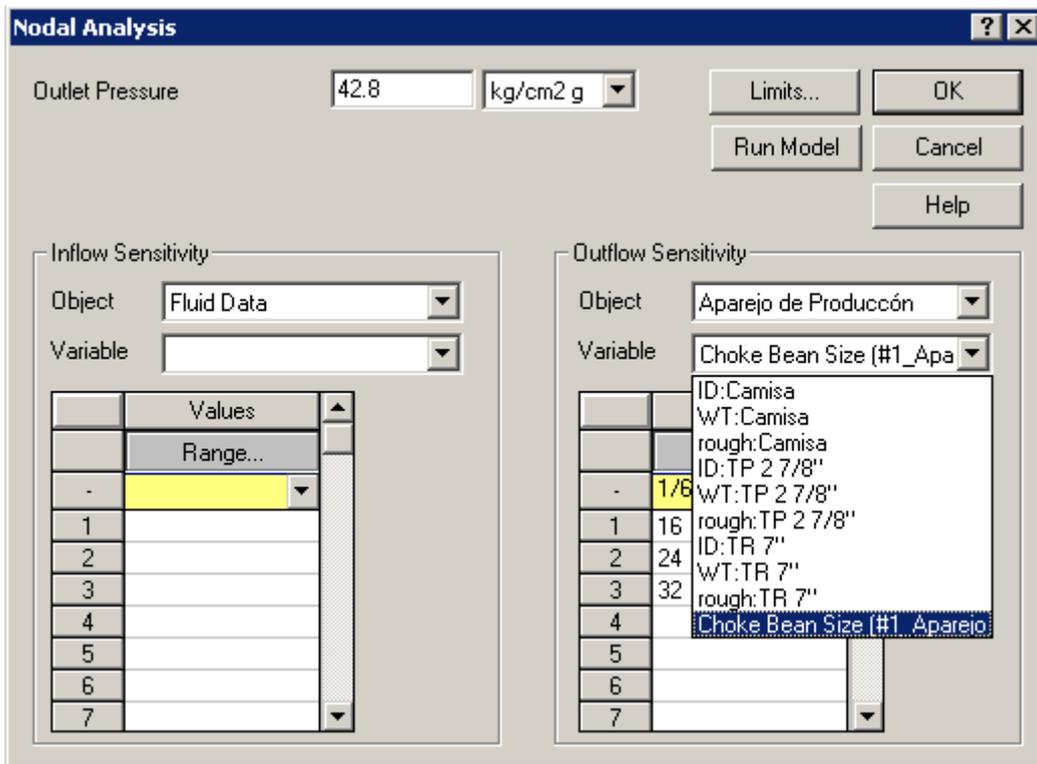


Figura 3.75.- Sensibilidad del diámetro de estrangulador de fondo

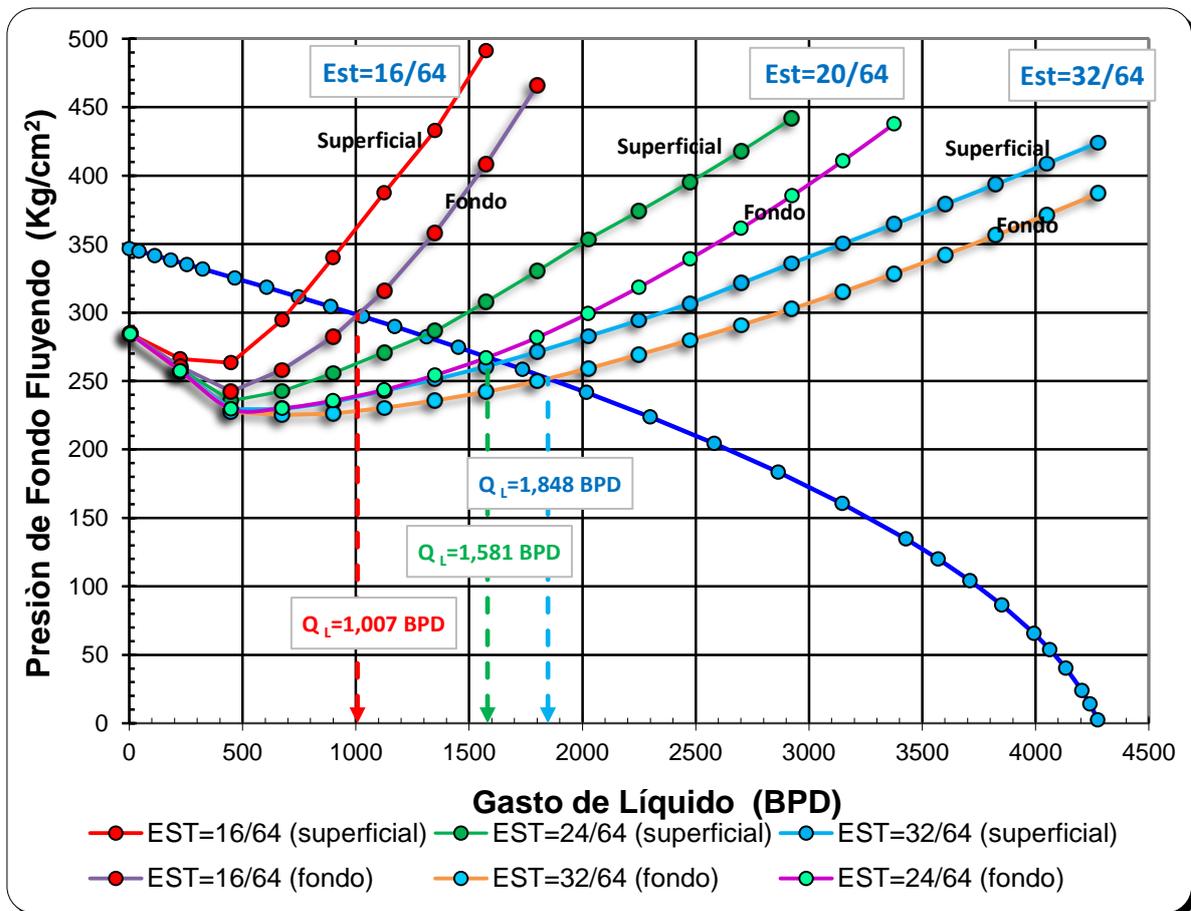


Figura 3.76.- Análisis Nodal del pozo, sensibilidad del estrangulador de fondo y superficie

El séptimo escenario analiza la propuesta de limpieza, estimulación y/o fracturamiento del pozo RB 125-TP con el objeto de identificar el incremento de producción que se puede obtener mediante la aplicación de un determinado tipo de tratamiento que permita reducir, remover o rebasar el daño a la formación. Recordemos que durante la fase de análisis y diagnóstico del pozo, se encontró que durante la perforación y terminación, la permeabilidad de la formación cercana al agujero fue alterada, debido a la invasión de los fluidos utilizados, dispersión de arcillas, presencia de enjarre y cemento principalmente, así como la presencia de una alta saturación de gas alrededor del agujero, son algunos de los factores responsables de la reducción de la permeabilidad. Por lo que, un tratamiento exitoso de estimulación resultará en una mejora efectiva de la permeabilidad cercana al agujero, reduciendo así el daño a la formación e incrementando considerable de la producción del pozo.

Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del yacimiento y en el tipo de modelo se selecciona *Pseudo Steady State*, posteriormente se introducen los datos de presión de fondo estática, temperatura, espesor neto del yacimiento, permeabilidad y radio de drene, así como los datos de los disparos y el tipo de terminación del pozo y finalmente se determina el daño a la formación.

Se determina el daño a la formación y se establece el tratamiento de estimulación, seleccionándolo en función de:

- 1) Objetivos Definidos.
- 2) Selección del Pozo Candidato.
- 3) Información Validada y Actualizada.
- 4) Caracterización Litológica y Petrofísica de la formación.
- 5) Análisis Geomecánico.
- 6) Caracterización de los Fluidos Producidos.
- 7) Pruebas de Laboratorio.
- 8) Selección de Sistemas Ácidos Óptimos.
- 9) Diseño y Simulación.
- 10) Supervisión en Campo.
- 11) Parámetros de Controles de Calidad a lo largo del proceso antes, durante y después de la estimulación.

Posteriormente se evalúa dicho tratamiento. En la sección del menú *Operations* se selecciona la opción *Nodal Analysis* y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce una presión de salida. La sensibilidad del daño a la formación se realiza en *Inflow Sensitivity*, en la opción de *Object* se selecciona el componente *Yacimiento* y en la opción *Variable* se selecciona *Mechanical Skin*, como se muestra en la **Figura 3.77**

Los resultados del tratamiento de estimulación se muestran en la **Figura 3.78**, donde se observa el efecto en la curva de comportamiento de afluencia al remover el daño a la formación ($S = 0$) e inclusive cuando este daño es rebasado ($S = -2$), simultáneamente se observa el efecto en el comportamiento de la curva de capacidad de transporte al sensibilizar el diámetro del estrangulador. El tratamiento puede ser un fracturamiento hidráulico o una acidificación matricial con lo cual se obtiene un incremento sustancial en la producción del pozo. Sin embargo se debe considerar ampliar el área de flujo a través del pozo a partir de cambiar el diámetro de la tubería de producción o fluir el pozo por la TP y espacio anular simultáneamente para obtener un mejor resultado y mayores incrementos de producción.

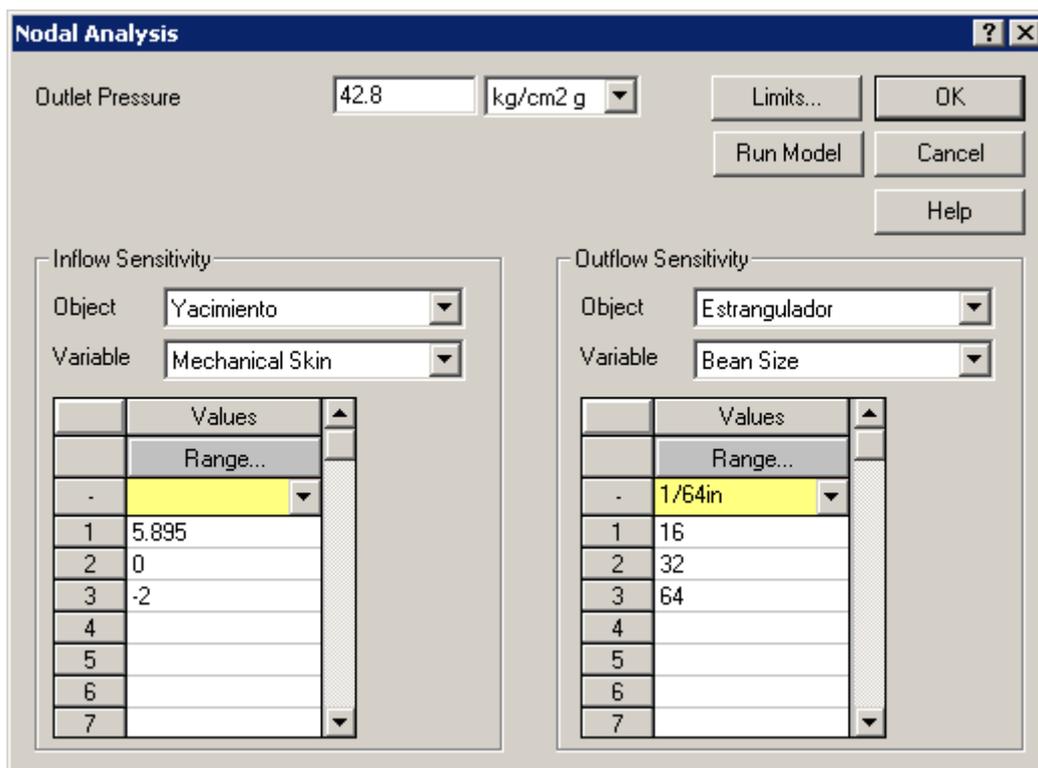


Figura 3.77.- Sensibilidad del daño a la formación

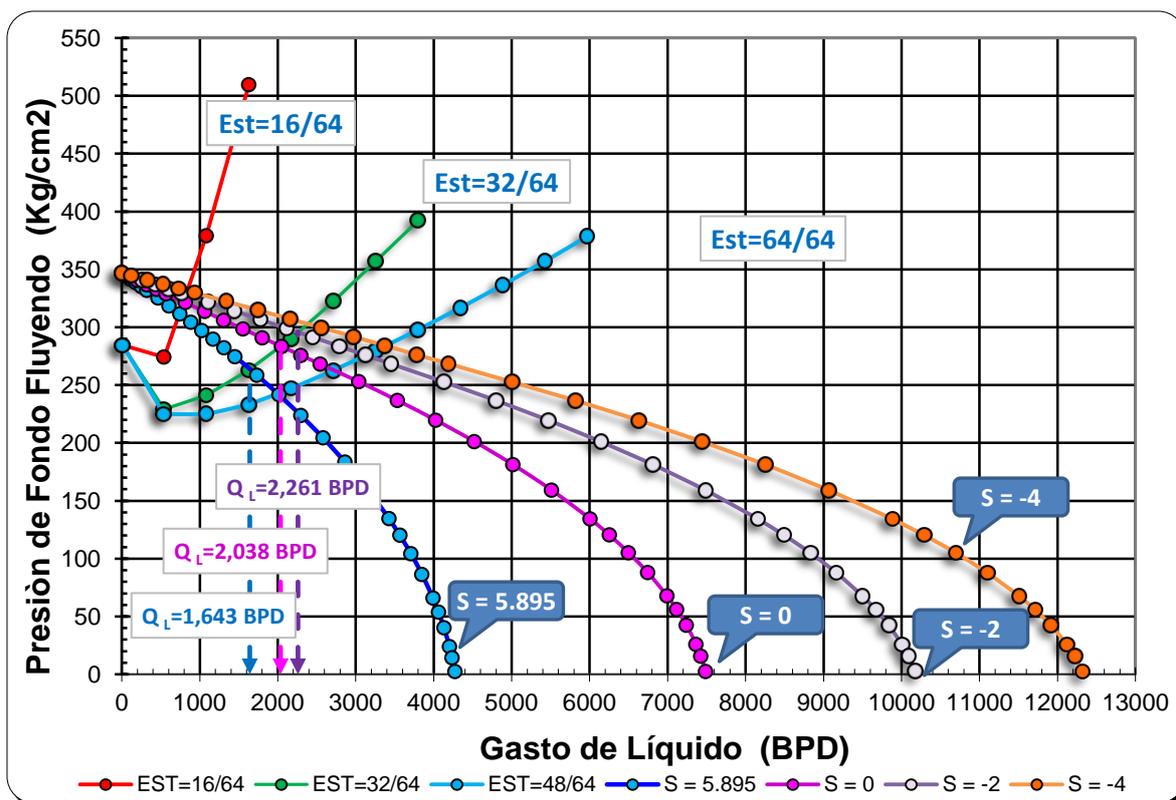


Figura 3.78.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, de sensibilidad del daño a la formación

Finalmente el último escenario contempla el diseño, evaluación y selección de sistemas artificiales de producción. Para este caso, se determina las condiciones donde el pozo dejara de fluir naturalmente por lo que se hace necesario la instalación de un sistema artificial de producción.

Como primer paso se realiza la sensibilidad del abatimiento de la presión del yacimiento. En la sección del menú **Operations** se selecciona la opción **Nodal Analysis** y en la ventana correspondiente al Análisis Nodal se introduce una presión de salida. La sensibilidad de la presión de yacimiento se realiza en **Inflow Sensitivity**, en la opción de **Object** se selecciona el componente **Yacimiento** y en la opción **Variable** se seleccionan **Static Pressure**, como se muestra en la Figura 3.79.

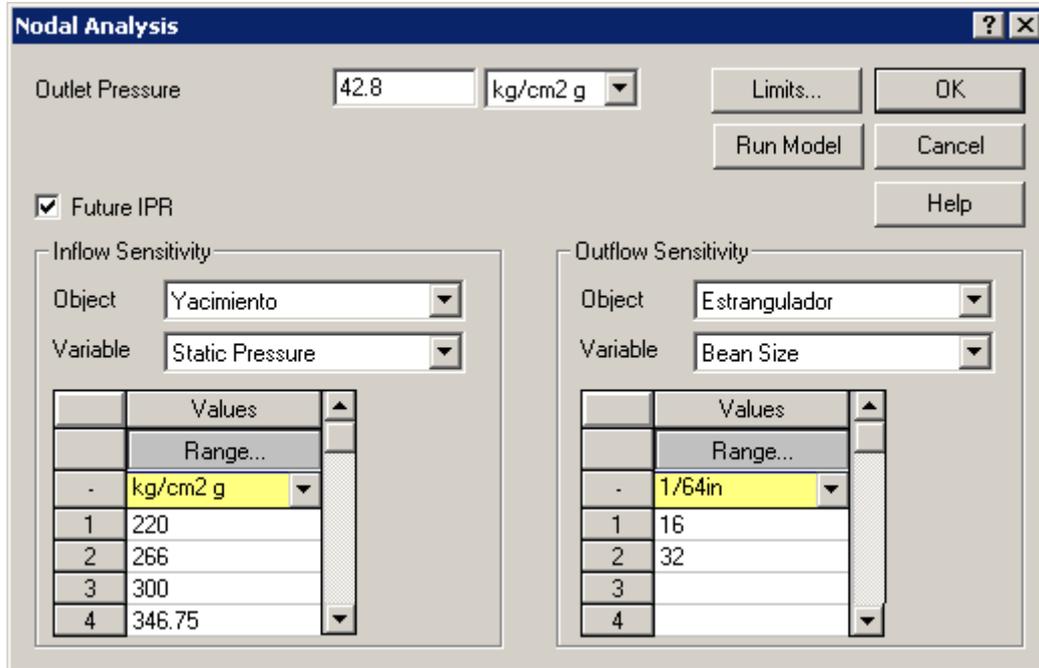


Figura 3.79.- Sensibilidad de la presión de yacimiento

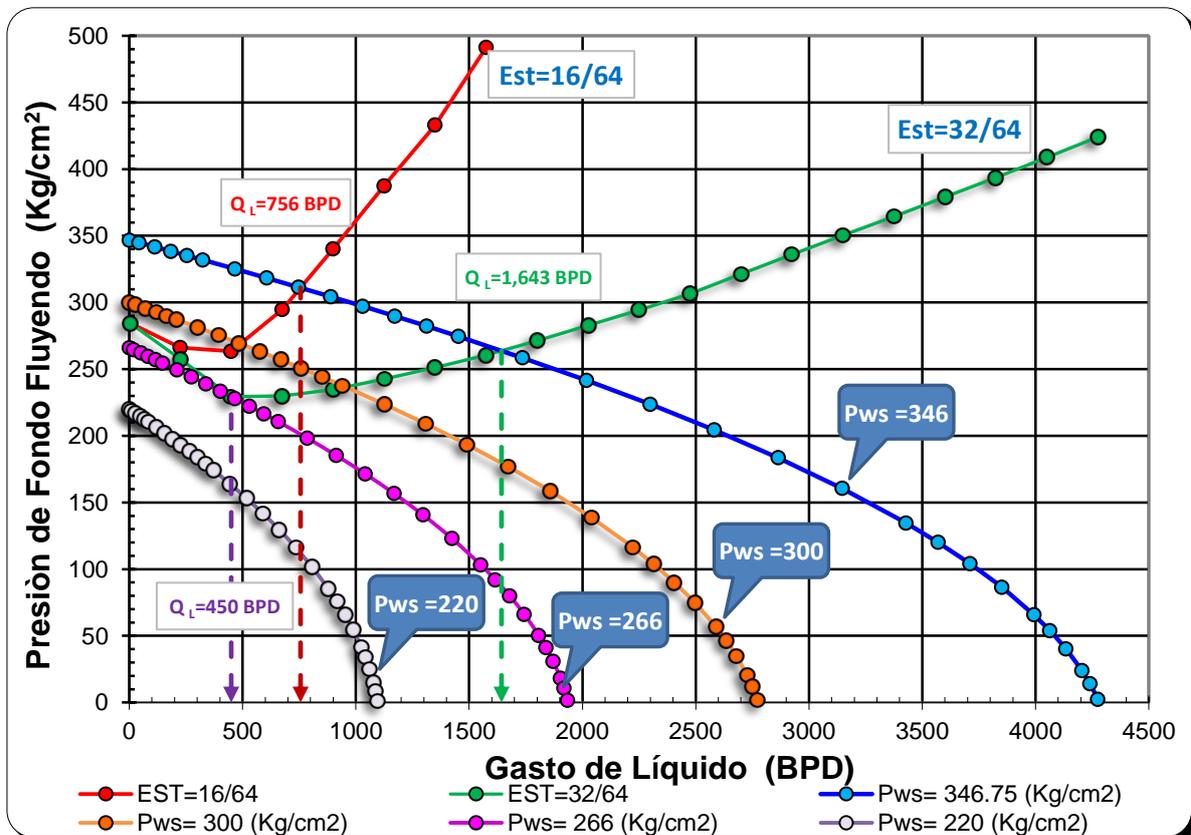


Figura 3.80.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad de la presión de yacimiento

Los resultados de la **Figura 3.80** muestran la presión de abatimiento es de 266 Kg/cm² considerando que no hay cambios en la relación gas aceite y porcentaje de agua, así como mantener la presión de salida del sistema. Sin embargo estas condiciones cambian conforme la presión del yacimiento disminuye por lo que es necesario realizar un análisis del sistema con los principales factores que intervienen en la productividad del pozo.

Para poder realizar el análisis del sistema se considera un rango en las variables de mayor impacto en la producción por ejemplo: las propiedades de los fluidos, propiedades del yacimiento y condiciones de operación como se muestra en la **Tabla 3.31**.

Tabla 3.31.- Rango de las variables de mayor impacto en la producción

Pws (Kg/cm ²)	φ _{Est} (pg)	φ _{TP} (pg)	RGA (M ³ /M ³)	Agua (%)	Pwh (Kg/cm ²)
346.75	0.25	2 3/8	131	1.1	7
325	0.25		156	20	35
300				40	42.8
275				60	
266				80	

Los resultados del análisis del sistema para el pozo RB 125-TP se muestran en la **Figura 3.81**, donde podemos observar el efecto del abatimiento de la presión de yacimiento y el incremento en el porcentaje de agua.

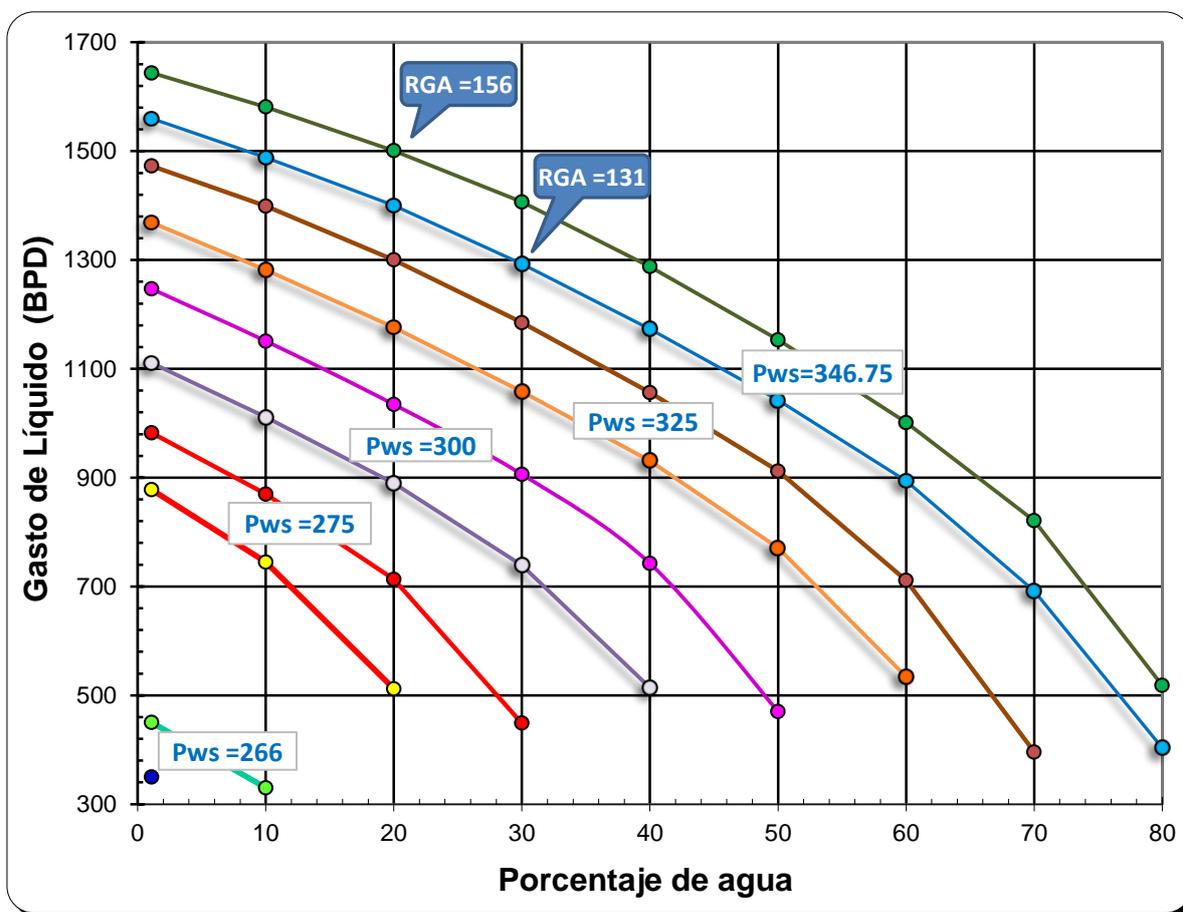


Figura 3.81.- Análisis del Sistema, sensibilidad de la Pws y porcentaje de agua

A continuación se realiza el diseño de un sistema artificial de producción a partir de evaluar la instalación de un Bombeo Electrocentrífugo con el fin de mantener y/o incrementar la producción en el pozo RB 125-TP considerando el abatimiento de la presión del yacimiento. Dentro de la plataforma de trabajo se selecciona el icono del aparejo de producción y en la pestaña de **Downhole Equipment** se seleccionan ESP, posteriormente se introduce la profundidad de colocación (3000 mts) y en la opción de propiedades carga el modelo de la bomba y fabricante como se muestra en la **Figura 3.82**. El modelo de la bomba se obtiene de una base de datos al proporcionar el diámetro interno de la tubería de revestimiento a la profundidad de la bomba y el gasto de diseño del sistema artificial.

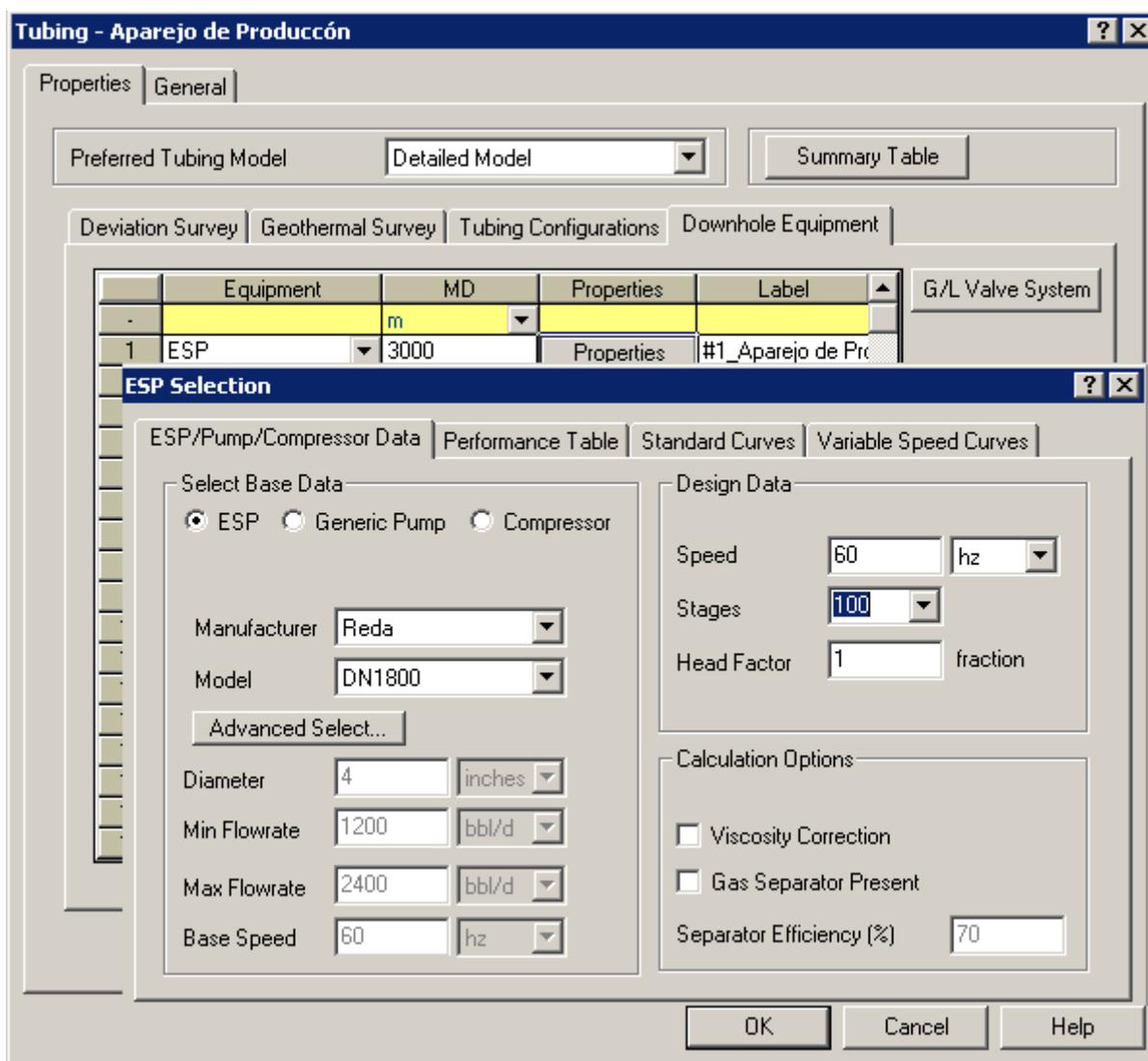


Figura 3.82.- Cargar de información del aparejo de producción (Bombeo Electrocentrífugo)

Los resultados obtenidos en el diseño del sistema de bombeo electrocentrífugo se muestran en la **Figura 3.83**, la cual compara la producción del pozo utilizando un diámetro de estrangulador de 0.5 pg y presión de yacimiento de 356 y 266 Kg/cm² en flujo natural y con sistema artificial de producción. De la misma forma en la **Figura 3.84** se muestra el efecto de producir el pozo por un diámetro de estrangulador de 0.25 pg. Adicionalmente en estas graficas se realiza la sensibilidad del número de etapas de la bomba con el fin de obtener mayor producción.

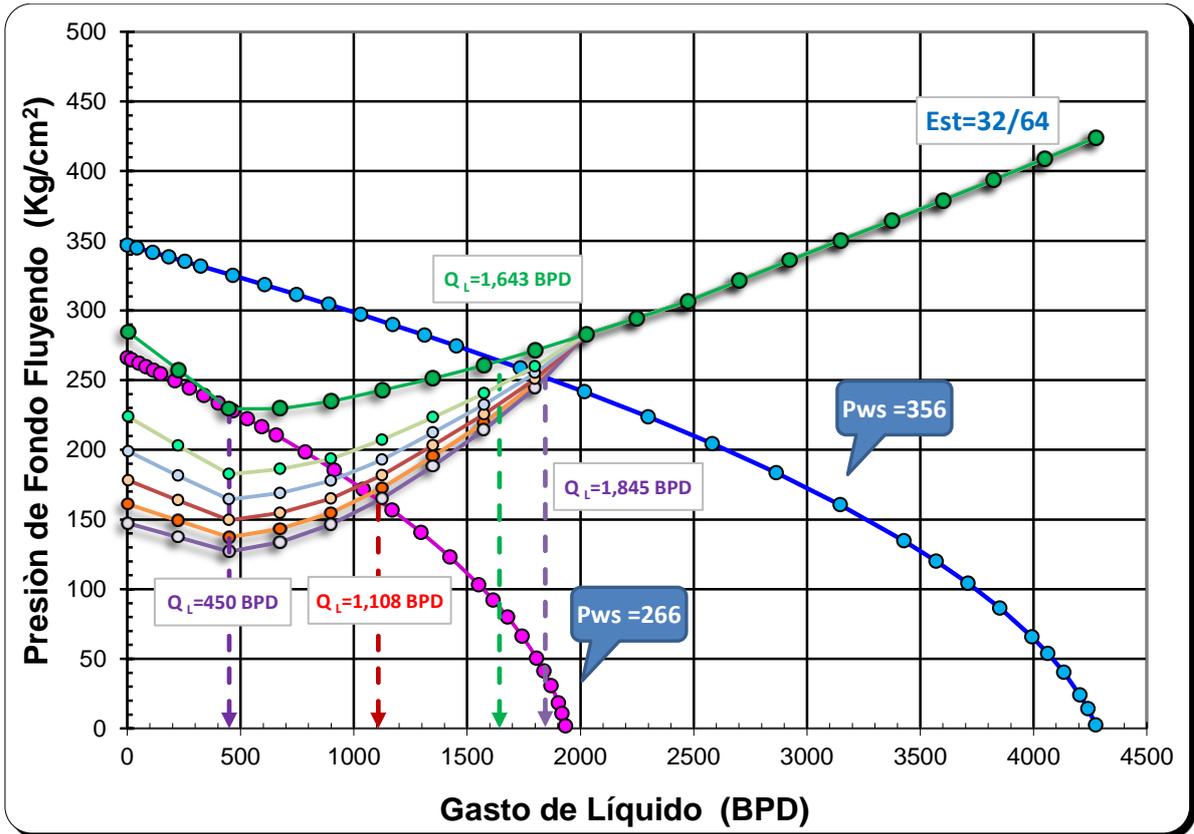


Figura 3.83.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, bombeo electrocentrífugo con Est=32/64

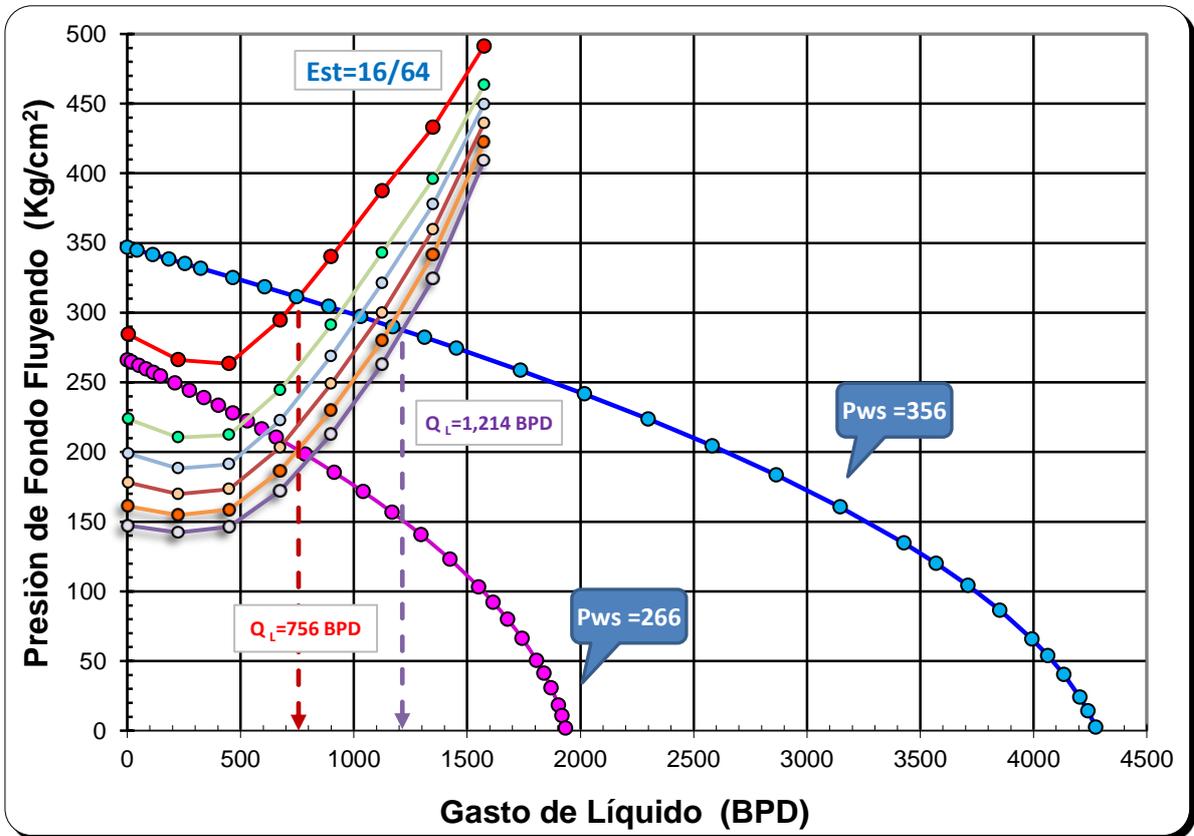


Figura 3.84.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, bombeo electrocentrífugo con Est=16/64

Con el fin de determinar el óptimo sistema artificial de producción para su instalación en el pozo a las condiciones actuales de explotación, se evaluó y comparó adicionalmente el bombeo neumático. Los resultados obtenidos se muestran en la **Figura 3.85**, donde se observa la sensibilidad del gasto de gas de inyección y el abatimiento de la presión de yacimiento para el estrangulador de 0.5 pg.

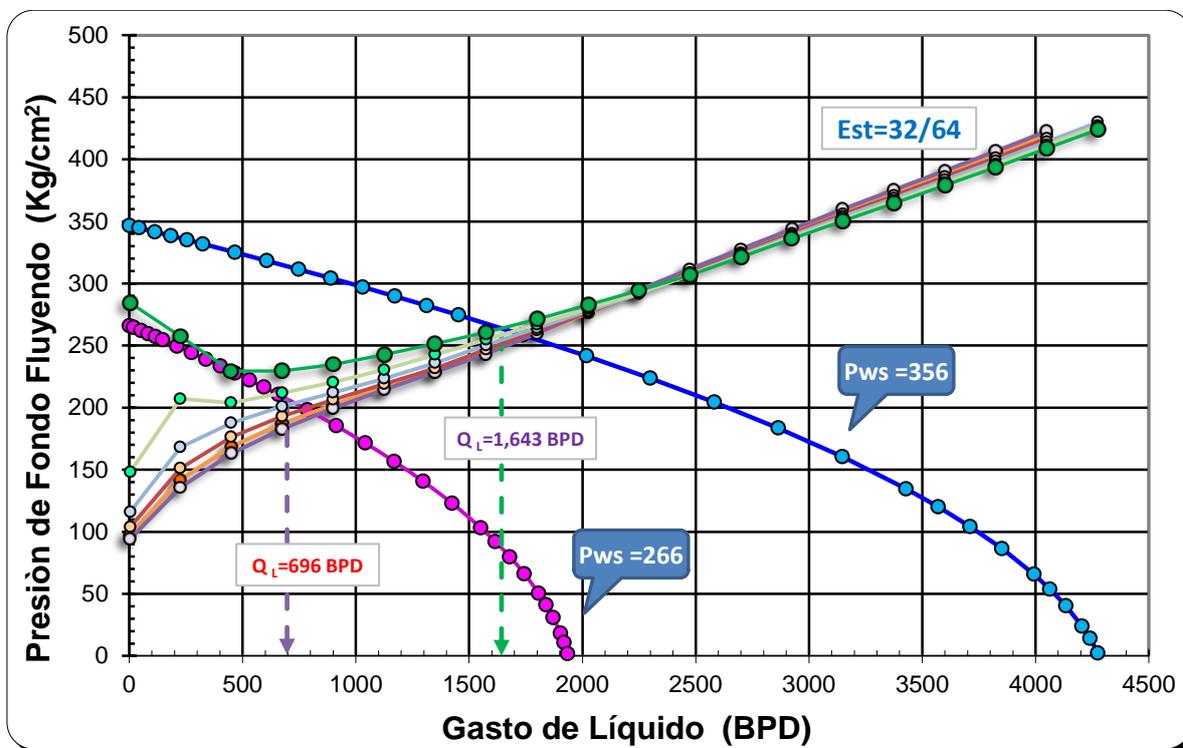


Figura 3.85.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, bombeo neumático

3.2.8 Jerarquización de las alternativas de intervención

En esta fase de la metodología la jerarquización se realiza a partir de criterios que permiten establecer un orden y organización de las alternativas de intervención evaluadas para el pozo en estudio, a través de estructuras simples que se organizan por rango o grado de importancia, criterios de rentabilidad y riesgo utilizando indicadores económicos, parámetros de rentabilidad y la variación estimada de la producción. Además es necesario calcular los gastos de producción esperados, realizar el pronóstico de producción y realizar la evaluación técnico-económica para cada una de las alternativas de intervención, de la misma forma, estos criterios de jerarquización se utilizan para organizar un conjunto de pozos con el fin de establecer categorías y niveles de importancia en la intervención de los pozos para cumplir con los objetivos y metas planteadas.

3.2.8.1 Cálculo del gasto de producción esperado

A partir de los resultados obtenidos en la simulación de las alternativas de intervención, se organizan y comparan los diferentes escenarios de producción realizados al pozo en estudio como se muestra en la **Tabla 3.32** el resumen de las alternativas de intervención del pozo RB 125-TP. Posteriormente se evalúa cada una de las alternativas a través de un análisis del sistema tomando en cuenta parámetros y factores que disminuyen la producción tales como: declinación natural del yacimiento, alteración severa de las condiciones de la formación, incremento continuo de la producción de agua, cambio de las propiedades del fluido y del yacimiento, así como el tratamiento de estimulación y/o fracturamiento e instalación de sistemas artificiales de producción como se muestra en la **Tabla** el rango de parámetros y factores utilizados.

Tabla 3.32.- Alternativas de intervención del pozo RB 125-TP

ALTERNATIVAS DE INTERVENCIÓN											
Campo	Nombre del Pozo	Intervención propuesta	Tratamiento	φ TP (pg)	φ Est (pg)	Pws (Kg/cm ²)	Pwf (Kg/cm ²)	Pwh (Kg/cm ²)	PLD (Kg/cm ²)	Qo (BPD)	
RB	RB 125-TP	Ampliar el diámetro del estrangulador superficial	----	2 7/8	1/4	346.75	311.0	100.6	42.8	756	
					1/2		263.7	63.1	42.8	1643	
					3/4		246.9	49.2	42.8	1928	
					1		242.4	45.11	42.8	2004	
		Producir el pozo por línea de baja presión	----	2 7/8	1/2	346.75	257.1	57.6	7	1759	
							259.4	59.5	35	1720	
							267.3	63.1	42.8	1643	
		Cambiar la tubería de producción	----	2 3/8	1/2	346.75	274.7	59.1	42.8	1448	
							2 7/8	263.7	63.1	42.8	1643
							3 1/2	259.2	63.7	42.8	1723
							4 1/2	257.4	65.3	42.8	1754
		Instalación de tubería flexible como sarta de velocidad e inyección de gas	Sin TF Con TF 1 1/4 Con TF e Inyección de gas	2 7/8	1/2	346.75	263.7	63.1	42.8	1643	
							282.4	56.5	42.8	1310	
							280.3	60.3	42.8	1348	
		Inyección de gas	Punto de Inyección de gas	2 7/8	1/2	346.75	260.1	63.1	42.8	1708	
		Instalar estrangulador de fondo	----	2 7/8	1/4	346.75	298.3	---	42.8	1007	
							1/2	252.8	---	42.8	1847
							3/4	242.7	---	42.8	1999
							1	240.8	---	42.8	2031
		Limpieza, estimulación y/o fracturamiento	Acidificación Matricial	2 7/8	1/4	346.75	322	108.2	42.8	790	
					1/2		2835	71.8	42.8	2038	
					3/4		267.9	53.6	42.8	2553	
					1		262.8	47.0	42.8	2719	
			Fracturamiento Hidráulico	2 7/8	1/4	346.75	328.2	112.9	42.8	822	
					1/2		295.8	77.1	42.8	2261	
					3/4		280.7	56.5	42.8	2915	
					1		275.8	48.3	42.8	3135	
		Diseño, evaluación y selección de sistemas artificiales de producción	Bombeo Electrocentrifugo	2 7/8	1/4	346.75	301.4	129.1	42.8	945	
					1/2		256.7	65.6	42.8	1765	
					1/4	266	222.8	72.9	42.8	523	
					1/2		191.7	48.9	42.8	849	
			Bombeo Neumático	2 7/8	1/2	346.75	260.1	63.1	42.8	1708	
1/2	266				206.9	49.1	42.8	696			

Tabla 3.33.- Rango de parámetros y factores de mayor impacto en la producción

Pws (Kg/cm ²)	ϕ_{Est} Superficial (pg)	RGA (M ³ /M ³)	Agua (%)	Pwh (Kg/cm ²)	ϕ_{TP} (pg)	Tubería Flexible	ϕ_{Est} Fondo (pg)	Daño	BEC # Etapas	BN Qg Iny
346.75	¼	131	1.1	7	2 3/8	Sin	¼	5.895	100	0
300	½	156	20	35	2 7/8	1 ¼	½	0	150	0.2
266	¾		40	42.8	3 ½	1 ¼ + gas	¾	-2	200	0.4
220	1		60		4 ½		1		250	0.6
	Franco		80						300	0.8

El análisis del sistema permite evaluar las variables de mayor impacto en la producción y calcular los gastos de producción esperados. En la **Figura 3.86** se muestran los resultados obtenidos con la alternativa de limpieza, estimulación y/o fracturamiento del pozo RB 125-TP con el análisis de sensibilidad del diámetro de estrangulador y el daño a la formación respectivamente.

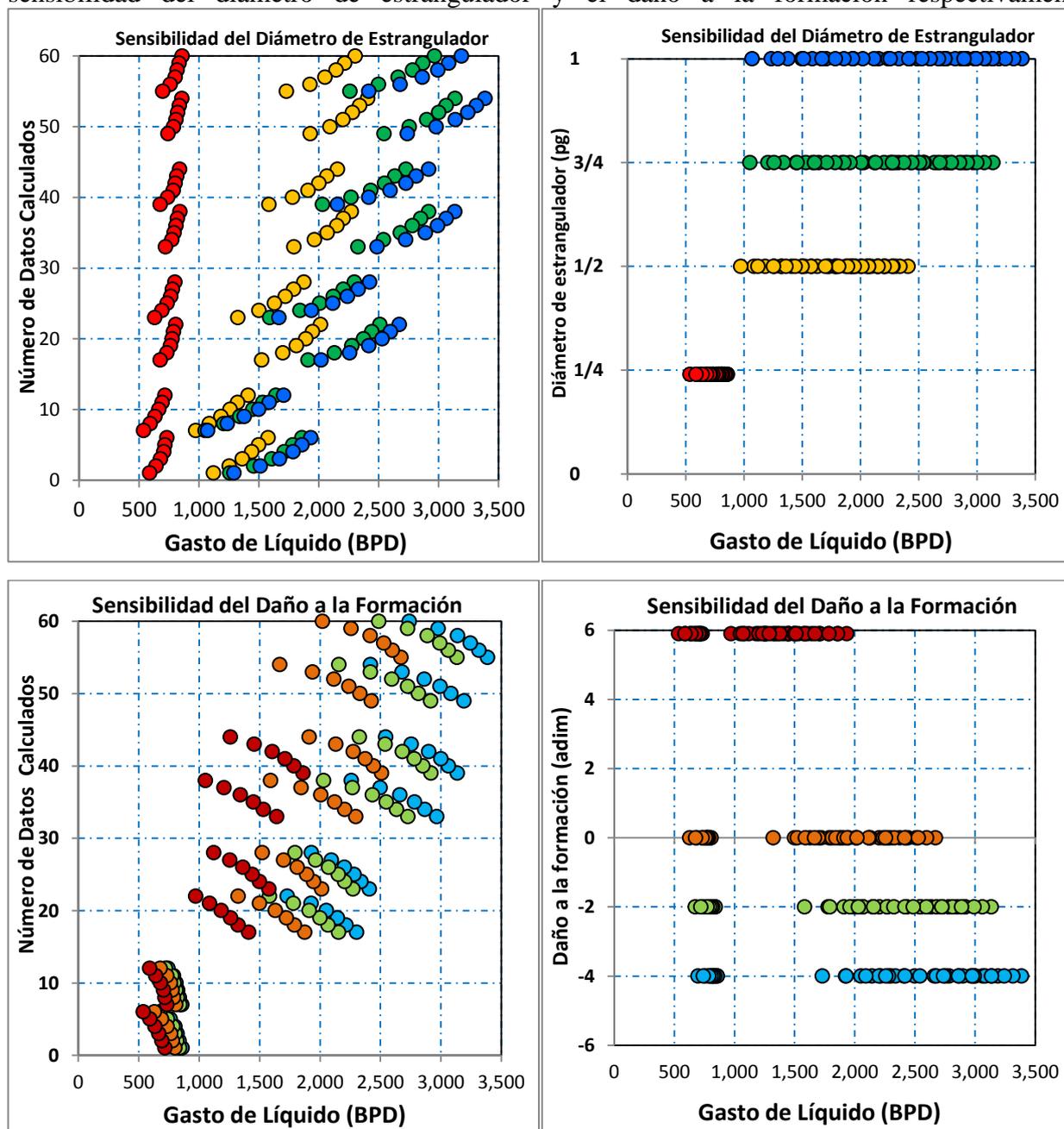


Figura 3.86.- Gastos de producción esperados del pozo RB 125-TP

Estos datos permiten generar un modelo de distribución del gasto de producción con el fin de determinar el gasto mínimo (P10), más probable (P50) y máximo (P90) de producción esperada a partir del modelo del pozo. En la **Figura 3.87** se muestra la distribución del gasto de producción para un estrangulador de 0.25 pg.

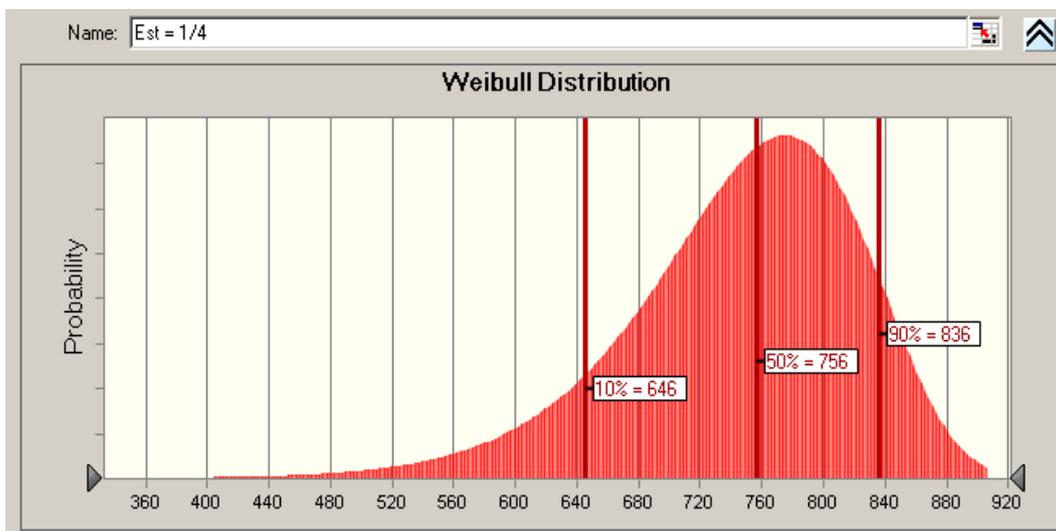


Figura 3.87.- Distribución probabilística del gasto (Est=1/4 pg)

El modelo de distribución del gasto se genera para cada una de las sensibilidades de los diámetros del estrangulador y el daño a la formación como se muestra en la **Figura 3.88** y **Figura 3.89** respectivamente. De la misma forma se genera un modelo de distribución tomando en cuenta todas las sensibilidad y se determina el gasto mínimo (P10= 913 BPD), el más probable (P50= 1811 BPD) y el máximo (P90= 2823 BPD) como se muestra en la **Figura 3.90**. El procedimiento para el análisis de los datos se repite para cada una de las alternativas de intervención propuestas para el pozo.

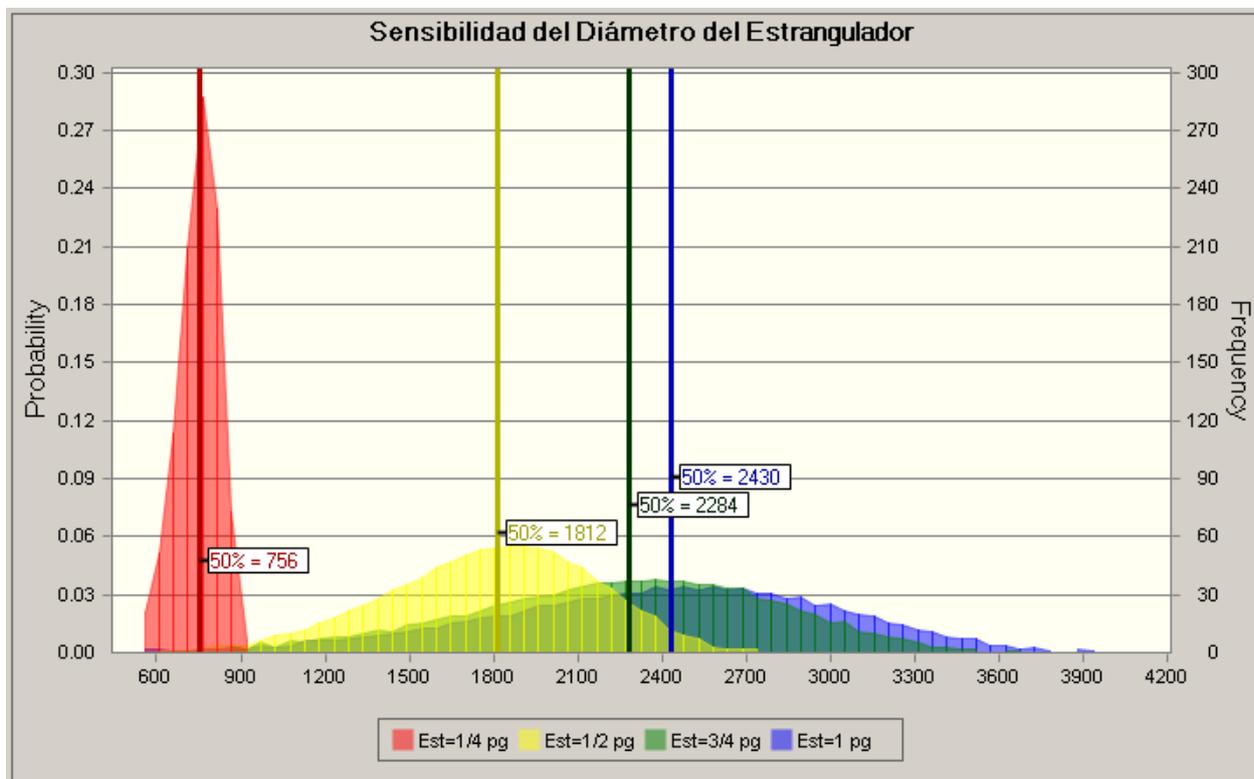


Figura 3.88.- Distribución probabilística del gasto (Sensibilidad del estrangulador)

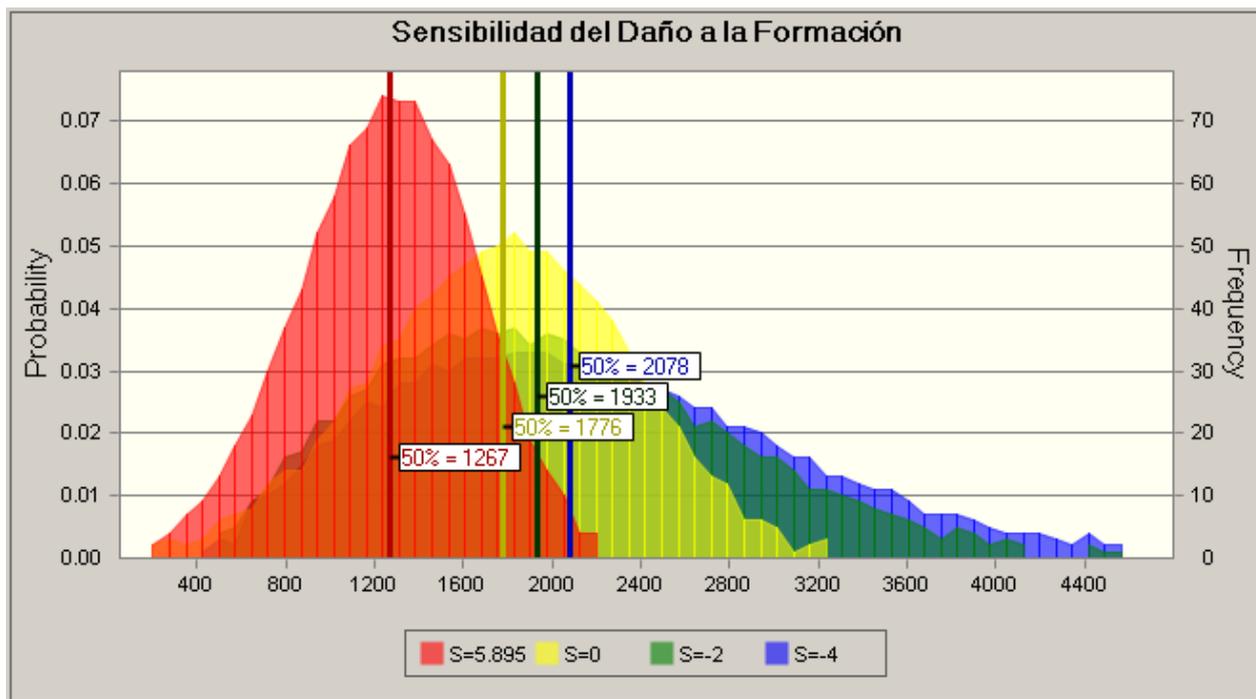


Figura 3.89.- Distribución probabilística del gasto (Sensibilidad del daño a la formación)

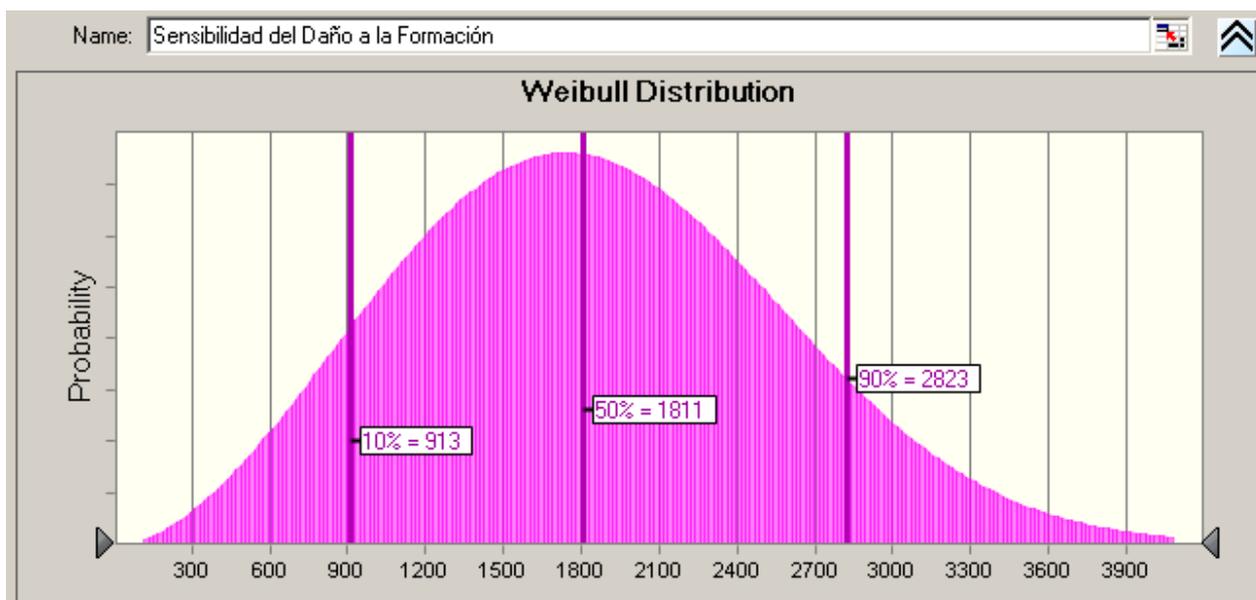


Figura 3.90.- Distribución probabilística del gasto del pozo RB 125-TP

3.2.8.2 Pronósticos de producción y evaluación técnico-económica

Una de las etapas más importantes dentro de la metodología de análisis y optimización del sistema integral de producción corresponde a la evaluación técnico-económica de las alternativas de intervención del pozo, la cual considera los criterios económicos de rentabilidad que normalmente son utilizados para la definición de la viabilidad de un proyecto y la toma de decisiones. La evaluación técnico-económica permite medir la rentabilidad de las alternativas de intervención para cada pozo, así como jerarquizar los pozos de un campo para un determinado proyecto con el fin de tomar la alternativa más conveniente para ejecutar en el pozo y tener orden y organización de la ejecución de los pozos en el proyecto. Normalmente el proyecto no se evalúa en forma aislada, ya que su análisis tiene que basarse en una comparación con respecto a la utilidad que el capital podría generar al ser invertido en un uso alternativo.

Entre los criterios económicos de rentabilidad más utilizados en la evaluación técnico-económica se tienen: flujo de efectivo, valor presente neto (VPN), valor presente de la inversión (VPI), relación costo beneficio (RCB), tasa interna de retorno (TIR), tiempo de recuperación de la inversión, etc.

Para poder realizar la evaluación técnico-económica es necesario calcular el pronóstico de producción de las diferentes alternativas de intervención para un periodo de evaluación. Con el gasto de producción esperado mínimo, más probable y máximo (P10, P50 y P90) determinado con el modelo de distribución de gastos y con el porcentaje de declinación mensual del pozo, se calcula la producción de aceite esperada para el periodo de evaluación del pozo. En la **Figura 3.91** y **Figura 3.92** se muestra la producción de aceite y aceite acumulado respectivamente obtenido con la alternativa de limpieza y estimulación del pozo.

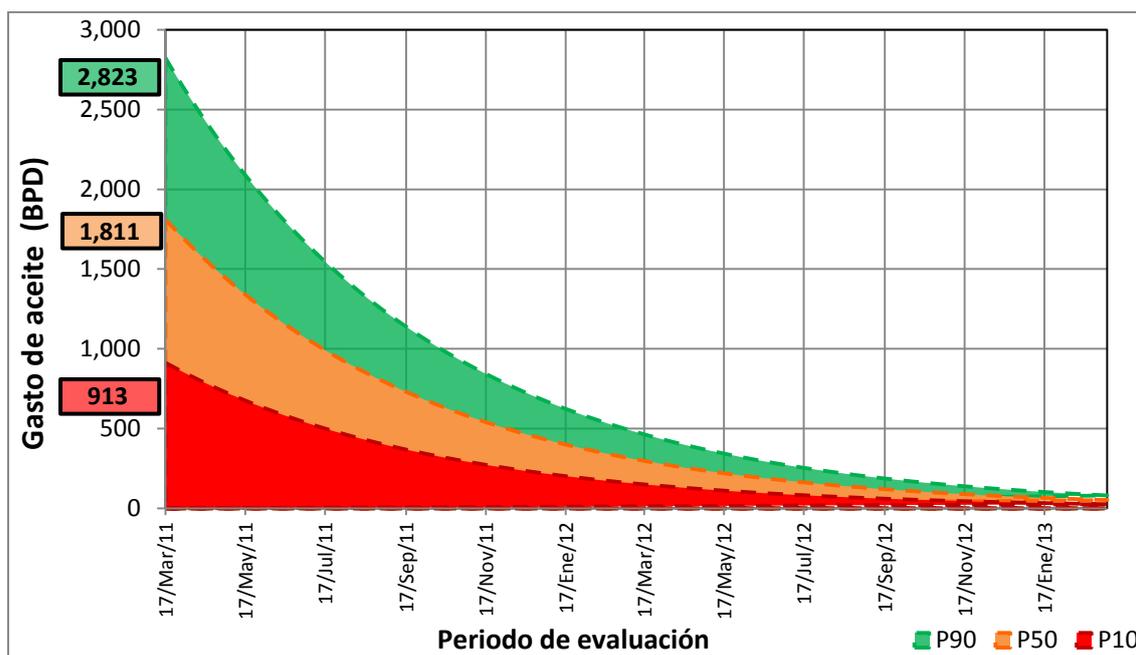


Figura 3.91.- Producción de aceite del pozo RB 125-TP (Limpieza y Estimulación)

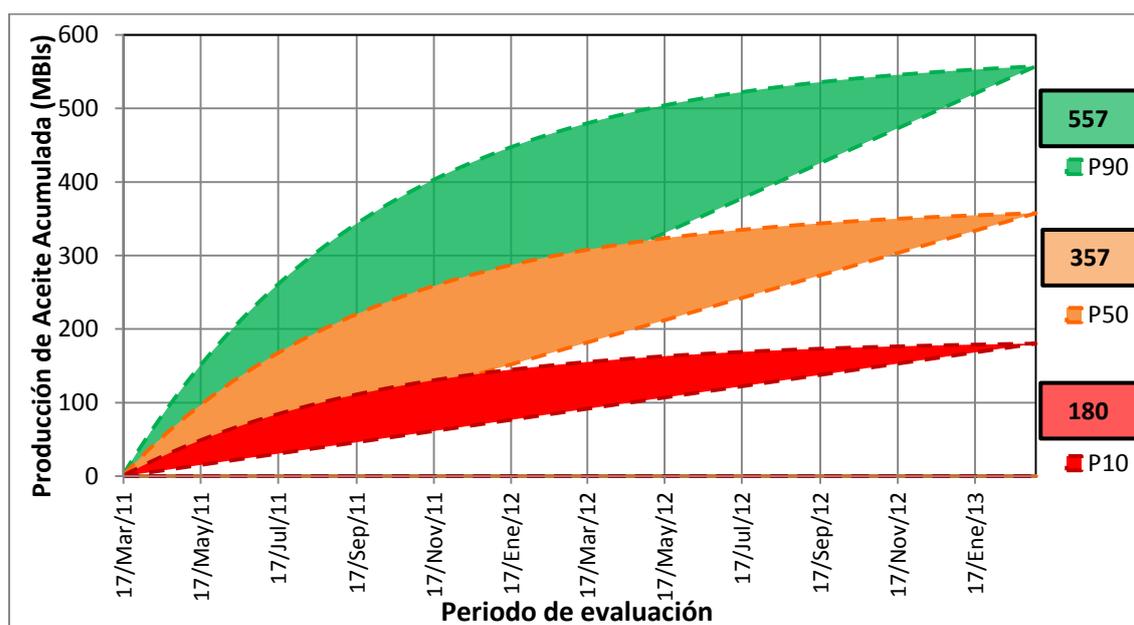


Figura 3.92.- Producción de aceite acumulada

Para determinar los indicadores económicos y parámetros de rentabilidad de las alternativas de intervención, se consideraron las premisas mostradas en la **Tabla 3.33**, los parámetros como la paridad, tasa de descuento anual e impuesto aplicado a la utilidad corresponden al ciclo de planeación 2011-2025 para la evaluación de proyectos de Pemex Exploración y Producción. El costo de producción y el precio del aceite son los reportados por el Activo para el campo en estudio.

Tabla 3.33.- Premisas utilizadas en la evaluación técnico-económica

Premisas	Optimización / Reactivación
Periodo de Evaluación	2 años
Periodo de Ejecución	2 años
Intervenciones Ejecutadas	1 pozo por mes
Paridad (pesos/Dlls)	13.77
Tasa de Descuento Anual	12 %
Impuesto Aplicado a la Utilidad	30 %
Precio de Aceite (Dlls/bl)	63.08
Costo de Producción (Dlls/bpce)	7.67
Inversión Máxima Permitida por Pozo	Aquella que permita recuperar la inversión en un año

En la **Figura 3.93** se muestra el flujo de efectivo neto descontado acumulado y el valor presente neto para cada uno de los gastos P10, P50 y P90 considerando la alternativa de limpieza y estimulación del pozo.

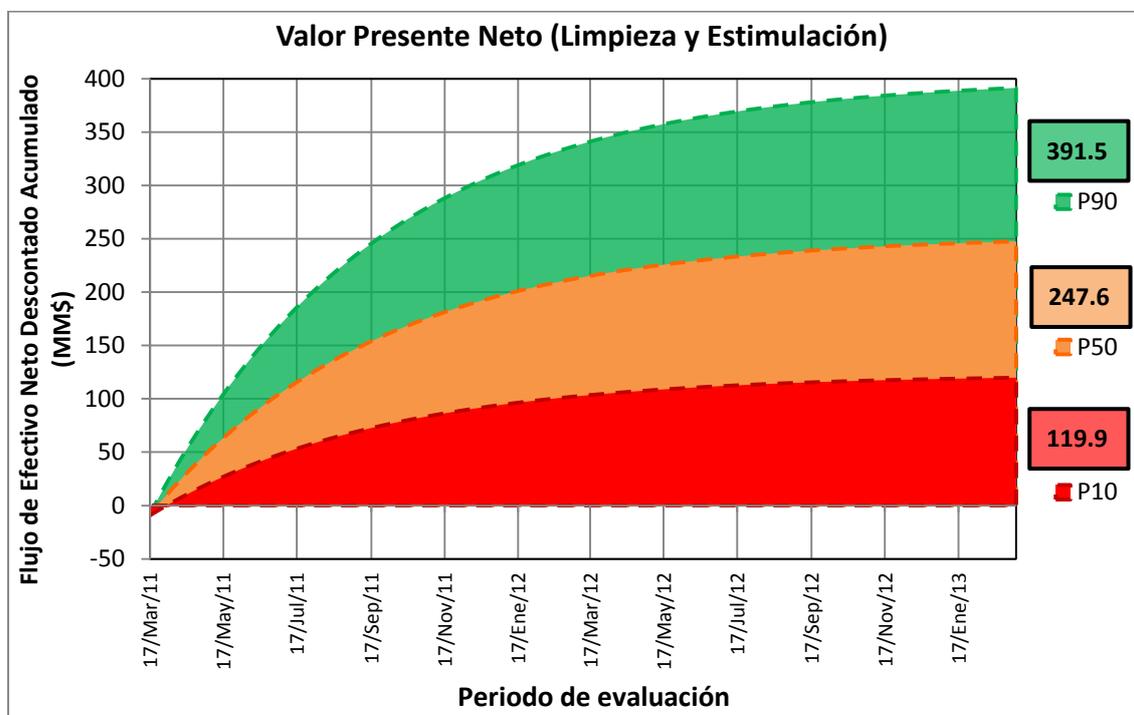


Figura 3.93.- Flujo de efectivo y valor presente neto (limpieza y estimulación del pozo)

Los resultados de la evaluación técnico-económica para cada una de las alternativas de intervención en la optimización del pozo se muestran en la **Tabla 3.34**.

Tabla 3.34.- Evaluación Técnico-Económica de las alternativas de intervención

INDICADORES PARA OPTIMIZACION DEL POZO PERIODO DE EVALUACIÓN Y EJECUCIÓN DE 2 AÑOS													
Campo	Pozo	Tipo de Intervención	Gasto Actual	Gasto Probabilístico		Costo de la Intervención (MM\$)	VPN (MM\$)	VPI (MM\$)	VPN/VPI	RCB	PRI (MESES)	TIR (%)	NP (MMBLLS)
RB	125TP	1.- Limpieza, estimulación y/o fracturamiento	756	P 10	913	10.0	119.85	10.01	11.97	5.28	14	2540%	180.20
				P 50	1,811		247.58	10.01	24.73	6.42	7	5644%	357.45
				P 90	2,823		391.52	10.01	39.11	6.97	4	9792%	557.19
RB	125TP	2.- Bombeo Electrocentrifugo	756	P 10	770	15.0	94.51	15.01	6.29	4.13	27	1301%	151.98
				P 50	1,373		180.28	15.01	12.01	5.29	14	2548%	271.00
				P 90	1,919		257.94	15.01	17.18	5.89	10	3749%	378.76
RB	125TP	3.- Instalar estrangulador de fondo	756	P 10	664	2.5	91.94	2.50	36.74	6.91	4	9052%	131.06
				P 50	1,208		169.32	2.50	67.66	7.44	2	21033%	238.43
				P 90	1,784		251.25	2.50	100.40	7.68	1	43238%	352.12
RB	125TP	4.- Producir el pozo por línea de baja presión	756	P 10	529	1.5	73.74	1.50	49.11	7.19	3	13193%	104.41
				P 50	1,149		161.93	1.50	107.85	7.72	1	50911%	226.78
				P 90	1,872		264.77	1.50	176.34	7.91	1	#¡DIV/0!	369.49
RB	125TP	5.- Ampliar el diámetro del estrangulador superficial	756	P 10	594	1.5	82.99	1.50	55.27	7.29	3	15547%	117.24
				P 50	1,146		161.50	1.50	107.56	7.71	1	50592%	226.19
				P 90	1,727		244.14	1.50	162.60	7.88	1	#¡DIV/0!	340.87
RB	125TP	6.- Cambiar la tubería de producción	756	P 10	552	3.0	75.51	3.00	25.15	6.45	7	5753%	108.95
				P 50	1,144		159.72	3.00	53.19	7.26	3	14726%	225.80
				P 90	1,777		249.75	3.00	83.17	7.58	2	29775%	350.74
RB	125TP	7.- Inyección de gas	756	P 10	336	2.0	45.79	2.00	22.87	6.32	7	5161%	66.32
				P 50	865		121.03	2.00	60.46	7.36	3	17711%	170.73
				P 90	1,656		233.54	2.00	116.66	7.75	1	#¡DIV/0!	326.85
RB	125TP	8.- Bombeo Neumático	756	P 10	225	2.0	30.00	2.00	14.99	5.67	11	3231%	44.41
				P 50	908		127.15	2.00	63.51	7.40	2	19071%	179.22
				P 90	1,713		241.65	2.00	120.71	7.77	1	#¡DIV/0!	338.10
RB	125TP	9.- Instalación de tubería flexible como sarta de velocidad e inyección de gas	756	P 10	289	2.5	38.60	2.50	15.43	5.71	11	3334%	57.04
				P 50	765		106.31	2.50	42.48	7.06	4	10884%	150.99
				P 90	1,258		176.43	2.50	70.50	7.47	2	22458%	248.30

Una vez que se organizan, evalúan y clasifican cada una de las alternativas de intervención del pozo, se analizan los indicadores económicos y criterios de decisión con el fin de jerarquizar estas alternativas. En la **Figura 3.94** y **Figura 3.95** se muestran el promedio del valor presente neto (VPN) y el promedio del VPN/VPI en función del riesgo respectivamente, como se puede observar, la propuesta de limpieza, estimulación y/o fracturamiento genera el mayor VPN para el pozo, sin embargo también es la alternativa que presenta mayor riesgo e incertidumbre y las alternativas de producir el pozo por línea de baja presión y ampliar el diámetro de estrangulador son las que presentan mayor relación costo beneficio debido al menor costo de inversión.

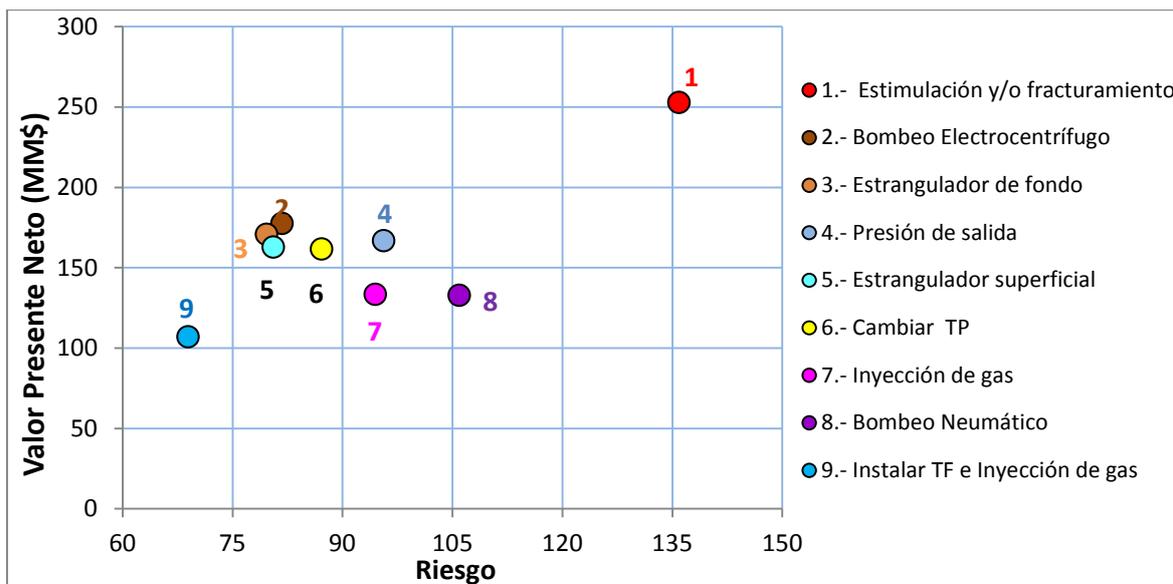


Figura 3.94.- Jerarquización de las alternativas de intervención (VPN vs Riesgo)

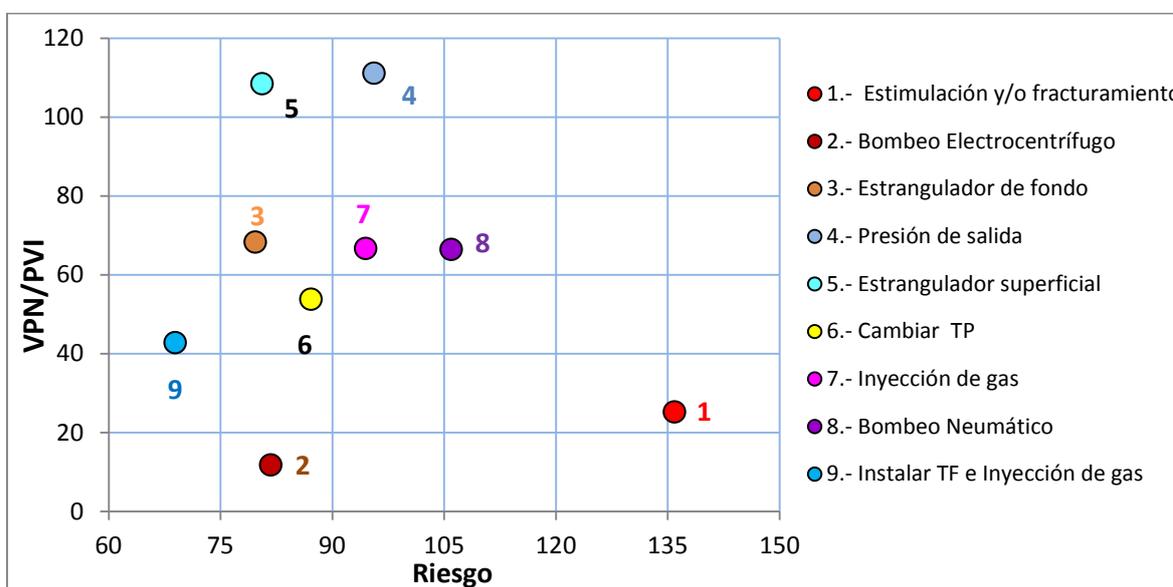


Figura 3.95.- Jerarquización de las alternativas de intervención (VPN vs Riesgo)

Finalmente los indicadores económicos que se utilizan dependen de las circunstancias específicas que rodean los procesos de evaluación durante la vida de un proyecto y el último criterio a utilizar, es elegido por el personal de la alta dirección que toma la decisión para la ejecución de la propuesta de intervención.

3.2.9 Selección y ejecución de la intervención

La selección de la intervención se realiza con base a los resultados de la evaluación técnico-económica del pozo, a los indicadores económicos, parámetros de rentabilidad y el riesgo asociado a la inversión. Por lo que se recomienda ejecutar una serie de intervenciones en tres etapas con el objetivo de optimizar el sistema integral de producción.

1^{ra} Etapa.- Corto plazo: Realizar limpieza, optimizar el diámetro de estrangulador y la presión de separación, en la **Figura 3.96** se muestra la ejecución de la intervención del pozo.

2^{da} Etapa.- Mediano plazo: Instalar estrangulador de fondo a una profundidad de colocación de 3000 mts.

3^{ra} Etapa.- Largo plazo: Cuando el pozo alcance la presión de abatimiento a una presión de fondo fluyendo aproximaba de 266 Kg/cm², realizar limpieza y acondicionamiento del pozo e implementar el sistema artificial de bombeo electrocentrífugo.



Figura 3.96.- Ejecución de la intervención del pozo (1^{ra} Etapa)

3.2.10 Seguimiento y evaluación de la intervención del pozo

A fin de garantizar el éxito de cada una de las propuestas de intervención seleccionadas a los pozos, es necesario dar seguimiento a todo el proceso de ejecución antes, durante y después de la intervención, esto garantizará que la ejecución se realice en tiempo y forma de acuerdo al programa operativo del pozo. En esta etapa se recomienda efectuar periódicamente una evaluación de los resultados obtenidos e identificar áreas de oportunidad en el mejoramiento de los procesos de ejecución. En la **Figura 3.97** se muestra un ejemplo del seguimiento operativo realizado a las propuestas de intervención en los pozos programados y ejecutados.

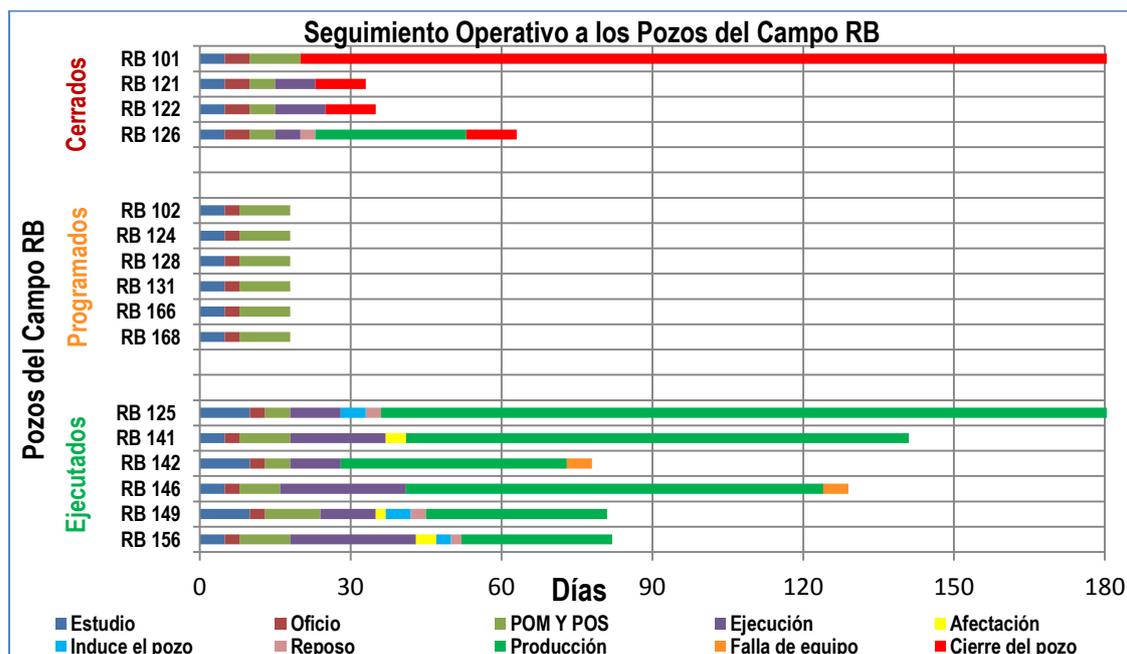


Figura 3.97.- Seguimiento operativo de las propuestas de intervención

3.2.11 Documentación de pozos, mejores prácticas y retroalimentación

Documentación de pozos: En la última fase de la metodología se integra toda la información analizada y sintetizada a través de fichas técnicas y/o informes técnicos como se muestra **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, esta información incluye:

A. *Antecedentes.*

- *Condiciones generales.*
- *Estado mecánico.*
- *Evaluación petrofísica.*
- *Diagramáticas.*
- *Histórico de producción.*
- *Análisis de fluidos.*
- *Histórico de presiones.*
- *Pozos vecinos.*

B. *Análisis y diagnóstico, propuestas de solución*

- *Análisis de la información del pozo en estudio, yacimiento y pozos vecinos.*
- *Identificación de los problemas más frecuentes que disminuyen la producción.*
- *Actividades, operaciones e intervenciones para solucionar estos problemas.*

C. *Simulación, diseño y optimización.*

- *Simulación de escenarios y sensibilidades (Condición actual).*
- *Alternativas y diseño de sistema (SAP, tratamientos, fracturamientos, disparos, etc.)*
- *Especificaciones del equipo.*

D. *Propuesta técnico-económica.*

- *Análisis económico.*
- *Programa operativo de ejecución (descripción detallada del procedimiento de intervención al pozo).*



Figura 3.98.- Ficha técnica del pozo

Dentro de la documentación, se debe incluir un programa operativo de ejecución con la descripción detallada del procedimiento de intervención propuesta para el pozo.

Mejores prácticas: Durante la aplicación de esta metodología en los Activos de la Región Sur, se realizaron reuniones de trabajo entre los especialistas de las diferentes áreas de productividad y yacimientos. El objetivo fue dar a conocer los avances y aplicaciones realizadas en las diferentes áreas de trabajo, así como identificar las necesidades y requerimientos de cada Activo.

Uno de los puntos sobresalientes, fue conocer las diferentes problemáticas que se tienen por Activo de Producción, las cuales están en función de: complejidad de los yacimientos y campos maduros, fuerte declinación de la producción e incremento en el porcentaje de agua, así como los problemas que se tienen durante la producción, recolección, manejo, tratamiento, acondicionamiento, transporte, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos para cumplir con especificaciones en el contenido de H₂S y agua, calidad del aceite y gas, normas de seguridad, salud y protección ambiental.

A partir de estas reuniones se identificó que la metodología tiene un gran flexible para la aplicación en problemas específicos. Este enfoque propuso como mejor práctica la aplicación de la metodología en la selección optima del sistema artificial de producción y optimización de los procesos (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) e instalaciones superficiales de producción (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), permitiendo mejorar e incrementar la producción de hidrocarburos en los pozos con resultados sobresalientes al transformar y mejorar el funcionamiento de los procesos de exploración y producción de los hidrocarburos, cumpliendo con estándares de calidad a nivel internacional.

La versatilidad de esta metodología permite al ingeniero de producción contar con una amplia gama de aplicaciones relacionados con el desarrollo de campos, explotación de yacimientos y el manejo, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos. Por lo anterior, es necesario que el ingeniero de producción tenga conocimiento de los conceptos básicos de los sistemas artificiales de producción y los requerimientos de infraestructura para la recolección, procesamiento, transporte y distribución de los fluidos.

El tema de sistemas artificiales de producción se introduce al contenido de esta tesis en el **capítulo 4**, el cual proporciona características, rango de operación, ventajas y desventajas de los principales sistemas artificiales, así como una revisión detallada del bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo para su aplicación.

Además con el fin de contar con elementos que permitan al ingeniero conocer los procesos de separación, tratamiento y acondicionamiento del aceite y gas, se integra a esta tesis el **capítulo 5** proporcionando a detalle esquemas de producción, características y especificación de los hidrocarburos, principios básicos, clasificación y diseño de separadores, procesos de estabilización, endulzamiento y deshidratación del aceite y gas.

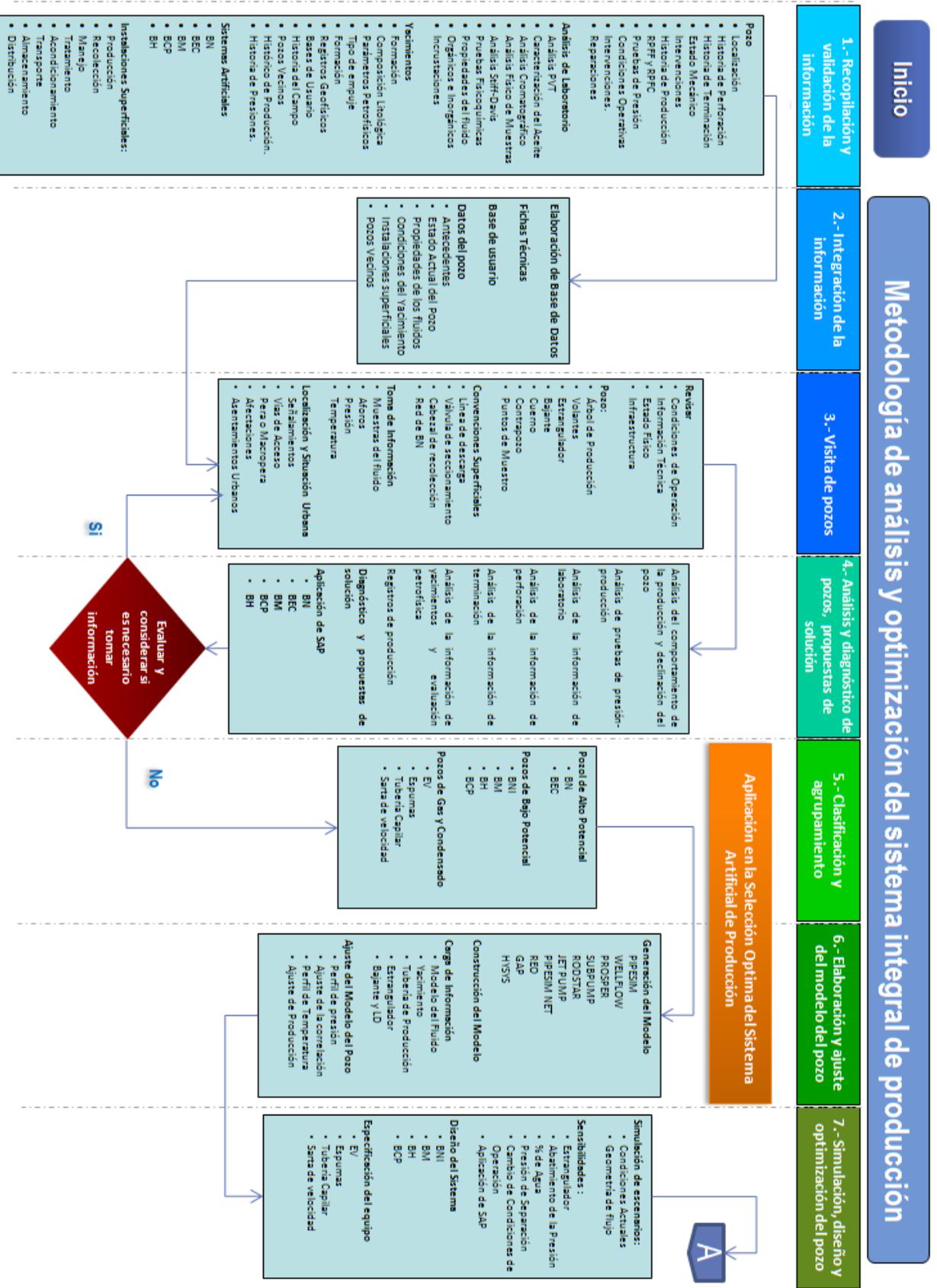


Figura 3.99.- Aplicación de la metodología en la selección óptima del SAP

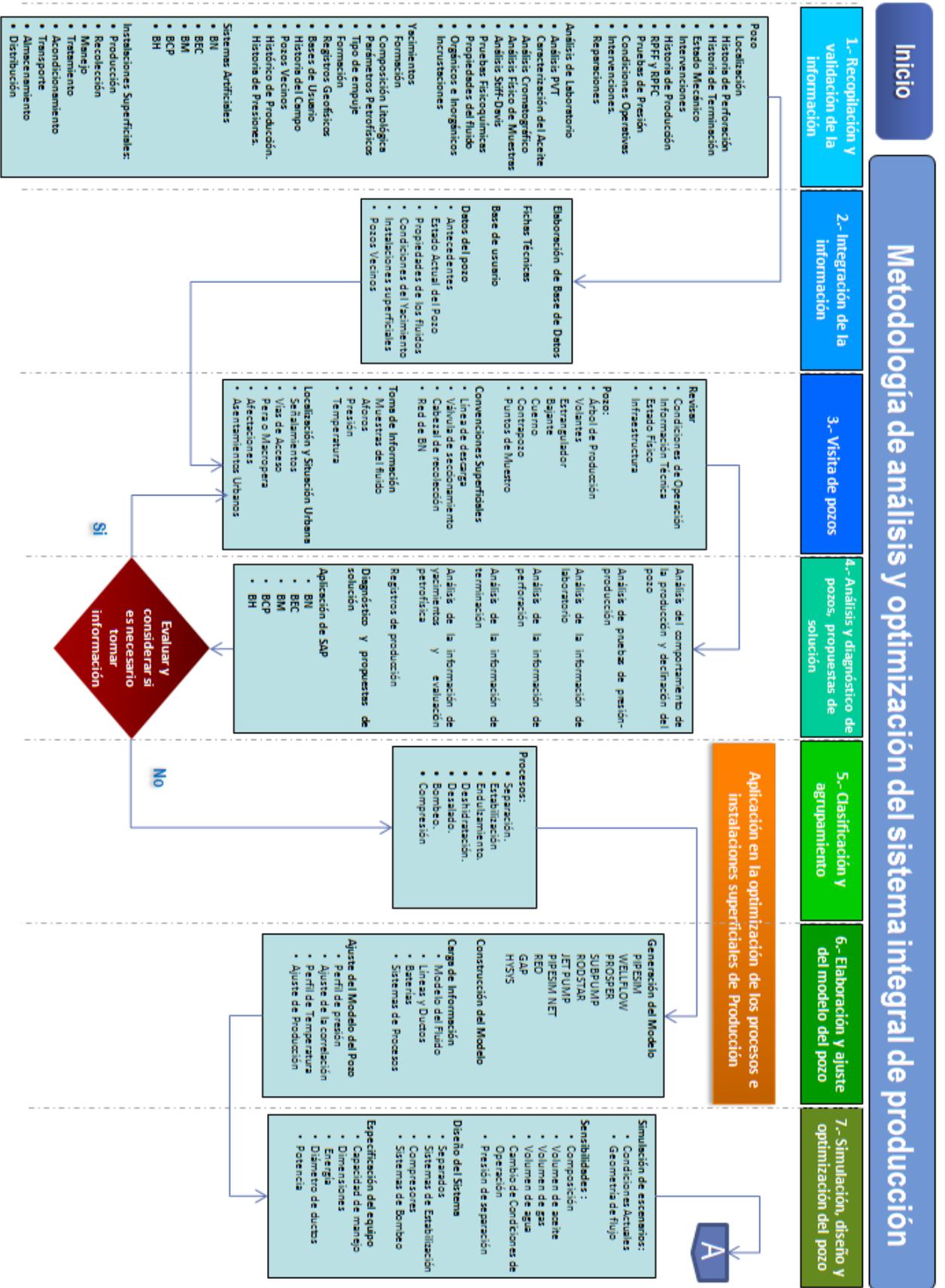


Figura 3.100.- Aplicación en la optimización de los procesos e instalaciones superficiales

Metodología de análisis y optimización del sistema integral de producción

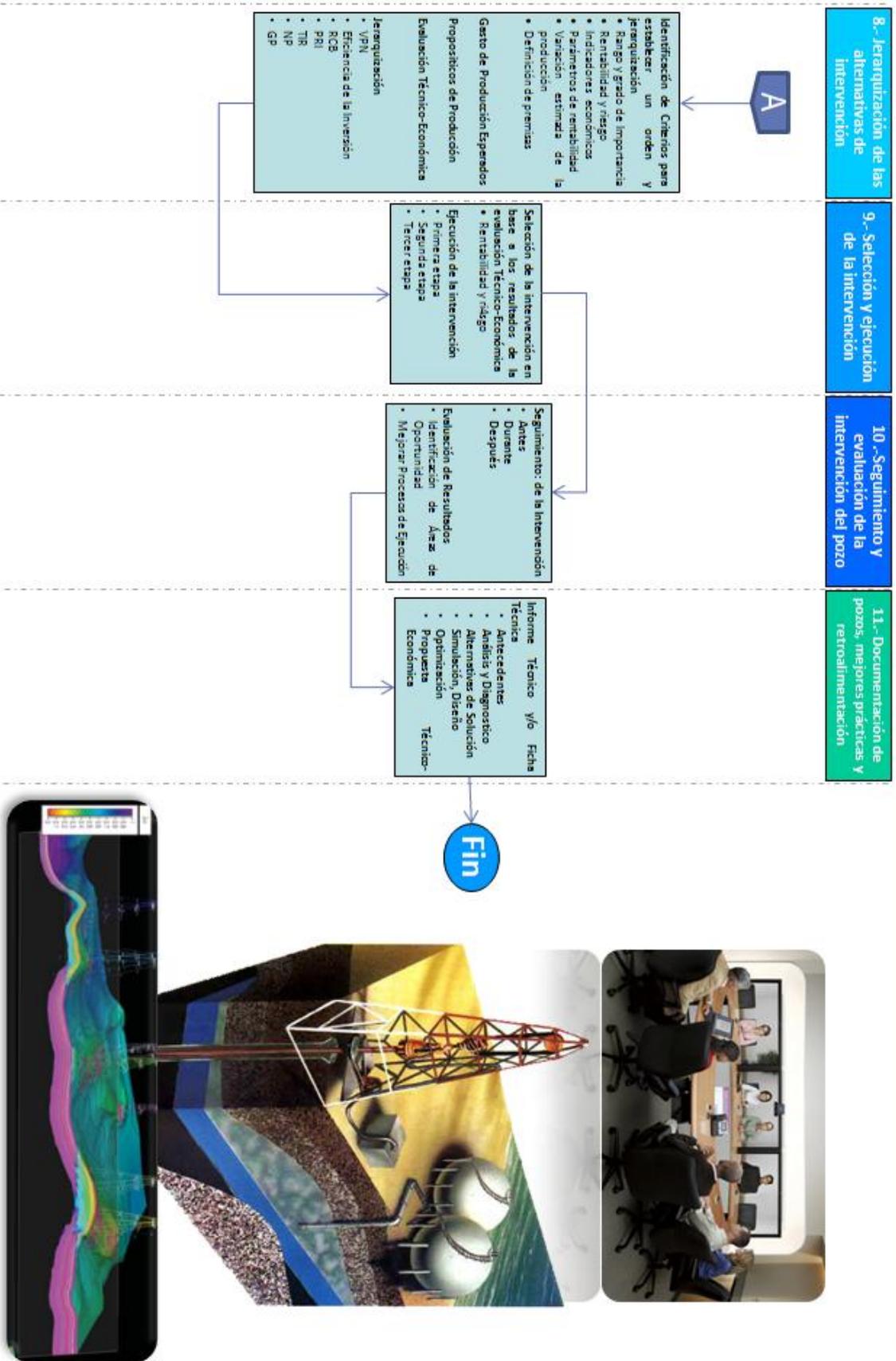


Figura 3.101.- Complemento de la aplicación de la metodología

Retroalimentación: Adicionalmente las reuniones permitieron revisar y evaluar cada una de las propuestas de intervención entre el personal de los activos y los especialistas, contribuyendo a la retroalimentación de cada una de las fases de la metodología de análisis y optimización del sistema integral de producción.

Los próximos pasos a realizar son el evaluar la metodología y comparar los resultados de su aplicación en los diferentes Activos de Producción de la Región Sur y proponer su aplicación en las diferentes áreas de la Región Marina Suroeste y Región Norte con el fin de contar con amplia gama de elementos y características que evalúen los primeros resultados obtenidos.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

4. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

4.1 Sistemas artificiales de producción

Dada la alta demanda de los hidrocarburos a nivel mundial y la continua reducción de la producción de los pozos debido al abatimiento de la presión de los yacimientos, el incremento del porcentaje de agua y la canalización de gas, así como la precipitación de materiales orgánicos e inorgánicos en el pozo e instalaciones superficiales, cada vez se hace más necesario recurrir a la aplicación de nuevas tecnologías y la instalación de los sistemas artificiales de producción en los pozos para mantener o incrementar la producción por mayor tiempo durante la vida productiva de los yacimientos. En algunos casos es posible restablecer condiciones de flujo al cerrar el pozo temporalmente para incrementar la presión, sin embargo en otros casos se requiere de tratamiento más complejos que involucran reducir el diámetro de la tubería de producción, efectuar una estimulación o cambiar el intervalo productor entre otros.

Cuando ya no es posible que el pozo fluya naturalmente por falta de presión o el flujo es intermitente, se recomienda la aplicación de un sistema artificial de producción, el cual proporcionará la energía al pozo para vencer la contra presión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación, y así restablecer o incrementar la producción que pueda ser explotada en forma comercial, prolongando la vida productiva del pozo.

La Metodología de Análisis y Optimización del Sistema de Producción evalúa el comportamiento del pozo y permite determinar el momento adecuado para implementar un sistema artificial y establecer el más conveniente, sin embargo es necesario tener un conocimiento de los conceptos básico, características y rangos de operación de cada uno de los sistemas artificiales de producción, así como considerar cuales son los factores más importantes para su selección. Los sistemas artificiales de producción más importantes son:

- 1) Bombeo Neumático (BN).
- 2) Bombeo Electrocentrífugo (BEC).
- 3) Bombeo Mecánico (BM).
- 4) Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).
- 5) Bombeo Hidráulico (BH)

4.1.1 Factores que afectan la selección del sistema artificial de producción

El momento de cuando debe ser instalado un sistema artificial de producción y la selección más conveniente, tiene que sustentarse con un análisis técnico-económico donde se conozca los costos totales que representará tener operando el sistema durante su vida productiva (costos de equipos e instalaciones, costos de operación y mantenimiento, etc), así como los beneficios por su aplicación (gastos de producción y precios de aceite y gas esperados), además debe ir acompañado de una estrategia de explotación en donde los requerimientos de producción y los tiempos de construcción de instalaciones tienen que estar planificados y especificados con anticipación, por lo que es necesario considerar todos los factores para la selección del óptima sistema artificial de producción. Entre los principales factores se tienen:

1. Localización del pozo.

- Tierra o plataforma.
- Zona urbana.
- Numero de pozos.

2. Terminación del Pozo.

- Vertical.
- Horizontal.
- Desviado.
- Grado de severidad.
- Sencilla o múltiple.
- Limitaciones físicas.
- Profundidad del intervalo.

3. Geometría del Pozo.

- Profundidad.
- Tipo de terminación
- Diámetro de TP y TR.
- Problemas mecánicos.
- Diámetro del Liner.
- Desviación y severidad.

4. Gasto de Producción total.

- Tipo de fluido.
- Volumen a manejar.

5. Propiedades del Fluido.

- Relación Gas-Aceite.
- Relación Gas-Líquido.
- Porcentaje de agua.
- Densidad del aceite.
- Porcentaje de H₂S y CO₂.

6. Propiedades del Yacimiento.

- Índice de Productividad.
- Temperatura de yacimiento
- Presión de fondo estática.

7. Sólidos y Precipitados.

- Arenas y carbonatos.
- Parafinas y asfáltenos.
- Finos de la formación.
- Erosión y corrosión.
- Emulsiones.

8. Instalaciones Superficiales.

- Disponibilidad de electricidad.
- Disponibilidad del gas.
- Red de BN.
- Equipos de reparación.

9. Costos

- Vida útil del equipo.
- Costo del equipo e instalación.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Problemas operacionales.

4.1.1.1 Características

- 1. Localización del pozo.-** La instalación de un sistema artificial de producción está fuertemente influenciado por la localización del pozo, ya que los costos se incrementarse sustancialmente en las plataformas en comparación con los pozos terrestres.
- 2. Tipo de terminación.-** La selección del sistema artificial de producción está influenciada por el tipo de terminación del pozo, siendo el principal problema las terminaciones múltiples, debido a que no se tiene suficiente espacio entre las tuberías de producción limitando su aplicación y dejando en segundo término el diseño óptimo y/o más económico. En siguiente punto a considerar es la selección de la profundidad de colocación del sistema en función de la severidad de pozo, la cual limita la colocación y el funcionamiento de los equipos, reduciendo con esto la vida útil sistema artificial.
- 3. Geometría del pozo.-** Es muy importante tomar en cuenta el diámetro de la tubería de revestimiento (TR). Pero este depende del cumplimiento del programa de perforación, debido a que durante la perforación pueden presentarse diversos problemas (zonas de presión anormales, atascamientos, etc.), lo cual puede ocasionar una disminución en el diámetro de la última TR, limitando el tamaño de la tubería de producción (TP) y por consiguiente el tamaño de los equipos de levantamiento artificial (SAP); ya que es necesario contar con espacio suficiente para la colocación del equipo a modo de prevenir desgastes y atascamientos, así como facilitar el acceso de línea de acero para operaciones necesarias (pesca de herramientas y recuperación de equipos, etc.). Además se debe de tomar en cuenta el diámetro de la TP, ya que a menor diámetro menor es el gasto de producción del pozo, sin embargo a mayor diámetro se presenta mayor colgamiento de líquidos principalmente a bajos gastos.

4. **El gasto de producción total.**- Es un factor que condiciona la selección del sistema artificial de producción, ya que para altos gastos se aplica principalmente el BEC o BN continuo, para gastos bajos se aplica el BM, BCP y BH, estos últimos limitados a profundidades someras.
5. **Propiedades de los fluidos.**-Es importante considerar en el diseño del sistema artificial de producción el comportamiento de la relación gas-aceite (RGA) y la relación gas-líquido (RGL), ya que todos los métodos de levantamiento reducen su eficiencia a medida que la RGL se incrementa, siendo necesario emplear equipos de mayor capacidad para manejar el gas disuelto o bien emplear separadores de fondo. Así como la densidad relativa del aceite y gas, viscosidad del aceite, contenido de contaminantes presentes en el hidrocarburo.
6. **Propiedades del yacimiento.**-Las características más importantes que se deben considerar en la selección del sistema artificial de producción son la temperatura de yacimiento (T_y), la presión estática (P_{ws}) y el índice de productividad (IP). Por ejemplo, la eficiencia de los equipos se reduce considerablemente al aumentar la temperatura y el BCP es el más limitado ya que debe operar a una temperatura promedio de $66\text{ }^{\circ}\text{C}$, además el índice de productividad debe ser tomado en cuenta al momento de seleccionar el gasto de diseño del pozo.
7. **Sólidos y precipitados.**- El diseño del sistema artificial depende de las condiciones de producción en el fondo del pozo. Condiciones severas como la producción de sólidos (arena, sales y finos de formación), la precipitación de material orgánico (parafinas y asfáltenos) y la formación de hidratos en el pozo disminuyen la eficiencia de los equipos y el tiempo de operación, además la acumulación de depósitos orgánicos en la tubería, estrangulador, línea de descarga y cabezal de recolección causara contrapresión generando una disminución adicional en la eficiencia de los equipos de bombeo. Se debe considerar un programa de prevención y limpieza para disminuir los depósitos e incrustaciones y con ello permitir la operación y producción del pozo con los equipos por mayor tiempo. El BM posee la ventaja de utilizar raspadores en la sarta de varillas que podría ayudar a mantener el sistema limpio.
8. **Instalaciones superficiales.**-Es importante considerar la disponibilidad a bajo costo de las fuentes de energía primaria en la aplicación de los sistemas artificiales de producción. Un claro ejemplo se tienen cuando se dispone de gas natural como fuente de energía, esto facilita la aplicación del BN como un método práctico y económico para incrementar la producción de los pozos, sin embargo cuando este suministro de energía se encuentra a una distancia muy grande, implicará una inversión mayor en la construcción de redes de distribución y aumentará los costos de operación y mantenimiento. En otras áreas la electricidad está disponible a un costo bajo y los métodos que utilizan electricidad como fuente primaria se benefician por la facilidad de este recurso, pero también existen opciones alternas para el suministro de energía como generadores eléctricos en sitio con un costo relativamente bajo.
9. **Costos.**- Además de considerar los factores antes mencionados, para el programa de explotación por campos o grupo de pozos. Se requiere considerar la disponibilidad de equipos para la instalación de los sistemas artificiales de producción, infraestructura requerida en las instalaciones superficiales, ubicación, personal adicional para la operación y mantenimiento de los pozos, fuentes de energía, vida útil del equipo, así como problemas operacionales, automatización y servicios adicionales. Todo esto repercute en el costo del equipo e instalación y los costos de operación y mantenimiento.

En la explotación de los campos, el sistema artificial de producción podría no ser necesario inicialmente si los pozos fluyen naturalmente, sin embargo, si un pozo reduce considerablemente su producción después de la terminación, debe ser considerado como un candidato potencial para la instalación del sistema artificial.

La disminución de la producción a través del tiempo es una característica de los yacimientos debido al abatimiento de la presión y reducción de la capacidad de flujo del pozo, también esta disminución debe ser considerada en la construcción de la infraestructura requerida para la recolección, procesamiento, transporte y distribución de los fluidos producidos.

La forma de proporcionar la energía adicional requerida en el pozo con el sistema artificial de producción es básicamente de dos formas:

- A) Reducir la carga hidrostática sobre la formación con la inyección de gas en el pozo para aligerar la columna de fluidos y disminuir su densidad.
- B) Proporcionar energía adicional al instalar una bomba que suministre presión a los fluidos producidos en el fondo del pozo.

En la **Figura 4.1** se muestra el comportamiento del perfil de presión en el pozo sin la aplicación de un sistema artificial de producción (línea discontinua de color rojo) y cuando se proporciona energía a través de un punto de inyección (línea de color azul) o la instalación de una bomba (línea color verde).

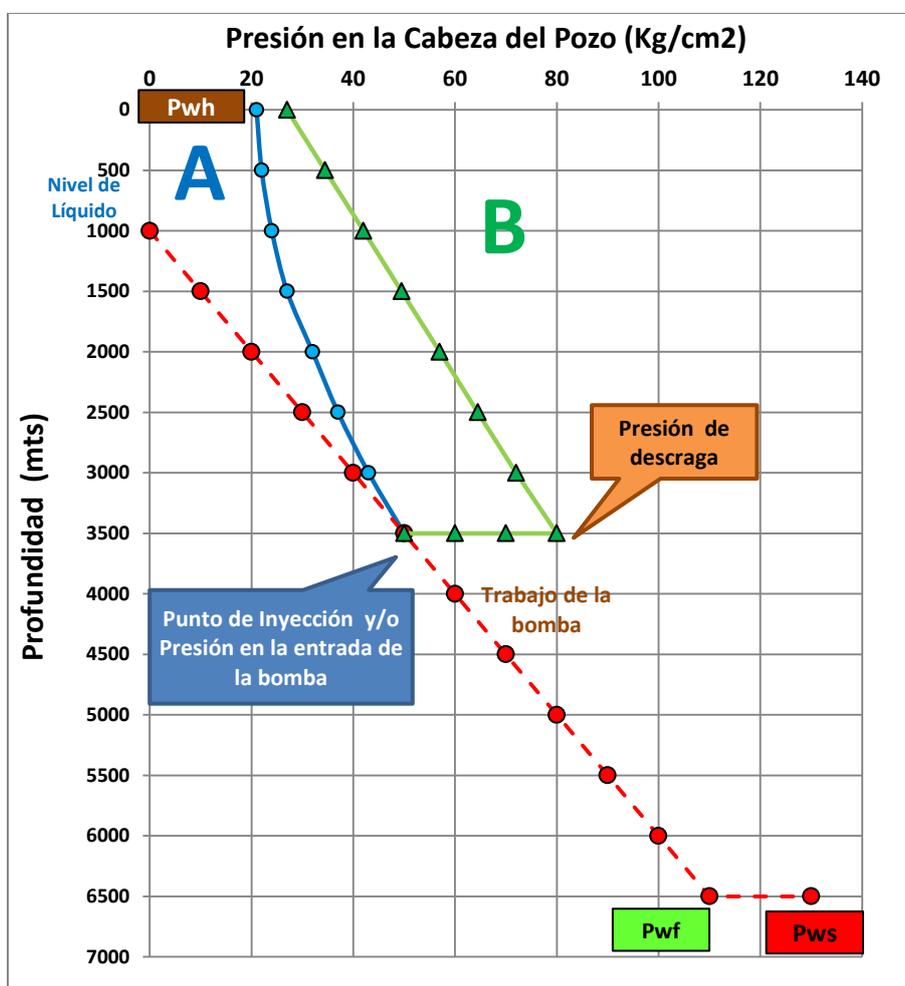


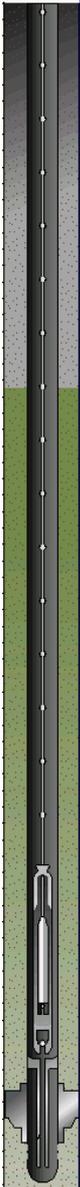
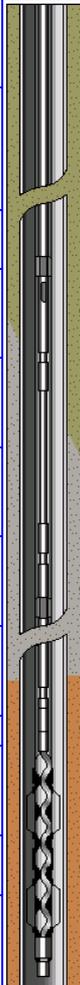
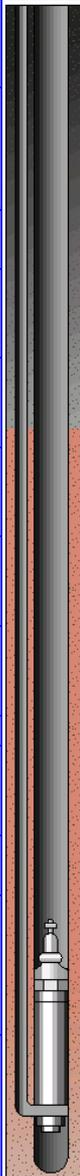
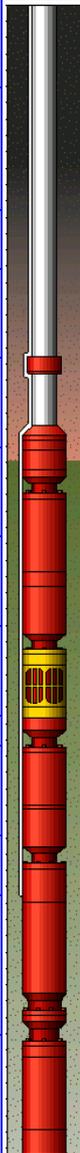
Figura 4.1.- Perfil de presión con el sistema artificial de producción

En general, al conjunto de equipos y herramientas que se usan para proporcionar la energía adicional que ayude a la presión del yacimiento a vencer las pérdidas de presión que hay en el Sistema Integral de Producción recibe el nombre de sistema artificial. Su principal objetivo es mantener o incrementar la producción del pozo por más tiempo e incrementar el factor de recuperación del yacimiento garantizando la seguridad del personal y la protección al ambiente.

4.1.2 Rangos de operación de los SAP

En la **Tabla 4.1** se presenta un resumen de las características y rangos de operación de los sistemas artificiales de producción (información recopilada en catálogos de los fabricantes).

Tabla 4.1.- Información recopilada de catálogos de las compañías de servicios

Sistemas Artificiales de Producción												
Consideración	Características	Campo	BN		BM		BCP		BH		BEC	
			Rango de operación		Rango de operación		Rango de operación		Rango de operación		Rango de operación	
Numero de pozos	Cerrados Fluyentes SAP											
Terminación	Vertical		Recomendable		Recomendable		Recomendable		Recomendable		Recomendable	
	Horizontal		Recomendable		No recomendable		No recomendable		No recomendable		No recomendable	
	Desviado [°]		0-50		0-20		0-20		0-20		< 10	
	Severidad/30 m		3-5		< 3		3-5		3-5		< 3	
Geometría del Pozo	Profundidad (m)	Rango	1500-4500		30-3300		600-1800		1500-3000		300-3800	
	TP 2 7/8		Recomendable		Recomendable		Recomendable		Recomendable		----	
	TP 3 1/2		Recomendable		Aceptable		Aceptable		Recomendable		----	
	TP 4 1/2		Recomendable		N/A		N/A		N/A		----	
Producción	Linner 7"		----		----		----		----		Recomendable	
	Linner 5"		----		----		----		----		Aceptable	
	Linner 4 1/2"		----		----		----		----		Aceptable	
	QL [BPD]	Rango Nominal Máximo	100 10,000 30,000		5 1,500 5,000		5 2,200 4,500		50 500 4,000		200 20,000 30,000	
Propiedades del Fluido	RGa [m3/m3]	< 90 90 a 356 > 356	Recomendable Recomendable Aceptable		Recomendable Aceptable No recomendable		Recomendable Aceptable Aceptable		Recomendable Aceptable Aceptable		Recomendable Recomendable Aceptable	
	% W	< 30 30 a 60 > 60	Recomendable Aceptable Aceptable		Recomendable Aceptable Aceptable		Recomendable Aceptable Aceptable		Aceptable Aceptable Aceptable		Recomendable Aceptable Aceptable	
	° API		> 15		> 8		< 35		> 8		> 10	
	Ty [°C]	Rango Nominal Máximo	38 121 204		38 177 288		24 66 121		38 121 260		38 135 204	
Sólidos y Precipitados	Pws [Kg/cm2] IP											
	Arena		No recomendable		No recomendable		Aceptable		No recomendable		No recomendable	
	Carbonatos		Aceptable		No recomendable		Aceptable		No recomendable		No recomendable	
	Parafinas		Aceptable		Aceptable		Aceptable		Aceptable		Aceptable	
Instalaciones Superficiales	Asfáltenos		Aceptable		Aceptable		Aceptable		Aceptable		Aceptable	
	Energía Eléctrica		----		Recomendable		Recomendable		----		Recomendable	
	Red de BN		Recomendable		----		----		----		----	
	Equipo											
Eficiencia del sistema			10 a 30%		45 a 60 %		40 a 70 %		40 a 50%		35 a 60 %	

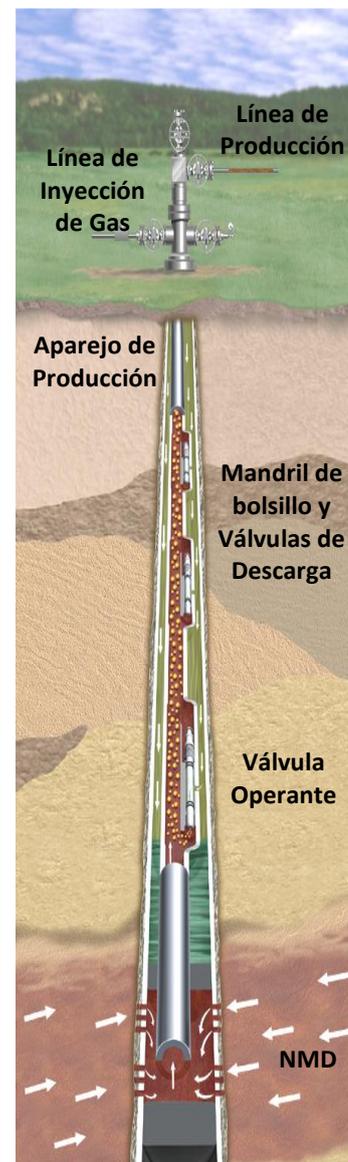
Además de considerar los factores, características y rangos de operación para la selección del óptimo sistema artificial de producción en un pozo, debe ser sustentado con un análisis técnico-económico que involucre las ganancias obtenidas considerando la inversión, los costos de operación y mantenimiento, así como las sustente las fallas en el equipo y tiempos de espera.

4.1.3 Ventajas y desventajas de los sistemas artificiales de producción

Bombeo Neumático: Es un sistema que consiste en suministrar energía al fluido de producción por medio de la inyección de gas a alta presión a través del espacio anular a la tubería de producción en forma continua o intermitente de acuerdo a las características del pozo. Su finalidad es aligerar la columna de fluidos y disminuir su densidad, reduciendo el peso de la columna hidrostática sobre la formación. En la **Tabla 4.2** se muestran las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo neumático.

Tabla 4.2.- Ventajas y desventajas del bombeo de neumático

BN	
Ventajas	Ideal para producir grandes volúmenes de fluido controlado en la superficie
	Si se dispone de gas y alta presión de inyección, el equipo sub-superficial requiere de inversiones muy bajas para pozos someros y profundos.
	Excelente para trabajar en pozos con producción de arena.
	Alto grado de flexibilidad operativa al cambiar para las condiciones de producción del pozo.
	Excelente aplicación en pozos desviados y pozos costa afuera.
	Espacio mínimo requerido en superficie y el equipo superficial puede centralizarse en una estación donde puede ser fácilmente inspeccionado para recibir reparación y mantenimiento, además con un solo compresor se puede abastecer a un grupo de pozos.
	Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.
	Permite la instalación de tubería flexible e inyectar el gas a través de esta.
	Terminación con una o múltiples inyecciones.
Desventajas	Requiere una fuente continua de alimentación de gas dulce, seco y libre de partículas (Red de BN o Sistema Autoabastecido).
	Necesita alta presión el suministro y grandes volúmenes de gas para la inyección principalmente en pozos profundos.
	Limitado cuando la viscosidad del fluido es alta y cuando se tiene una contrapresión muy grande.
	No es económicamente rentable aplicarlo para un solo pozo.
	Costos operativos altos si el gas es comprado o se maneja gases amargos.
	Se requieren niveles de líquido altos (presiones de fondo > 50% presión hidrostática).
	Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
	La T.R. debe estar diseñada para soportar alta presión por la inyección del gas.
Se presentan problemas de hidratos, corrosión y congelamiento de gas.	



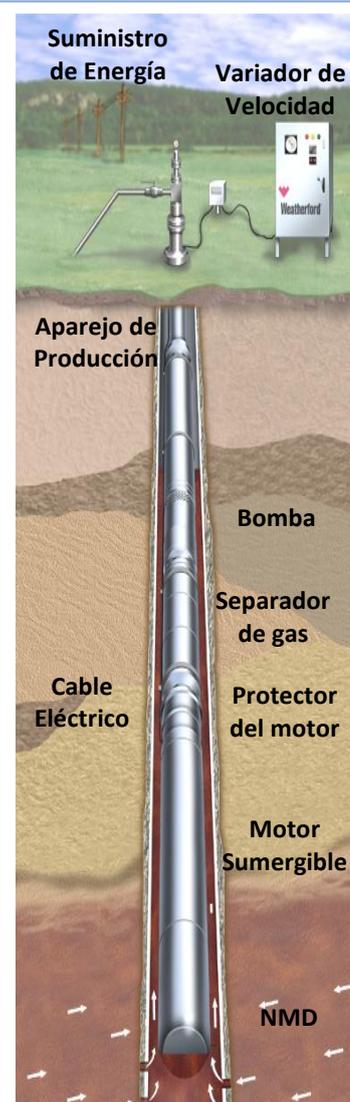
El equipo requerido para la instalación del bombeo neumático en el pozo es:

- Válvula de Bombeo Neumático.
- Mandriles de Bolsillo.
- Equipo de Desanclado (Pateadora).
- Control Superficial.
- Tapones (Válvulas Ciegas).

Bombeo Electrocentrífugo: Es uno de los sistemas más empleados a nivel mundial para producir gastos altos. Consiste en instalar una bomba centrífuga de varias etapas conectadas en serie, cuyo eje esta acoplado a través de una sección protectora a motor eléctrico, instalado en el extremo del aparejo de producción y sumergido en el fluido para elevar este desde el fondo del pozo hasta la superficie, el suministro de energía eléctrica es por medio de un cable desde la superficie. En la **Tabla 4.3** se muestran las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo electrocentrífugo.

Tabla 4.3.- Ventajas y desventajas del bombeo electrocentrífugo

BEC	
Ventajas	Excelente para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias
	Baja inversión para profundidades someras.
	Adaptable a la automatización.
	Es aplicable a profundidades de 4200 m.
	Alta eficiencia al producir por arriba de 1,000 BPD.
	Bajo mantenimiento.
	Se requiere poco equipo en superficie para aplicaciones simples.
	Buena aplicación en pozos desviados.
Desventajas	Requiere una fuente disponible y económica para el suministro de energía eléctrica.
	El cable eléctrico es el elemento más vulnerable del sistema.
	Mediana flexibilidad para variar condiciones de producción y limitado a grandes cambios en el yacimiento.
	Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
	Dificultad para manejar alto porcentaje de gas libre y producción de arena.
	Dificultad para el manejo de fluidos con alta viscosidad. Tiempos de cierre prolongados.
	Dificultad para reparaciones en el campo



El equipo requerido para la instalación del bombeo electrocentrífugo en el pozo es:

- Equipo de Fondo.
- Cable Eléctrico de Potencia.
- Bomba y Motores.
- Dispositivos de Variación de Velocidad.
- Separador de Gas.

Bombeo Mecánico: El sistema más empleado a nivel mundial para producir gastos bajos. Consiste en instalar una bomba recíprocante que va sumergida en el fluido del pozo. La energía para mover esta bomba es transmitida en forma ascendente y descendente por una sarta de varillas que se conecta con un equipo superficial o balancín el cual es accionado por un motor, el fluido de la formación se desplaza al interior de la sarta de producción y es elevado por la bomba hasta la superficie. En la **Tabla 4.4** se muestran las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo mecánico.

Tabla 4.4.- Ventajas y desventajas del bombeo mecánico

BM	
Ventajas	El diseño del sistema artificial es simple.
	Sistema con alta eficiencia.
	Costos de servicio y operación bajos.
	Baja inversión en el equipo superficial para producir gastos bajos a someras e intermedias profundidades (2400 mts).
	Cuando se diseña e instala apropiadamente el desgaste de los materiales es mínimo.
	Flexibilidad al incrementar la producción aumentando las emboladas/min. Permite producir con un nivel bajo de fluidos en el pozo.
	Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
	Cuando su aplicación es apropiada, es uno de los métodos más baratos. Permite incrementar el factor de recuperación.
Desventajas	Alta inversión en el equipo superficial para producir gastos altos a medianas y grandes profundidades, ya que se incrementa su tamaño.
	Debido a las características de las varillas se limita la aplicación en pozos profundos y al producir altos gastos.
	Problemas en agujeros desviados con severidad entre 3 a 5°/30m.
	Dificultad para manejar fluidos con alta relación gas-aceite.
	La reparación de la bomba requiere de la extracción de las varillas. Problemas para el sello en superficie entre el estopero y chumacera y varilla pulida
	La varilla pulida es el elemento que sufre mayor desgaste.
La mayoría de los sistemas está limitada a la disponibilidad de manejar las cargas sobre la varilla.	



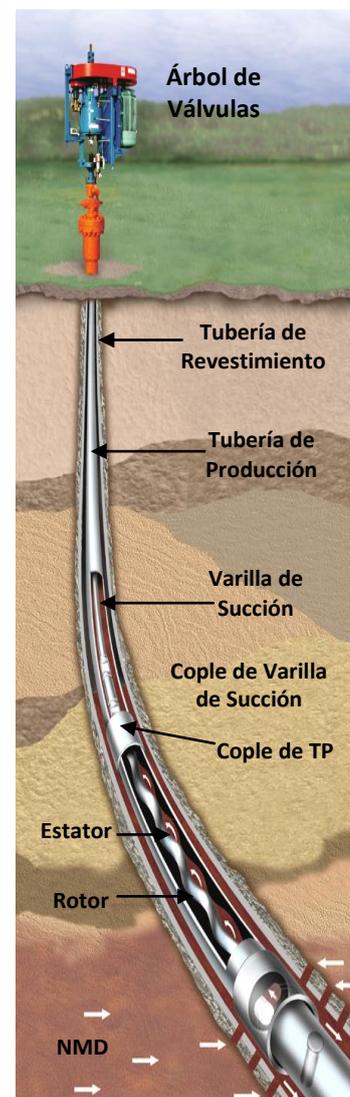
El equipo requerido para la instalación del bombeo mecánico en el pozo es:

- Unidad Superficial.
- Motores y Control.
- Sarta de Varillas.
- Bomba y Accesorios.
- Equipo de Reparación para Instalación.

Bombeo de Cavidades Progresivas: Es un sistema que consiste en instalar una bomba de desplazamiento positivo en el fondo del pozo, un estator que se baja con la tubería y un rotor acoplado a la sarta de varillas. La función de este sistema es levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie mediante un movimiento rotativo, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro de la TP cerca del yacimiento, este movimiento es accionado por un motor eléctrico ubicado en superficie. En la **Tabla 4.5** se muestran las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo de cavidades progresivas.

Tabla 4.5.- Ventajas y desventajas del bombeo de cavidades progresivas

BCP	
Ventajas	Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
	Excelente eficiencia hidráulica (50-70 %).
	Fácil de instalar y operar, además el equipo superficial es portable.
	Ideal para zonas urbanizadas ya que opera silenciosamente.
	Excelente para trabajar en pozos con producción de arena.
	El equipo puede desplazar fluidos de alta viscosidad, con un alto contenido de sólidos, parafina, asfaltenos y manejar gas libre moderado.
	Los costos por instalación, operación y mantenimiento son menores al compararlo con los demás sistemas.
	No tiene válvulas por lo que no se presentan candados de gas o atascamiento.
	Consumo de baja potencia y bajos costo por mantenimiento.
Uso en pozos horizontales/direccionales.	
Desventajas	La colocación debe ser a profundidades someras y debido a las características de las varillas se restringe la aplicación en pozos profundos y al producir altos gastos.
	Alta inversión en el equipo superficial para producir gastos medianos a altos y grandes profundidades por el equipo superficial.
	Sensible a los fluidos producidos y a la temperatura, ya que el elastómero puede inflarse o deteriorarse.
	Baja eficiencia volumétrica en pozos con alta RGA.
	Requiere un fluido constante a través de la bomba.
	Problemas en pozos desviados con severidad entre 3 a 5°/30 m.
	Para reparación de la bomba las varillas deben ser extraídas.
	Vida útil corta debido a los problemas del elastómero.
	La eficiencia volumétrica se reduce drásticamente cuando se maneja con alta RGA.



El equipo requerido para la instalación del bombeo mecánico en el pozo es:

- Accionador en Superficie.
- Varilla Continua o Roscada.
- Bombas de CP Sub-Superficiales.

Bombeo Hidráulico: Es el sistema que transmite energía al fondo del pozo mediante la inyección de un fluido a alta presión desde la superficie a una bomba colocada en el fondo del pozo, esta bomba puede ser de tipo pistón o jet. El fluido a alta presión se conoce como fluido de potencia o fluido motriz y puede ser agua o aceite ligero, este fluido se mezcla con el fluido del pozo y es desplazado hasta la superficie. Su funcionamiento se basa en: "Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad". En la **Tabla 4.6** se muestran las ventajas y desventajas de la aplicación del sistema de bombeo hidráulico.

Tabla 4.6.- Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico

BH	
Ventajas	Flexibilidad para cambiar condiciones operativas.
	Con la instalación de un equipo superficial grande se abastece a un grupo de pozos ofreciendo una inversión baja por pozo.
	La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa y/o línea de acero.
	Se puede instalar en pozos desviados.
	Adaptable a la automatización.
	Inversiones bajas para volúmenes producidos mayores a 400 BPD en pozos profundos.
	El equipo puede ser centralizado en un sitio.
	Puede operar en pozos direccionales y es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
	Fácil para agregar inhibidores de corrosión.
Recuperable con línea de acero.	
Desventajas	Mantenimiento del fluido motriz limpio (libre de sólidos).
	Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas superficiales.
	La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo sub-superficial.
	El diseño es complejo con arreglos especiales en la tubería.
	En ocasiones requiere de sartas múltiples.
	Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto.
	El manejo de arena, incrustaciones, gas libre y fluido corrosivo ocasionan muchos problemas.
	Grandes inversión para producciones altas a profundidades someras e intermedias.



El equipo requerido para la instalación del bombeo hidráulico en el pozo es:

- Equipo Hidráulico Superficial.
- Bomba Jet.
- Bomba de Pistón.
- Fluido Motriz.

4.2 Bombeo Neumático

El Bombeo Neumático es uno de los sistemas artificiales de producción más utilizados a nivel mundial en la producción de pozos petroleros, ya que permite dar continuidad a la explotación de los pozos, cuando la energía propia del yacimiento no es suficiente para mantener la producción de los hidrocarburos, cuando el método de bombeo es por flujo continuo, es muy similar al proceso de producción por flujo natural con la diferencia que la relación gas-líquido en la columna de fluidos es alterada mediante la inyección de gas a alta presión a través de la tubería de producción. El gas reduce el peso de la columna hidrostática sobre la formación por la disminución de la densidad del fluido, de tal forma que la energía del yacimiento será suficiente para levantar la producción desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Es necesario introducir el gas a través de un punto de inyección lo más profundo posible para reducir sustancialmente el peso de la columna, además el volumen de gas inyectado debe ser el adecuado para que las pérdidas de presión por fricción de la corriente multifásica del pozo, no anule la reducción del peso de la columna. Para optimar la distribución de gas a través de una red de pozos con el sistema de bombeo neumático, es necesario tomar en cuenta aquellos factores que limitan la producción de los hidrocarburos en el sistema integral de producción. Entre estos, se encuentra el incremento de la producción de agua, el cual disminuye la cantidad de gas libre en la columna al desplazar cierta cantidad de aceite que generalmente contiene gas, reduciendo la eficiencia de sistema.

La pérdida de energía a lo largo a través de los componentes del sistema integral de producción, depende de las propiedades del fluido y especialmente del gasto de producción del pozo, de modo que la capacidad de producción del sistema está en función de la energía que tiene el yacimiento y la energía que se requiere para vencer las caídas de presión a través del yacimiento, pozo e instalaciones superficiales, de tal manera que el pozo fluye naturalmente cuando ésta energía requerida es mayor o igual a la presión aportada por el yacimiento, a un gasto dado. Sin embargo, si la presión requerida para vencer las caídas de presión del sistema es mayor a la presión aportada por el yacimiento a cualquier gasto, se tendrá que suministrar energía para poder levantar los fluidos desde el fondo del pozo y llevarlos hasta la superficie.

El objetivo de utilizar el óptimo sistemas artificiales de producción, es minimizar los requerimientos de energía en el fondo del pozo, maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, así, un incremento en la producción de los fluidos con el menor costo de inversión y operación, así como las menores fallas en los equipos y tiempos de espera por su reparación, sin provocar problemas a la formación como migración de finos, conificación de gas, conificación de agua, etc. Además de garantizar la seguridad del personal y la protección al ambiente.

4.2.1 Origen y evolución del sistema de bombeo neumático

A principio del siglo XVIII se utilizó como un sistema practico para sustraer grandes volúmenes de agua de las minas. En 1797 el ingeniero en minas Cari Emanuel Lasher de origen Alemán, aplicó aire comprimido como medio para el levantamiento de líquido en experimentos de laboratorio. La primera aplicación registrada en la industria petrolera del levantamiento con aire fue en 1846 cuando el ingeniero norteamericano Cockford, logró el bombeo de aceite en algunos pozos de Pennsylvania. La primera patente de Estados Unidos para bombeo neumático se llamó "Eyector de aceite" y fue desarrollado por A. Brear en 1865. Posteriormente entre los años 1864 y 1900, se realizaron trabajos de bombeo de fluidos con aire comprimido a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

La primera aplicación en el área de la costa del Golfo de México fue en 1900, en el campo Spindle se logró producir aceite mediante la inyección de aire, 10 años más tarde se utilizó por primera vez en el Estado de California el bombeo del gas de formación como medio para la extracción de hidrocarburos por las ventajas que ofrece el gas natural para en bombeo (fuente continúa de alimentación a presión en grandes cantidades y no tiene efectos corrosivos).

Las primeras instalaciones utilizaron el principio simple del tubo en "U" con una extensa aplicación en pozos de alta capacidad productiva y con altos niveles de líquido. Sin embargo, para los pozos que tenían niveles bajos era necesario disponer de presiones superficiales de inyección sumamente altos para llegar a profundidades mayores y a medida que se incrementa la explotación el nivel de líquido disminuye debido al abatimiento de la presión del yacimiento.

La necesidad de altas presiones para iniciar la inyección del gas resultó en la invención de las válvulas gas lift, para los años 1900-1945 se desarrollaron y patentaron muchos tipos de válvulas, con características diferentes, logrando su instalación a profundidades cada vez mayores con mayor eficiencia del sistema y mayores volúmenes de producción.

Al final de la segunda guerra mundial (1945), la válvula operada por presión prácticamente había reemplazado todos los tipos de válvulas anteriormente desarrolladas, muchas compañías se dedicaron a la mercadotecnia y fabricación de estas válvulas para los sistemas de bombeo neumático.

Para 1957 se introdujo la línea de acero para recuperar válvulas del sistema de bombeo neumático, posteriormente en 1980 se realiza la inyección con nitrógeno y válvulas eléctricas. A finales de 1990 en sistema de bombeo neumático opera con tubería flexible y moto-compresores a boca de pozo (México).

La aplicación del bombeo neumático se ha efectuado de diferentes formas, siendo una de las primeras, la perforación de un orificio en la tubería de producción (disparo poncher), la cual se logra mediante un equipo de reparación y herramientas de línea de acero. Haciendo un pequeño orificio en la tubería de producción e inyectando gas por el espacio anular para levantar los fluidos a la superficie, la profundidad a la que se debe perforar el orificio se basa en:

- El gradiente de presión de fluido del pozo.
- El nivel estático del pozo dentro de la T.P.
- La presión de gas disponible en la red de distribución.
- La relación de producción por recuperar.

La alta presión para la inyección del gas dentro del espacio anular o a través de la Tubería de Producción (TP) para levantar los fluidos por la TP o espacio anular respectivamente, se realiza por medio del disparo poncher aligerando la columna del fluido, sin embargo se requiere una presión inicial de arranque muy grande y no se tiene control en el volumen del gas de inyección, esta forma del bombeo neumático resulta ineficiente cuando no se cuenta con un suministro constante del gas.

Esta variante del bombeo neumático en los pozos, contribuyó al desarrollo cada vez más especializado de las válvulas de inyección de gas. El sistema tradicional de válvulas instalado a lo largo del aparejo de producción, permite el paso de gas dentro de la tubería de producción en puntos seleccionados hasta un punto de operación. Las válvulas operaban automáticamente en respuesta a la presión diferencial entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

Cuando la presión diferencial disminuye a una presión de apertura calibrada en el taller, la válvula abre y cuando esta se exceda la válvula se cierra. Las válvulas son colocadas en el aparejo de producción por debajo del nivel estático del fluido. El gas inyectado a alta presión en el espacio anular, abre la primera válvula de descarga suministrando el gas a la columna del fluido en la tubería de producción, esta permanece abierta hasta que la presión diferencial excede la presión de operación de la válvula. Posteriormente la segunda válvula de descarga se abre y cierra con el mismo principio de funcionamiento, este proceso continúa sucesivamente hasta llegar a abrir la válvula operante (punto más profundo), inyectando el gas para levantar el líquido del pozo hasta la superficie. La fabricación de las válvulas de cumplir con los siguientes fines.

- Reducir las presiones de descarga.
- Permitir puntos de inyección más profundos.
- Obtener mayor producción con menor volumen de inyección de gas.

Uno de los problemas que se presentan con mayor frecuencia en los pozos de alta capacidad y baja presión de fondo es que el gas inyectado a alta presión en la tubería de revestimiento, actuaba directamente contra el yacimiento, reduciendo la productividad del pozo. Este problema de operación fue resuelto colocando un empacador entre la tubería de producción y la de revestimiento permitiendo que este se mantenga en el espacio anular y aislándolo de la formación.

Por otro lado cuando se operan pozos de baja capacidad y baja presión de fondo se colocada una válvula de pie en el fondo de la tubería de producción como un suplemento al empacador colocado en el espacio anular. La instalación entonces se convierte en un sistema cerrado y es económicamente aplicable para agotar pozos de baja capacidad.

Las mejoras más significadas en el funcionamiento del sistema de bombeo neumático fueron logradas con el uso de válvulas del tipo de fuelles y resortes para carga. La flexibilidad de los fuelles es obtenida por los repliegues, los cuales son prensados en las tuberías, sin costura de acero inoxidable con pared delgada de 3 capas. Las principales ventajas de este tipo de válvulas son:

- Presión de operación constante.
- Mayor vida útil del vástago con punta de carburo de tungsteno y asiento de acero.
- Flexibilidad de cambiar las presiones de operación en el campo.

La eficiencia del sistema de bombeo neumático depende principalmente de las características del pozo y del equipo.

Pozo:

- Presión de fondo.
- Índice de productividad.
- Relación gas-aceite.
- Porcentaje de agua.
- Profundidad.
- Diámetro de TP y TR.
- Mecanismo de empuje del yacimiento.

Equipo:

- Contrapresión sobre la formación.
- Suministro de gas.

Las categorías para considerar la aplicación del sistema de bombeo neumático en los pozos son:

- Alto índice de productividad y alta presión de fondo.
- Alto índice de productividad y baja presión de fondo.
- Bajo índice de productividad y alta presión de fondo.
- Bajo índice de productividad y baja presión de fondo.

El desarrollo y el perfeccionamiento de los equipos gas lift siguen siendo temas de análisis en la actualidad con una aceptación general de este método, ya que es versátil y eficiente como sistema de producción de aceite.

4.2.2 Tipos de explotación con el sistema de bombeo neumático

El sistema de bombeo neumático presentante dos formas para el levantamiento de los fluidos como se muestra en la **Figura 4.2**:

- 1) **Bombeo neumático con flujo continuo:** consiste en la inyección de gas en forma ininterrumpida a la columna de fluido para reducir la carga hidrostática sobre la formación y levantarlos desde el fondo del pozo a la superficie.
- 2) **Bombeo neumático con flujo intermitente:** consiste en la inyección gas de manera cíclica a la columna de fluido para transportar el líquido en forma de baches.

Los mecanismos involucrados en estos sistemas son:

- Reducción de la densidad del peso de la columna de fluido sobre la formación.
- Expansión del gas inyectado (empuje de la fase líquida).
- Desplazamiento del líquido (por grandes burbujas de gas).

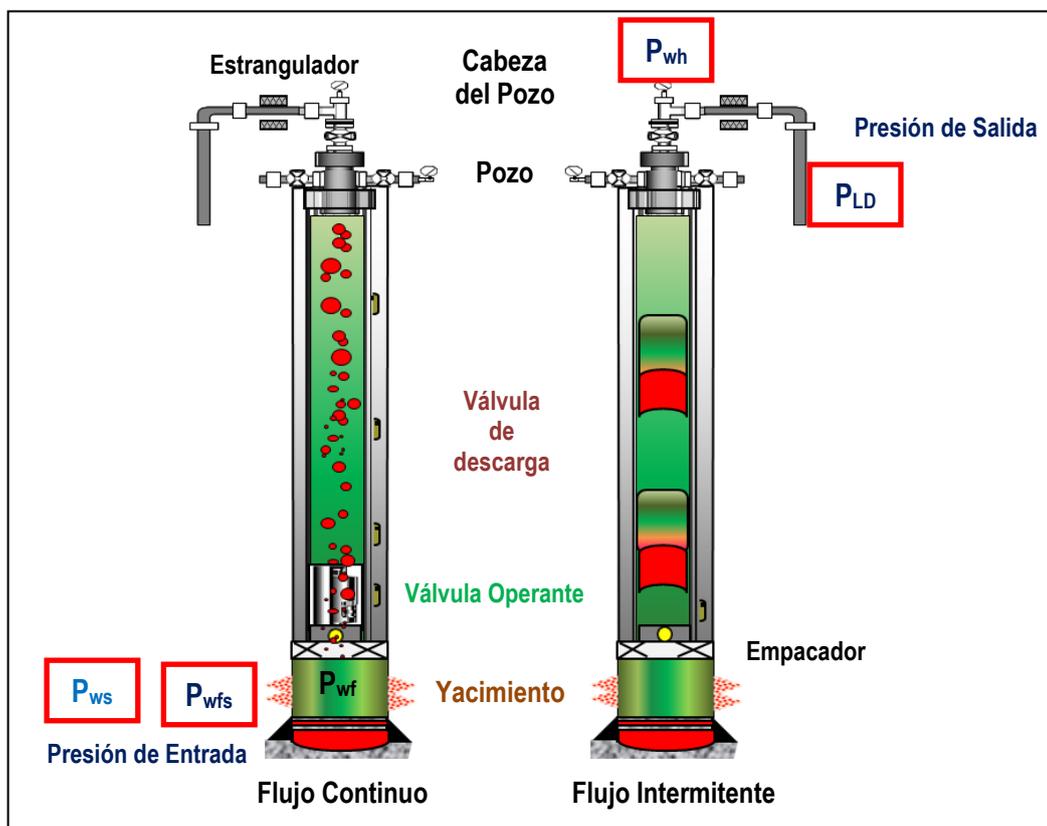


Figura 4.2.- Formas del sistema de bombeo neumático

4.2.2.1 Bombeo neumático con flujo continuo

Consiste en inyectar gas en forma continua a través de válvulas en la tubería de producción, el gas al integrarse a la corriente de fluidos provenientes de la formación productora, provoca una disminución en la densidad de la mezcla de los fluidos, que fluyen a través de la tubería de producción. El efecto es un aligeramiento de la columna de fluidos, desde el punto de inyección hasta la superficie, ocasionando una reducción en el peso de la columna hidrostática sobre la formación y en la presión de fondo fluyendo. Como consecuencia de esta reducción de presión, la formación productora responde con una aportación adicional de fluidos, dando como resultado un incremento en la producción del pozo.

En un pozo fluyente, el bombeo neumático por flujo continuo es la forma más adecuada para incrementar su producción, de la misma forma este sistema ayuda a restablecer la producción cuando el pozo deja de fluir de forma natural por el abatimiento de la presión del yacimiento.

El comportamiento de un pozo, con la aplicación de un sistema de bombeo neumático continuo es muy similar al comportamiento de un pozo fluyente. La diferencia radica en que el bombeo neumático continuo, la producción varía en función del volumen de gas inyectado al pozo y la relación gas-líquido cambia en el punto de inyección a lo largo del aparejo de producción. Por otro lado, las válvulas que se instalan en el aparejo de producción son sensibles a la diferencia de presión o gradiente del fluido; si la columna del fluido es ligera, la válvula deberá restringir la inyección de gas; o bien, si la columna del fluidos es más pesada, la válvula deberá permitir la entrada de un mayor volumen de gas, o sea que la operación de esta válvula está determinada fundamentalmente por el gradiente fluyendo o por la contrapresión que existe en la tubería de producción. En la **Figura 4.3** se muestra un esquema del bombeo neumático continuo.

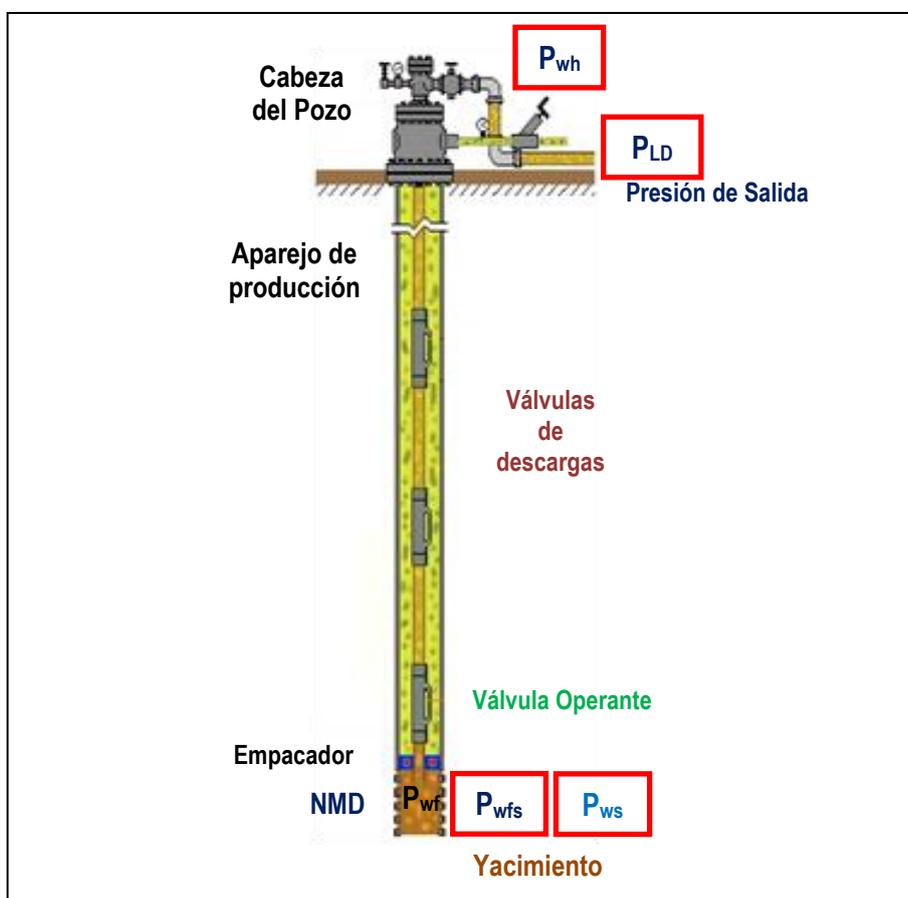


Figura 4.3.- Bombeo neumático continuo

4.2.2 Bombeo neumático con flujo intermitente

En el bombeo neumático intermitente se produce periódicamente un volumen determinado de fluido en forma de bache o tapón por medio de la inyección de un gran volumen de gas a alta presión de manera cíclica desde la superficie. El gas pasa por el espacio anular y posteriormente a la tubería de producción a través de un punto de inyección (válvula piloto) ubicado lo más profundo posible, su principio de funcionamiento es aprovechar la expansión del gas a medida que se desplaza hacia la superficie. El sistema cuenta con equipo adicional para controlar y regular los ciclos de inyección de gas y el tiempo de espera para que la formación productora acumule nuevamente un volumen determinado de fluido dentro de la tubería y este sea levantado.

Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento de líquido, que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al bache de líquido que se está acumulando dentro de la tubería.

El efecto de la inyección de un gran volumen de gas para el bombeo neumático con flujo intermitente, consiste en desplazar un bache de líquido que se almacena en el pozo por arriba de punto de inyección. Una vez que se levanta el líquido desde el punto de inyección de gas hasta la superficie, se interrumpe la inyección para permitir el aporte de los fluidos por el yacimiento y con ello la creación de un nuevo bache de líquido, de esta manera se repite el proceso de manera cíclica. Este sistema está basado en la colocación de un solo punto de inyección. La producción del pozo depende de la cantidad de gas inyectado, así como del tiempo que requiere el pozo para acumular nuevamente los fluidos en función del índice de productividad. En la **Figura 4.4** se muestra un esquema del bombeo neumático continuo.

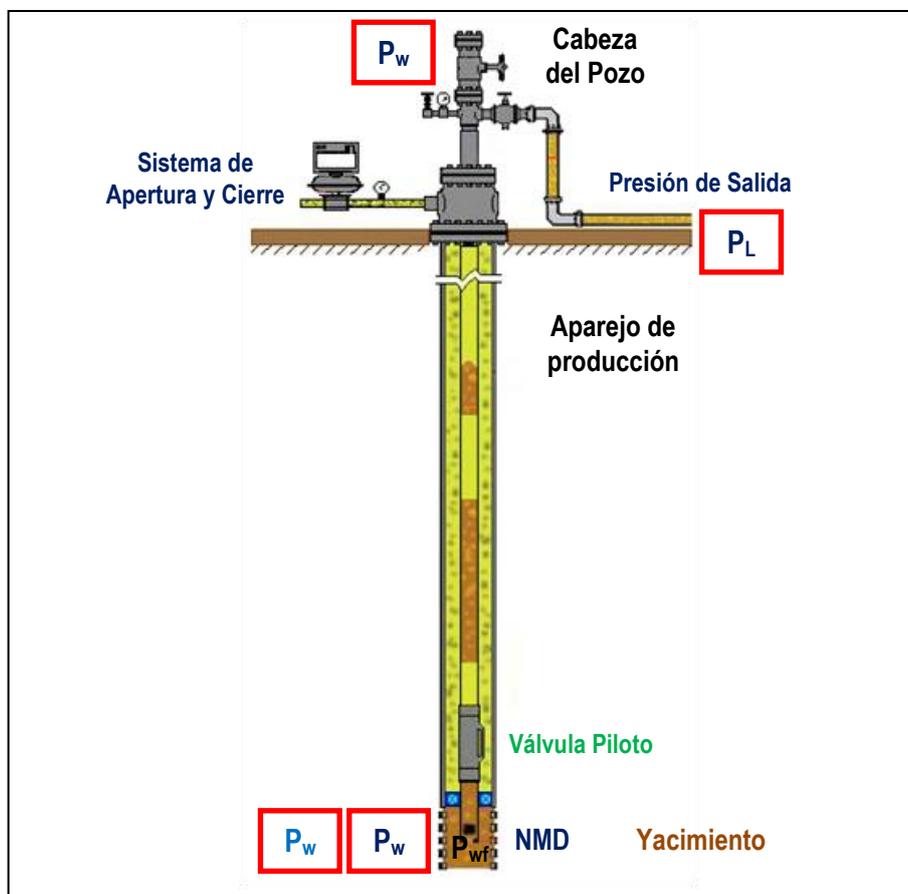


Figura 4.4.- Bombeo neumático intermitente

El bombeo neumático con flujo intermitente, se utiliza una válvula operante especial denominada válvula piloto, su característica principal es que tiene una sección motriz que permite inyectar el gas a la tubería de producción, un gran volumen de gas en un periodo de tiempo corto. La válvula operante se debe colocar a la máxima profundidad posible, la cual se encuentra por encima del empacador. Por lo general en este tipo de bombeo neumático no requiere de válvulas de descarga, ya que la energía del yacimiento es baja y el nivel estático se encuentra en el fondo del pozo.

El volumen de gas que se suministra a la tubería de producción durante el período de inyección es aproximadamente el requerido para llenar dicha tubería con el gas comprimido proveniente del espacio anular. El consumo diario será el volumen anterior multiplicado por el número de baches que serán elevados al día. Las restricciones en la superficie juegan un papel importante en el volumen de gas requerido por el ciclo.

Para el bombeo neumático intermitente el gasto diario de gas de inyección, se controla con una válvula ajustable en la superficie conjuntamente con la válvula piloto en el subsuelo o con un controlado de ciclos de inyección en la superficie.

El ciclo de producción en el bombeo neumático intermitente se define como el lapso de tiempo transcurrido entre dos llegadas consecutivas del bache de líquido a la superficie y consta de los siguientes períodos:

- 1) ***Aporte de los fluidos por la formación:*** Inicialmente la válvula operante está cerrada, la válvula de retención en el fondo del pozo se encuentra abierta permitiendo el aporte del yacimiento hacia la tubería de producción. El tiempo requerido para que se restaure en la tubería de producción el volumen adecuado de líquido depende en gran medida del índice de productividad del pozo, de la energía de la formación productora y del diámetro de la tubería.
- 2) ***Inyección de gas para el desplazamiento del bache de líquido:*** Una vez acumulado el líquido en el pozo, la inyección de gas a alta presión por el espacio anular debe llegar a la válvula operante, iniciándose el ciclo de inyección de gas en la tubería de producción, el gas desplaza al bache de líquido hacia la superficie, sin embargo parte del líquido se queda rezagado en las paredes de la tubería. Debido a la alta velocidad del gas se genera un aumento brusco en la presión en la cabeza del pozo.
- 3) ***Estabilización:*** Al cerrar la válvula operante por la disminución de presión en el espacio anular, el gas remanente en la tubería de descomprime progresivamente permitiendo la entrada de los fluidos del yacimiento hacia el pozo comenzando nuevamente un ciclo.

4.2.2.3 Aplicación, características y variantes del bombeo neumático

La instalación del sistema de bombeo neumático con flujo continuo e intermitente tiene el mismo propósito, inyectar gas a alta presión para reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación disminuyendo la densidad del fluido, de tal forma que la presión de fondo fluyendo sea suficiente para levantar la producción desde el fondo del pozo hasta la superficie. Una diferencia importante es que en el bombeo neumático con flujo intermitente, primero se acumula el fluido en el pozo, posteriormente el gas es inyectado para desplazar el líquido en forma de bache hacia la superficie. La presión de fondo fluyendo varía bastante durante el periodo entre la inyección de gas abajo y el ascenso del bache líquido. En la **Tabla 4.7** se muestra la aplicación, características y rangos de producción para el bombeo neumático con flujo continuo e intermitente.

Tabla 4.7.- Aplicación del bombeo neumático

Bombeo neumático	Aplicación	Características		Rango de producción (BPD)		
				Mínimo	Nominal	Máximo
Flujo continuo	Se aplica preferentemente en pozos que producen aceite ligero y mediano.	Alto índice de productividad.	$IP > \text{mayor a } 0.5 \text{ (bls/día / lb/pg}^2\text{)}$	100	10,000	30,000
		Alta presión de fondo.	Columna hidrostática del orden del 50% o más en relación a la profundidad del pozo.			
Flujo Intermitente	Se aplica generalmente en pozos con producciones bajas de aceite	Alto índice de productividad.	$IP > \text{mayor a } 0.5 \text{ (bls/día / lb/pg}^2\text{)}$.			
		Bajo índice de productividad.	$IP < \text{mayor a } 0.5 \text{ (bls/día / lb/pg}^2\text{)}$.			
		Baja presión de fondo.	Columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad del pozo.			

Cuando se tienen condiciones apropiadas en el pozo, es decir índice de productividad alto, presión de fondo fluyendo grande, suficiente presión de gas de inyección y volumen gas, el gasto de producción está sujeto a las condiciones mecánicas (restricciones) y geometría del aparejo de del pozo, de manera que si aumentamos el diámetro de la TP o se realiza una inversión de flujo (producir por espacio anular), la producción puede aumentar significativamente.

La profundidad de inyección está en función de la presión del gas que suministra la red para el bombeo neumático, estos es, la presión de inyección disponible en la cabeza de pozo, así como del diseño, instalación calibración y operación de las válvulas (adecuada selección y óptimo empacamiento de mandriles). Por otro lado, para determinar el gasto óptimo de inyección de gas de un pozo, se debe realizar un análisis de forma integral, tomando en consideración el comportamiento individual y el efecto que tiene la inyección de gas en los demás pozos. Una de las sensibilidades más utilizadas es determinar el impacto que tiene la inyección de gas sobre la producción en una gráfica de gasto producción de aceite en función del gasto de inyección de gas la cual se conoce con curva de rendimiento.

Para seleccionar el tipo de bombeo neumático, se debe considerar que en los pozos de baja producción, es difícil mantener condiciones de flujo continuo en la tubería de producción, ya que la velocidad de ascenso de la fase líquida favorece la aparición del fenómeno de resbalamiento, este fenómeno desestabilizaría el comportamiento del pozo y paraminimizarlo o eliminarlo se requiere aumentar sustancialmente el gasto de gasde inyección.

Una manera de reducir el volumen requerido de gas en bombeo neumático intermitente, es detener la inyección de gas para darle oportunidad al yacimiento de aportar un bache de líquido por encima de laválvula operadora y luego inyectar rápidamente sólo el gas requerido para desplazar el bache hasta la superficie. La frecuencia de los ciclosde inyección dependerá del tiempo requerido para que la formación aporte nuevamenteun bache de líquido a la tubería de producción.Este tipo de bombeo neumático reduciría sustancialmente el consumo diario de gas, por lo general, se reduce a la mitad o a las dosterceras partes de lo que se consumiría diariamente en un bombeo neumático continuo ineficiente. Obviamente si el aporte de gas de la formación es alto, probablemente sea mejor producir en forma continua ya que el gas requerido para el levantamiento será bajo. Para pozos donde ambos tipos de bombes neumáticos produzcan aproximadamente el mismo gasto de producción con similar consumo de gas, se recomienda el uso del bombeo neumático continuo ya que requiere de menor supervisión, control y seguimiento.

Existen diferentes variantes del sistema de bombeo neumático continuo como se muestra en la **Figura 4.5**, los cuales son:

- 1) **Bombeo neumático con inyección por espacio anular:** En este tipo de sistema se inyecta el gas por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento y la producción de los fluidos aportados por el yacimiento es a través de la tubería de producción.
- 2) **Bombeo neumático con inyección por tubería de producción:** En este tipo de sistema se inyecta gas por la tubería de producción y la producción de los fluidos aportados por el yacimiento a través del espacio anular.
- 3) **Instalación de tubería flexible:** En este tipo de sistema la inyección de gas es a través de una tubería flexible colocada dentro de la tubería de producción y la producción de los fluidos es por el espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería flexible. Esta variante se utiliza cuando se desea reducir el área expuesta a flujo y producir en forma continua sin resbalamiento, o cuando por una razón operacional no se pueden instalar válvulas en la tubería de producción.

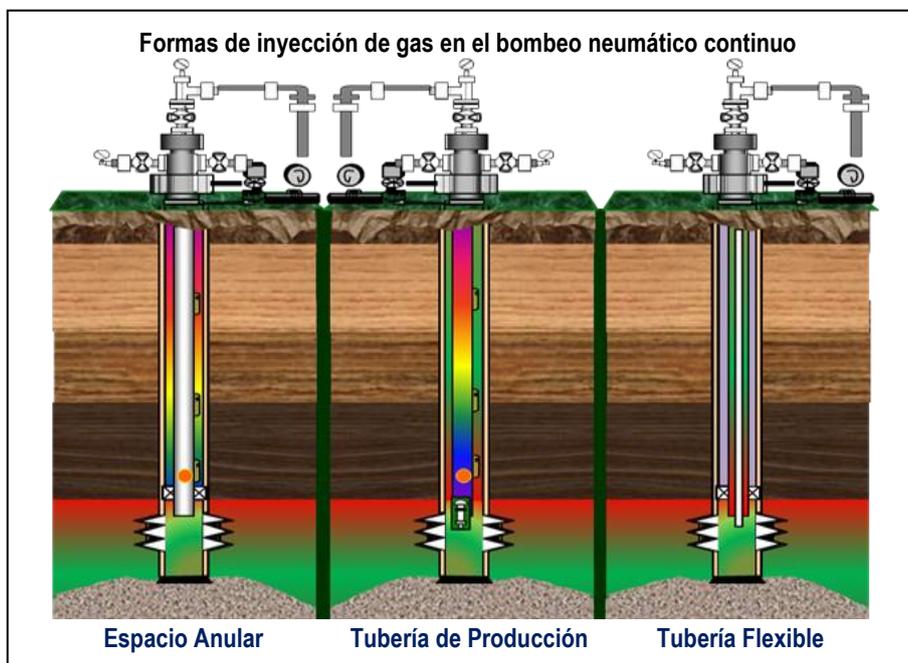


Figura 4.5.- Variantes de sistema de bombeo neumático continuo

Para el bombeo neumático intermitente existen tres diferentes variantes como se muestra en **Figura 4.6**, los cuales son:

- 1) **Bombeo neumático intermitente convencional:** En este tipo se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al bache de líquido. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento y/o el índice de productividad alcanza valores bajos.
- 2) **Bombeo neumático intermitente con cámara de acumulación:** En este tipo se utiliza el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente al bache de líquido inicialmente a favor de la fuerza de gravedad y posteriormente en contra de ella. Normalmente se utiliza cuando la presión estática del yacimiento alcanza valores muy bajos que con el bombeo neumático intermitente convencional el bache formado sería muy pequeño por lo tanto la producción sería casi nula.

- 3) **Bombeo neumático intermitente con pistón metálico:** En este tipo se utiliza el espacio interno de la tubería de producción para el almacenamiento de los fluidos aportados por la formación y el gas desplaza directamente un pistón metálico que sirve de interfase sólida entre el gas inyectado y el bache de líquido. Se utiliza para minimizar el resbalamiento de líquido durante la elevación del bache.

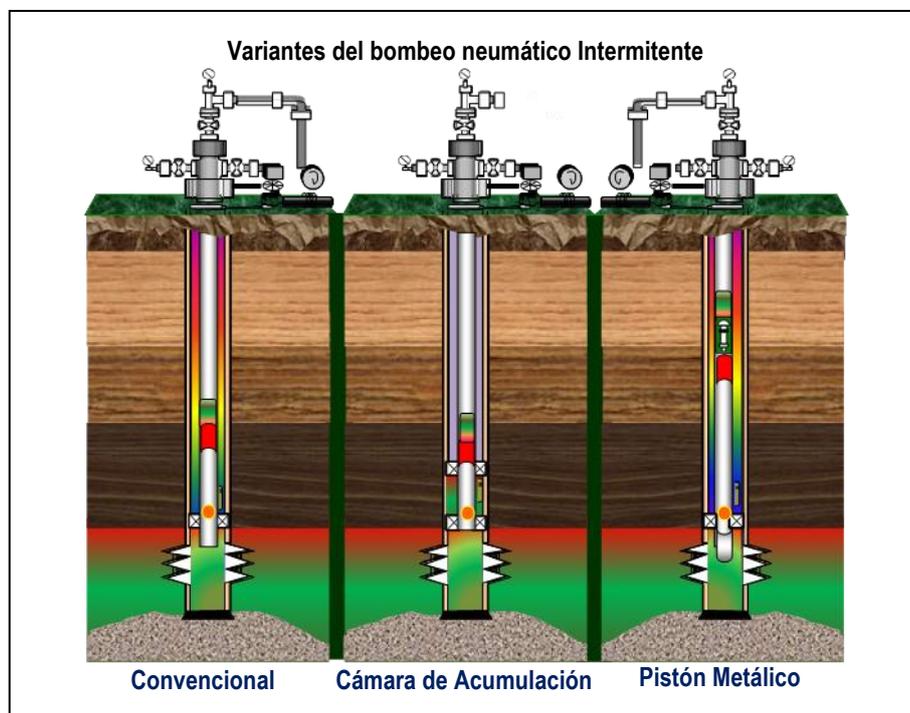


Figura 4.6 - Variantes de sistema de bombeo neumático intermitente

4.2.3 Componentes del sistema de bombeo neumático

En la aplicación del sistema artificial de producción de bombeo neumático se requiere de la instalación de un conjunto de equipos tanto en superficie como en la tubería de producción, por lo que los componentes se dividen en dos partes principales:

- 1) Componentes instalados en la tubería de producción.
 - Válvulas (válvulas de descarga y operante).
 - Mandriles.
 - Tubería flexible.
- 2) Componentes instalados en la superficie.
 - Planta de suministro de gas.
 - Sistema de compresión.
 - Red de distribución de gas a alta presión compresores a boca de pozo.
 - Líneas de inyección de gas.
 - Sistemas de seguridad para la inyección del gas en árbol de válvulas.
 - Equipos de medición y el control de la inyección del gas.
 - Cabezal de recolección de baja presión.
 - Sistemas de separación, tratamiento y acondicionamiento del gas.

El sistema de compresión envía el gas a alta presión a los pozos a través de una red de distribución, la producción de los pozos junto con el gas es recolectada y posteriormente enviada a los sistemas de separación, tratamiento y acondicionamiento, el gas nuevamente es enviado al sistema de compresión para ser re-inyectado a alta presión. En la **Figura 4.7** se muestra un conjunto de pozos con bombeo neumático dentro del sistema integral de producción.

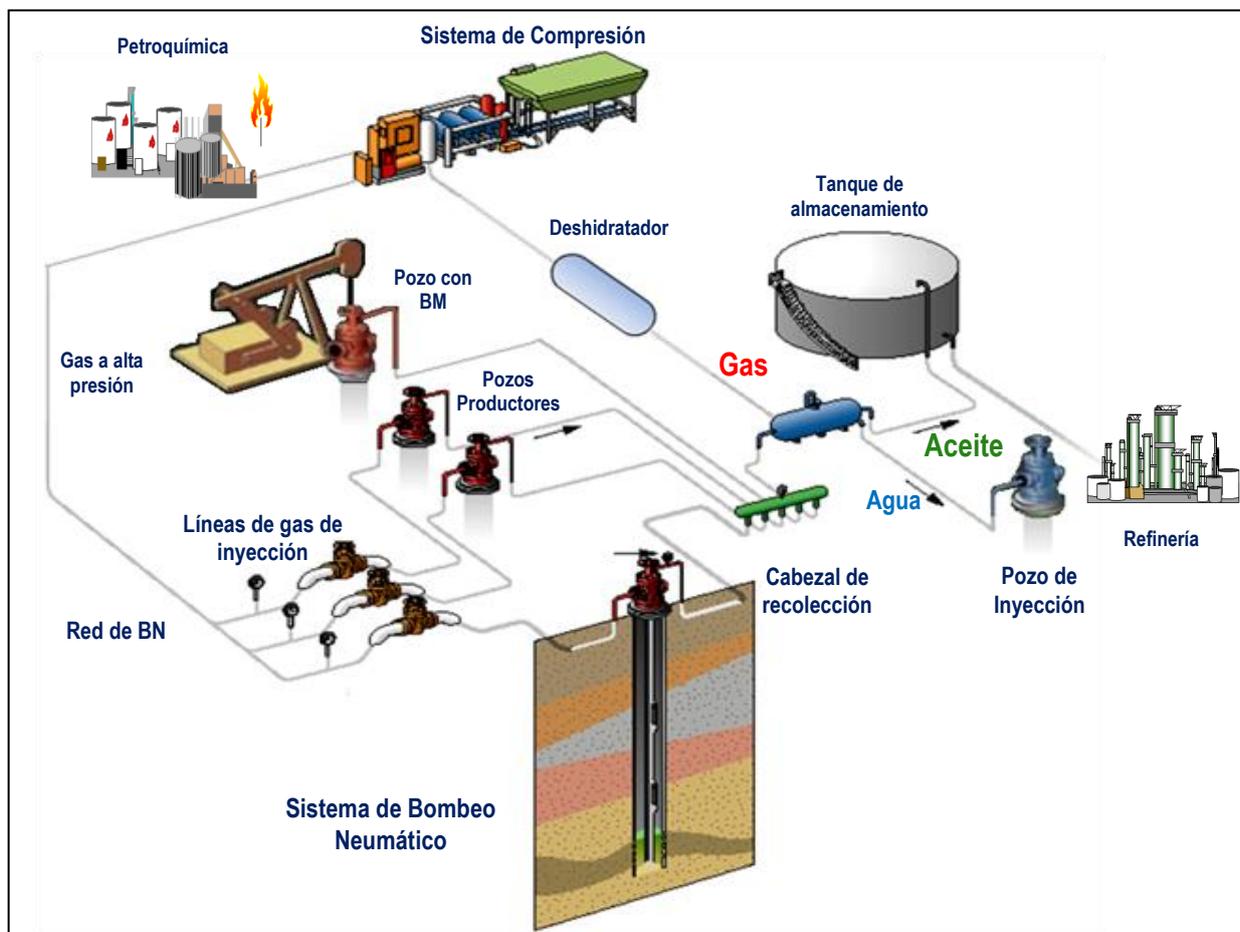


Figura 4.7.- Sistema integral de producción petrolera

El volumen diario de gas que utiliza un conjunto de pozo para el sistema de bombeo neumático es suministrado por el sistema de compresión. El gas producido por los yacimientos, es recolectado a través del sistema de baja presión, posteriormente es enviado a las estaciones para su tratamiento y acondicionamiento con el fin de mantener la eficiencia del sistema de compresión de gas y suministrar el volumen necesario para el bombeo neumático, por lo que es necesario realizar balances de los volúmenes de gas utilizado tanto a nivel de pozo como a nivel integral.

El gasto de gas medido en el registrador de flujo de cada pozo, debe ser aproximadamente igual a gasto de gas que deja pasar la válvula operante ubicada en el fondo del pozo bajo condiciones dinámicas de operación, es decir, bajo el diferencial de presión existente entre la presión del gas de inyección y la presión en la columna de fluido frente a la válvula. El gas aportado por la formación no se puede medir pero se determina por la diferencia entre el total medido en la estación durante la prueba del pozo y el gas de bombeo inyectado simultáneamente al pozo.

El volumen diario de gas recolectado de las estaciones, menos el quemado, menos el extraído del sistema de baja presión para otros usos, debe ser igual al que entra al sistema de compresión. El volumen diario de gas que entra al sistema de compresión menos el extraído debe ser igual al descargado por el sistema, y este a su vez debe ser igual a la suma del volumen diario enviado a los diferentes usos.

La calibración periódica de los instrumentos de medición y el mantenimiento operacional de las condiciones exigidas por las normas de medición de gas, son fundamentales para minimizar los errores obtenidos en estos balances.

La instalación adecuada de todos los componentes del sistema de bombeo neumático permite controlar y regular el suministro necesario de gas para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia lugares de almacenamiento.

4.2.3.1 Componentes instalados en la tubería de producción

Válvulas de bombeo neumático.- Son los componente que se considera como el corazón de la instalación, debido a que es precisamente ahí donde se realiza la transferencia de energía del gas de inyección al fluido producido por el pozo. Una de sus grandes ventajas es que, tiene el mínimo de partes móviles lo cual se traduce en una vida útil más grande. Existen diversos tipos de válvulas para el bombeo neumático, las cuales son diseñadas de acuerdo a su función y aplicación.

Las funciones principales de las válvulas son: permitir el paso del gas de inyección desde espacio anular a la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos y evitar que el fluido se regrese por medio de una válvula de retención en su parte inferior, así como controlar el gasto de gas de inyección a través de las presiones de apertura y cierre. Las válvulas por encima de la válvula operadora se denominan de descarga.

Un ejemplo de una válvula operada por presión de gas de inyección se muestra en la **Figura 4.8**, los elementos principales que componen esta válvula son:

- 1) Cuerpo de la válvula.
- 2) Elemento de carga (resorte, gas o una combinación de ambos).
- 3) Elemento de respuesta a una presión (fuelle de metal, pistón o diafragma de hule).
- 4) Elemento de transmisión (diafragma de hule o vástago de metal).
- 5) Elemento medidor (orificio o asiento).

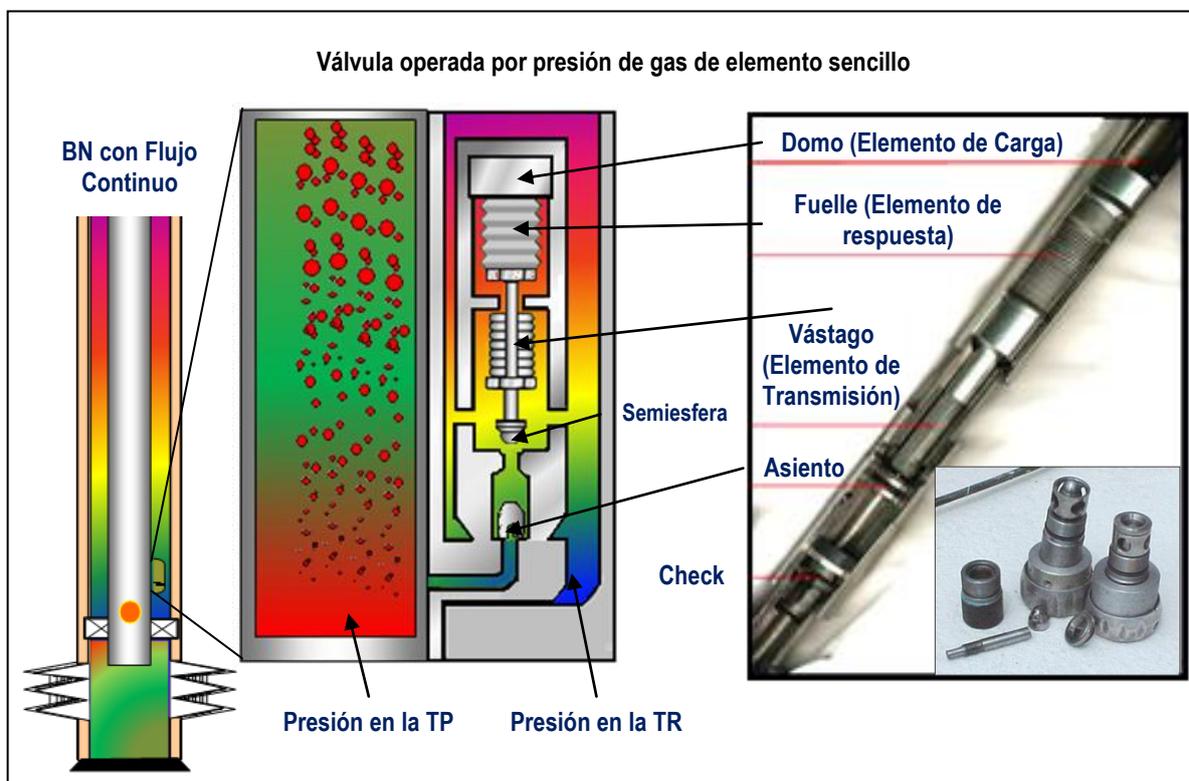


Figura 4.8.- Componentes de una válvula operada por presión de gas de inyección

La válvula es prácticamente un regulador de presión calibrada a determinada presión de cierre y apertura, un conjunto de válvulas son instaladas a determinadas profundidades (distribuidas de acuerdo a un diseño), son colocadas una en un tubo mandril y estos a su vez están conectados en la tubería de producción que normalmente es de 2 7/8" ó 2 3/8". Las funciones principales de las válvulas de bombeo neumático son:

- Descargar los fluidos de control del pozo.
- Inyectar un volumen controlado de gas en un punto óptimo de la tubería de producción.
- Crear la presión de P_{wf} necesaria para que el pozo pueda producir el gasto deseado.

La característica más importante de la válvula es la sensibilidad que tienen en su mecanismo interno de operación. Este mecanismo abre, cierra o permite la entrada continua y controlada del gas. La sensibilidad depende de los componentes que integran la válvula y generalmente está en función de la presión a la que se expone, la cual está determinada por el área de asiento de dicha válvula.

En la válvula el elemento de cierre es un fuelle cargado con gas a presión (aunque algunas utilizan un resorte al igual que el regulador); las fuerzas de apertura provienen de la acción de la presión del gas (corriente arriba) y de la presión del fluido ó presión de producción (corriente abajo) sobre el área del fuelle y el área del asiento respectivamente o viceversa dependiendo del tipo de válvula.

La presión en la tubería de revestimiento (presión en TR) se refiere a la presión del gas en el espacio anular y la presión en la tubería de producción (presión en TP) se refiere al flujo o a la presión estática del líquido en la misma. La presión de apertura define como la presión en TR requerida para abrir la válvula actuando y la presión de cierre se define como la presión en la TR requerida para cerrar la válvula bajo condiciones de operación. Generalmente las válvulas se clasifican de acuerdo a la presión de apertura.

Tipos de válvulas

Las válvulas tienen un rango de presión definido por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinado por las condiciones del pozo, es decir, las válvulas se abren a una presión determinada y luego se cierran con una presión más baja. Los tipos de válvulas son las siguientes:

- A) *Válvula operada por presión de gas de inyección.***- Son aquellas donde la presión de gas actúa sobre el área del fuelle para abrir la válvula. Generalmente se le conoce como válvula de presión, esta válvula es 50 al 100% sensible a la presión en TR en la posición cerrada y 100% sensible en la posición abierta. Se requiere un incremento de la presión en TR para abrir y una reducción en esta presión para cerrar la válvula.
- B) *Válvula operada por la presión del fluido de formación.***- Son aquellas donde la presión del fluido actúa sobre el área del fuelle para abrir la válvula, esta válvula es 50 a 100% sensible a la presión en TP en la posición cerrada y 100% sensible en la posición abierta. Requiere de un incremento de la presión en TP para abrir y de una reducción en esta presión para cerrar la válvula. Las válvulas operadas por fluido pueden operar tanto por fuera de la TP como por dentro de ella, dependiendo del tipo de mandril que utilicen para su alojamiento en la tubería de producción. Cuando una válvula operada por el fluido de formación abre, la presión de la TR es generalmente de 150 a 200 lb/pg² menor que la presión de la TP a la profundidad donde se localice la válvula.

- C) **Válvula operada por presión diferencial.**- Esta válvula también es llamada válvula proporcional o válvula de flujo continuo. La válvula se mantiene cerrada hasta que se coloca en el pozo, su mecanismo es controlado por la presión ejercida del gas acumulado en el espacio anular del pozo y para su funcionamiento cuenta con un fuelle cargado a presión, un resorte o una combinación de ambos. La válvula abre en respuesta a la inyección de gas y a la presión proveniente de la tubería de producción. La válvula una vez que se encuentra en la posición abierta es sensible a la presión en TP, se requiere que se aumente la presión en TR para abrir y una reducción de la presión en TP o en TR para cerrar la válvula.

Principio de funcionamiento

Las válvulas operadas por presión están normalmente cerradas por la acción o fuerza comprimida en el fuelle y la fuerza adicional del resorte, en estos casos, todas las válvulas van a estar calibradas a determinada presión de apertura dependiendo de la profundidad a la que van a ser colocadas. En el momento que se inicia la inyección de gas por el espacio anular, el gas llega a la válvula y pasa a través de orificios en el extremo inferior de la sección piloto, donde se acumula en el interior de esta sección, ejerciendo una presión sobre el área transversal del fuelle, esto, combinado con la presión en TP que se ejerce en la parte inferior de la esfera. La presión en la TP proviene del fluido del pozo, esta vence la presión que ejerce el fuelle y el resorte, obligando a que el fuelle se contraiga, para de esta manera separa la esfera del asiento y permitiendo el paso de gas a través de éste al interior de la tubería de producción si se trata de una válvula de un solo elemento (sección piloto); si se trata de una válvula de 2 elementos, el gas pasaría al segundo elemento (sección motriz) poniéndola en operación para permitir el paso de un volumen mayor de gas en forma brusca al interior de la tubería de producción. La válvula operada por presión está expuesta a estas dos fuerzas que controlan su operación: la presión de TP en el área del orificio y la presión de inyección en el área del fuelle.

Las presiones de carga (resortes para el regulador y gas para la válvula de inyección de gas) para los reguladores y válvulas de inyección de gas actúan sobre una gran área del elemento sensible (diafragma para el regulador y fuelles para la válvula) cuando el área del elemento sensible es grande, comparado con el puerto de la válvula, la válvula es relativamente insensible a la presión en la tubería de producción, por ejemplo, el efecto de la columna del líquido formado en la tubería de producción es pequeño para abrir la válvula.

Clasificación de las válvulas

Las válvulas de inyección de gas operadas por presión se dividen en dos grupos fundamentales en base a la forma en que estas son colocadas o recuperadas en el pozo como:

- A) Válvulas convencionales.
- B) Válvulas recuperables.

Estas, a su vez, se dividen de acuerdo a su calibración y aplicación en los siguientes tipos:

- 1) **Válvulas de domo con cargado con nitrógeno en el fuelle.**- Como su nombre lo indica, cuentan con una cámara o domo que se carga con gas (generalmente N_2) y un fuelle como elemento de respuesta que permite que el vástago mueva la válvula sobre y fuera de su asiento. De esta manera la presión en TP actúa en el área del asiento contribuyendo a la fuerza de apertura, esta válvula es más sensible a la presión en TR. En este caso la temperatura de operación es considerada para la calibración de la válvula, por la naturaleza del gas.

- 2) **Válvulas con resorte.**-En este tipo de válvulas los efectos de la temperatura son despreciables y no son considerados cuando la válvula es calibrada. Los altos gastos de gas de inyección causan que la válvula funcione como un orificio variable. Esta característica provee una serie infinita de áreas para el paso de gas.
- 3) **Válvula con domo y resorte cargado.**- Este tipo de válvula es llamada de doble elemento ya que tiene estas dos formas de carga: presión en el resorte y presión en el domo.
- 4) **Válvula piloto.**-Principalmente utilizadas para bombeo neumático intermitente, cuenta con un puerto grande usado para conducir el gas cuando la válvula abre. El puerto puede ser tan grande como sea posible hacerlo mecánicamente y no tiene que cambiarse para modificar la amplitud. En esta válvula el puerto pequeño es llamado orificio de control y el puerto grande, para el suministro del gas, es conocido como orificio motriz, la presión en TP y en TR actúan en la sección de control. Cuando la válvula de control abre, la válvula motriz abre y cuando cierra, la válvula motriz cierra. El gas fluye a través de la pequeña apertura de la sección de control actúa en el pistón de la válvula motriz para abrirla. Cuando la válvula de control cierra, un resorte regresa la válvula motriz a la posición cerrada.

Finalmente se clasifican de acuerdo a la forma de explotación como (**Figura 4.10**):

- I. **Válvulas para flujo continuo.**-Se caracteriza por tener un solo componente (sección piloto) que permite el paso regulado y constante de gas al interior de la tubería de producción, además es sensible a la presión en TP cuando está en la posición de apertura, es decir, responderá proporcionalmente al incremento y decremento de la presión en TP. Cuando la presión en la tubería de producción decrezca, la válvula debe empezar a regular el cierre para disminuir el paso de gas y cuando la presión se incrementa, la válvula debe regular la apertura para incrementar el flujo de gas a través de la misma, estas respuestas mantienen estabilizada la presión en TPo una presión constante en la válvula.
- II. **Válvulas para flujo intermitente.**-Se caracteriza por tener dos componentes (sección piloto y sección motriz) que permiten un paso brusco de un gran volumen de gas al interior de la tubería de producción. El diseño de esta válvula se realiza de acuerdo a las características o condiciones de trabajo del pozo. Básicamente permite el paso de un gran volumen de gas el cual es necesario para subir el bache de aceite a la superficie, en la **Figura 4.9** se muestra el diagrama de una válvula para el flujo intermitente.

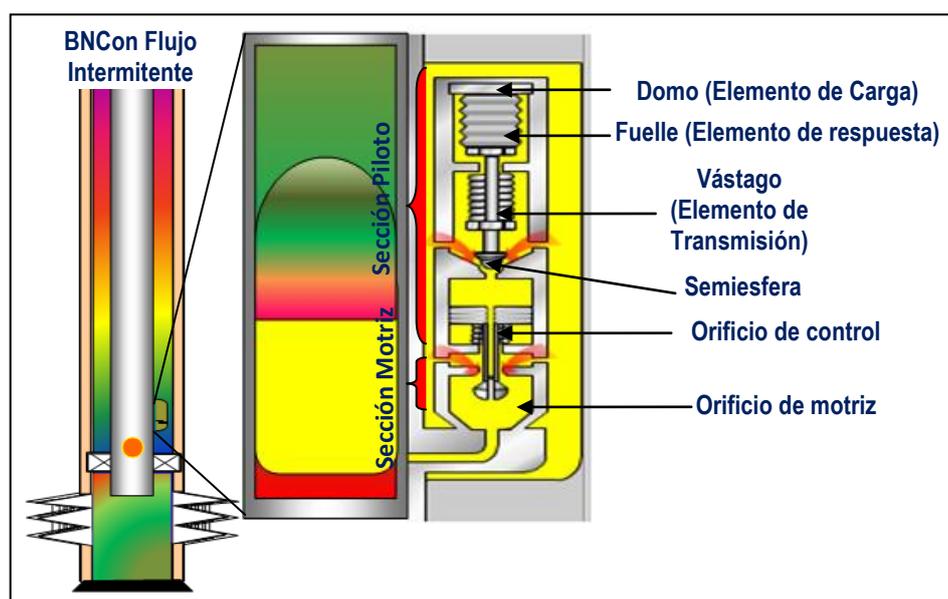


Figura 4.9.- Componentes de una válvula de bombeo neumático intermitente

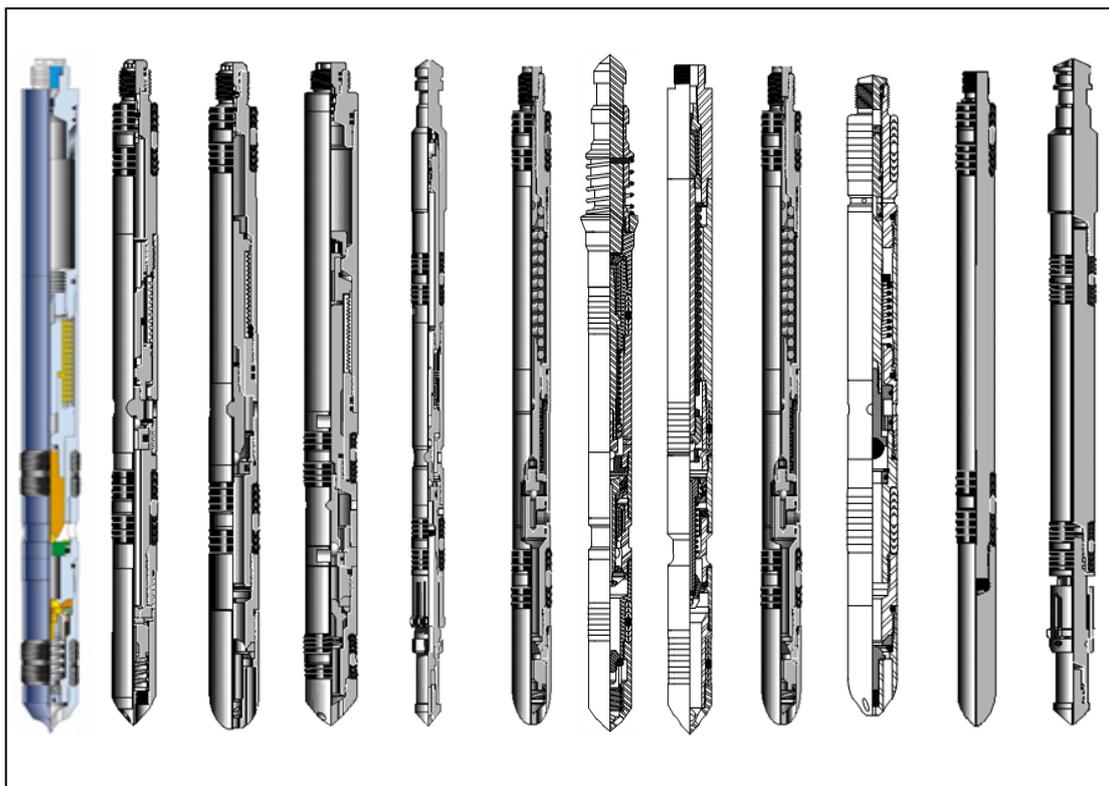


Figura 4.10.- Válvulas para el bombeo neumático

Mandriles.-Son accesorios que se encuentran conectados como parte de aparejo de producción para alojar a las válvulas a determinada profundidad, están equipados con un Cople con orificio de comunicación al interior de la tubería de producción y con protecciones para la válvula. Su diámetro será de acuerdo al diámetro de la TP, donde se vaya a instalar el tipo de mandril que utilizan las válvulas (para flujo continuo y para flujo intermitente son los del tipo "W" y "C", respectivamente). El número de mandriles así como la posición de cada uno de ellos en el aparejo de producción, se determinan en el diseño de la instalación y dependerán fuertemente de la presión de inyección disponible en el sistema y de la profundidad a la que se encuentra en nivel de líquido.

Para el caso de las válvulas de flujo intermitente, la sección motriz se arma en el mandril a diferencia de colocar una válvula de flujo continuo. Los mandriles se clasifican en dos tipos (**Figura 4.11**):

- A) Mandriles del tipo convencional.- Se caracteriza porque la válvula va enroscada e instalada en la parte externa fuera del mandril y para tener acceso a esta válvula, es necesario sacar todo el aparejo de producción.
- B) Mandriles de bolsillo.- Se caracteriza por su diseño que le permita alojar la válvula por el interior de la tubería de producción en un área especial en el interior del mandril, denominada bolsillo, tal manera que no dificulte el paso de los fluidos ni de las herramientas a través de la tubería. Las válvulas pueden ser recuperadas en cualquier momento mediante línea de acero desde la superficie por lo que comúnmente se les llama válvulas recuperables. Actualmente los mandriles de bolsillo vienen equipados con dispositivos mecánicos especiales para orientar la herramienta de pesca y asegurar una operación exitosa en pozos desviados.

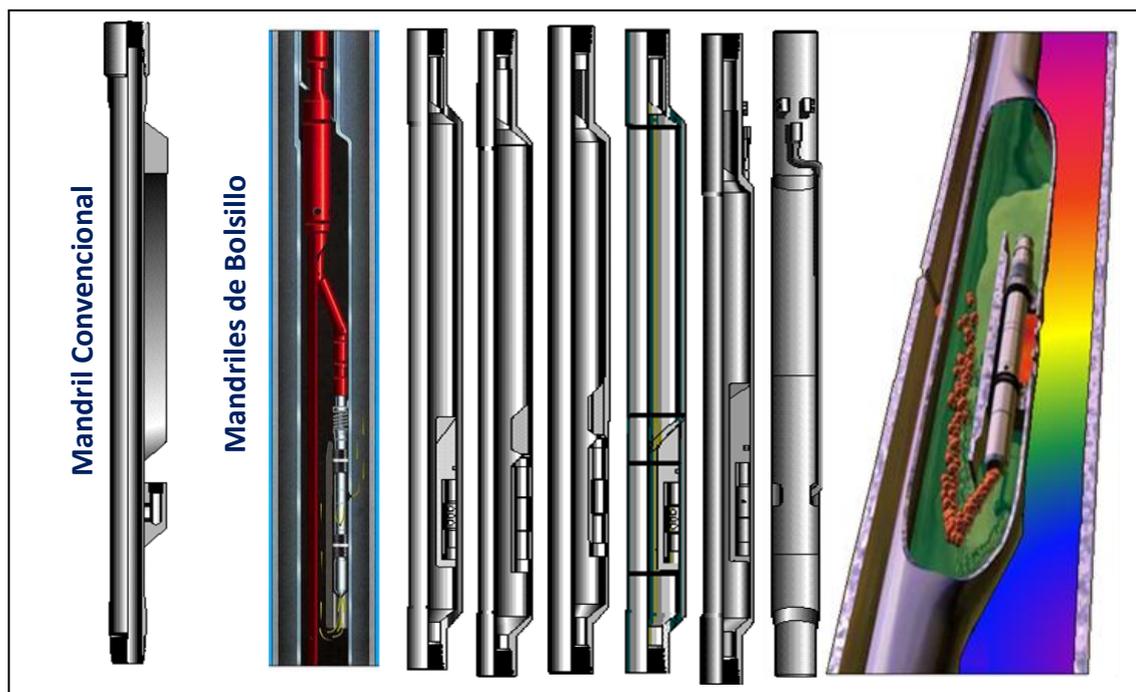


Figura 4.11.- Mandriles para la colocación de válvulas

El tamaño de los mandriles a utilizar dependerá del diámetro del aparejo de producción, los tamaños más usados son los de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2", así mismo los tamaños de válvulas más usadas son las de 1.0" y 1.5" (O.D) siendo estas últimas las más recomendadas para levantar altos gastos de producción. Dependiendo del tamaño de la válvula que el mandril es capaz de alojar, se clasifican en mandriles de la "Serie K" para válvulas de 1" y de la "Serie M" para las de 1 1/2". En el mercado encontramos las series MM y MMA de la compañía CAMCO de mayor utilización y la serie "G" con un diseño que mejora diversas características de los mandriles anteriores. Para ambos tipos de mandriles el resto de las características son muy similares:

- Rosca 8 hilos estándar en el extremo inferior.
- Cople de 2 7/8" 2 7/8" o 3 1/2" en el extremo superior.
- Cople soldado con orificio para permitir el paso de gas al interior del mandril.
- Protecciones para la válvula de inyección de gas.

Desde su fabricación, los mandriles de bolsillo deben estar sometidos a 2 pruebas a fin de que cumplan con las normas API, así como a un tratamiento térmico completo y una prueba hidrostática, debido a la tendencia de pozos más profundos en donde se manejan mayores presiones y ambientes más corrosivos.

Además, las válvulas cuentan con sellos especiales y los mandriles de bolsillo deben tener la facilidad para realizar la instalación y recuperación de estas válvulas. Esto es posible a través de ranura guía y mecanismos diseñados para facilitar su alineación. Una sección tubular dentro del mandril es algunas veces utilizado para causar un alineamiento forzado de la válvula.

Las válvulas utilizadas con mandriles de bolsillo tienen los mismos componentes básicos que las utilizadas con mandriles convencionales. Muchas de las partes son idénticas. Además de los componentes básicos, una válvula recuperable debe tener un candado que le permita fijarse dentro del bolsillo del mandril. La válvula debe tener también sellos que actúen entre la válvula y el bolsillo para evitar comunicación entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, en cualquier dirección.

4.2.3.2 Componentes instalados en la superficie

Planta de suministro de gas.- Esta planta tiene la función de suministrar el gas para bombeo neumático a una determinada presión. El gas de bombeo neumático es gas dulce (sin H₂S), y por lo general la planta suministra el gas a una presión intermedia. Los procesos de separación, deshidratación y endulzamiento del gas son incorporados con el fin de garantizar la calidad del gas en el sistema.

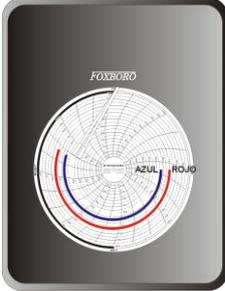
Sistemas de compresión del gas.- Se encarga de comprimir el gas proveniente de la plantas e incrementa la presión necesaria a un volumen determinado de gas para que este pueda proveer la presión de apertura requerida en las válvulas operantes, así como el volumen de gas requerido para levantar el aceite. de suministros de gas. La compresión puede ser del tipo centrífuga (turbina) o recíprocante (moto-compresor) y se considera uno de los elementos más importantes, tanto para el buen funcionamiento de las instalaciones. La presión de descarga, de la estación de compresión afecta directamente la operación de la válvula y es la primera consideración de diseño. La presión disponible, en la cabeza del pozo, establece la profundidad de inyección de gas con una determinada eficiencia de levantamiento.

Red de distribución de gas.- La red de distribución de gas es el componente más simple del sistema, ya que está formada por gasoductos (sistemas de tuberías) y múltiples de distribución (cabezales), que conducen y suministran el gas de bombeo neumático hasta las líneas de distribución para los pozos que operan con este sistema artificial. Sin embargo es uno de los componentes más costosos en inversión y mantenimiento.

Líneas de inyección de gas.- Es el sistema de tuberías que distribuye el gas entre los pozos de un campo a través de líneas interconectadas a la red de distribución de gas a alta presión.

Equipos de medición y el control de la inyección del gas.- Está formado por los registradores y reguladores de flujo, registradores y medidores de presión, válvulas de bloqueo, etc. (Tabla 4.8), estos componentes regulan el volumen y presión final de la inyección de gas.

Tabla 4.8.- Equipos de medición y control de la inyección de gas

Características de los equipo		
Regulador de flujo	El equipo para controlar el gasto de gas de inyección son válvulas normalmente de vástago y asiento que se utilizan para dosificar el gas de inyección para los pozos. También la instalación de un regulador de flujo en la línea de gas en el pozo y del múltiple (manifold) de gas permite un mayor control.	
Registrador de presión y de flujo	El registrador de presión posee elementos, resortes tipo "bourdon" que miden la presión de flujo y el registrador de flujo posee elementos, resortes y una cámara que mide la cantidad de gas que se inyecta al pozo por medio de registrar la caída o diferencial de presión a través de una placa de orificio colocada entre las bridas donde se instala el registrador. Ambos registradores están equipados con mecanismos de relojería que hacen girar un disco de cartulina graduado con escala lineal o de raíz cuadrada, donde se registran las presiones y diferencial de presión medidos. Para diferenciar los trazos se utilizan plumas cargadas con tinta de diferente color, por lo general son de color azul y rojo.	

4.2.4 Eficiencia del bombeo neumático

La eficiencia del sistema de bombeo neumático mide los barriles diarios de aceite que se producen por cada mil pies cúbicos de gas (MPCD) inyectado al pozo diariamente, otra manera de cuantificar la eficiencia es con el inverso del número anterior, es decir, midiendo los MPCD de gas utilizados para levantar un barril de aceite. El valor promedio para el sistema de bombeo neumático se utiliza como indicador de la eficiencia del sistema, un valor utilizado como referencia para estimar si un pozo consume mucho gas es 2000 PCD/barril, sin embargo se deben considerar los costos de compresión del gas, los ingresos netos obtenidos por la venta del aceite, la cantidad de agua producida, etc., ya que son parámetros que permiten establecer más acertadamente cuál es el volumen óptimo de gas que debe inyectarse por barril de aceite producido.

4.3 Bombeo electrocentrífugo

En la primera etapa de la explotación de un yacimiento, se cuenta con energía suficiente para producir los hidrocarburos desde el fondo del pozo hasta las instalaciones superficiales para su recolección, tratamiento y almacenamiento. A esta etapa de explotación en el pozo, se le conoce como flujo natural y conforme avanza la extracción, esta energía va disminuyendo paulatinamente, en función del ritmo de extracción y del tipo de empuje del yacimiento, hasta llegar un momento en que la energía ya no es suficiente para levantar los fluidos a la superficie.

Cuando esta situación se presenta entonces es necesario considerar nuevos métodos que proporcionen la energía adicional para continuar la explotación. El método más utilizado a nivel mundial es a través de la aplicación de un Sistema Artificial de Producción y su función consiste, como su nombre lo indica, en suministrar esa energía adicional para continuar con la vida productiva de los yacimientos. Sin embargo los requerimientos actuales en la explotación de campos maduros con condiciones severas, representan un reto económico y tecnológico al momento de elegir el sistema de levantamiento artificial más apropiado para las condiciones de un yacimiento.

En la actualidad el bombeo electrocentrífugo es uno de los sistemas más utilizados en la industria petrolera por ser eficiente y económico, además de permitir el manejo de altos gastos de producción. El sistema artificial consta de una bomba centrífuga de múltiples etapas con motor eléctrico que operan sumergidas en el fluido en el fondo del pozo, colgado en el extremo del aparejo de producción generalmente por arriba de la zona de los disparos.

La bomba centrífuga de múltiples etapas es accionada por un motor eléctrico, donde la energía es suministrada desde la superficie hasta el motor de fondo a la profundidad de colocación del equipo a través de un cable de potencia trifásico. La bomba está acoplada al eje del motor y cuenta con un impulsor fijo a este eje, que al girar el motor, proporciona energía cinética al fluido, mientras que un difusor que se encuentra estático dentro de la carcasa de la bomba proporciona energía potencial. Este movimiento permite que el fluido se desplace a través de las diversas etapas de la bomba y es enviado hacia la superficie. El sistema es operado desde un panel de control situado en superficie.

Las etapas de la bomba pueden ser de tipo radial o mixto, las de tipo radial están diseñadas para manejar bajo gasto y alta presión y las de tipo mixto alto gasto y baja presión. El tipo de etapa determina el volumen de fluido que maneja la bomba y el número de ellas determina el levantamiento total generado (TDH). Las bombas se construyen en un amplio rango de capacidades, para aplicaciones en diferentes tamaños de tuberías de revestimiento.

Entre las principales características del bombeo electrocentrífugo, están su capacidad de producir en un amplio rango de volúmenes de fluido desde grandes profundidades y trabajar bajo una amplia variedad de condiciones del pozo, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite y se distingue porque, su unidad de impulso o motor está directamente acoplada con la bomba en el fondo del pozo. El sistema opera sin empacador inferior de la tubería de producción y se ubica por lo general arriba de los disparos.

En el diseño del bombeo electrocentrífugo es importante determinar principalmente el tamaño y número de etapas que se requieren en la bomba, así como la potencia del motor, ya que resulta significativamente afectado por la presencia de gas libre en el fluido que se bombea.

Además se debe de considerar aquellos factores y características que afectan su funcionamiento y eficiencia tales como: alta relación gas-aceite, altas temperaturas, presencia de sólidos y finos de la formación en los fluidos producidos, así como medio ambiente de operación agresivo.

Durante la última década, la identificación de los factores más importantes que contribuyen a los problemas de operación del bombeo electrocentrífugo cuando opera en condiciones agresivas a permitido realizar mejoras importantes en el sistema con la incorporación de elementos, materiales y equipos de mayor resistencia capaces de soportar altas temperaturas y ambientes agresivos, además los cálculos de las caídas de presión consideran que el volumen y las propiedades físicas de los fluidos, varían constantemente en el interior de la bomba y el aparejo de producción. Esto se traduce en una importante reducción las dimensiones del motor y de la bomba, así como el incremento de la eficiencia y rendimiento total del sistema, al determinar con mayor certeza la presión de succión, de descargay capacidad volumétrica de la bomba para obtener en la superficie el gasto de líquido deseado con la presión en la cabeza del pozo requerida.

Por la versatilidad de la operación de este sistema, y los adelantos tecnológicos, se añadieron partes importantes al equipo como son los sensores de fondo, que pueden estar mandando a tiempo real la información hasta un computador en superficie y diagnosticar la operación tanto del equipo como del pozo.

La ventaja de este sistema con respecto a los demás, es que el equipo de bombeo electrocentrífugo disminuye al mínimo la presión de abandono de los pozos, siendo así un sistema de recuperación rápida, agotando al máximo el potencial del pozo, además es seguro y limpio y se recomienda su instalación en zonas urbanas y en plataformas. Sin embargo para es importante diseñar el equipo adecuadamente para cada aplicación específica, ya que dependiendo de las características del crudo, gastos de producción esperados o de las condiciones del aparejo de producción, será el equipo a instalar.

El bombeo electrocentrífugo a diferencia de los demás sistemas artificiales de producción, requiere de un continuo monitoreo a fin de realizar acciones de optimización del proceso y hacer trabajos oportunos que permitan corregir, reducir o eliminar las fallas detectadas en el sistema. El personal que opera este sistema debe estar capacitado y tener conocimientos especializados para resolver los problemas que se presentan con el fin de reducir los costos de operación y mantenimiento, así como el impacto en la producción que representa las fallas del equipo, por ello se requiere de un análisis del sistema integral de producción para maximizar la producción de aceite y disminuir la frecuencia de los problemas del equipo.

4.3.1 Origen y evolución del sistema electrocentrífugo

En el ruso Armais Arutunnoff invento y desarrollo el primer motor eléctrico sumergible (**Figura 4.12**). En 1911 fundó la compañía **RussianElectrical Dynamo of Arutunnoff**, por sus siglas**REDA**sigue siendo conocida a nivel mundial.Originalmente este sistema se hizo para pozos de agua y posteriormente fue adaptado para pozos petroleros. Para adquirir fondos para el desarrollo de sus ideasArutunnoff primero emigro a Alemania en 1919 y finalmente se estableció en 1923 en Estados Unidos, para 1926 se publicó la patente como bombeo eléctrico sumergible cubriendo las principales características de un nuevo sistema artificial de producción. La primera instalación del equipo de bombeo electrocentrífugo se realizó en 1926 en el Campo de aceite llamado El Dorado cerca de Kansas, U.S.A. Para 1928 se trasladó a Tulsa, Oklahoma, donde comenzó la manufacturación de equipo que más tarde se convertiría en la compañía REDA PUMP.

La compañía REDA se fusionó con Thompson, Ramo & Woolridge en 1969, posteriormente REDA fue adquirida en su totalidad por TRW en 1988 convirtiéndose en una división de CAMCO INC. Para finales de 1990 la compañía es adquirida por Schlumberger y comienza un programa agresivo para la implementar equipos de bombeo electrocentrífugo en los pozos como parte de las estrategias para incrementar la producción en la industria. En la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la aceptación y el éxito que ha tenido la aplicación en los campos de México.

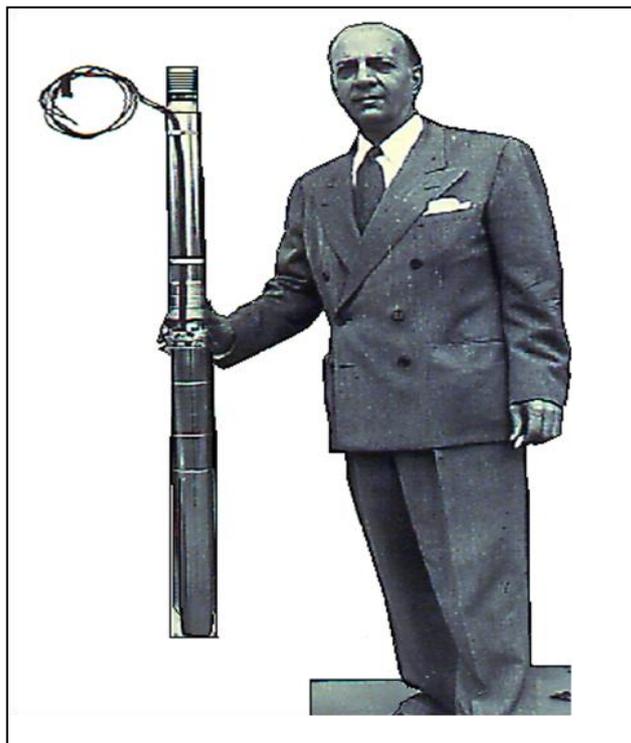


Figura 4.12.- Armais Arutunoff inventor del primer motor eléctrico sumergible

4.3.2 Componentes del sistema de bombeo electrocentrífugo

En la aplicación del sistema artificial de producción de bombeo electrocentrífugo como se muestra en la **Figura 4.13**, se requiere de la instalación de un conjunto de equipos tanto en superficie como en el aparejo de producción, por lo que los componentes se dividen en dos partes principales:

- 1) Componentes instalados en la tubería de producción.
 - Bomba centrífuga multietapas.
 - Protector del motor.
 - Separador de gas o Intake.
 - Cable eléctrico de potencia.
 - Motor sumergible.
- 2) Componentes instalados en la superficie.
 - Fuente de energía o generador.
 - Transformador (reductor, acoplador y elevador).
 - Controlador del motor o variador de velocidad (VSD o Switchboard).
 - Tablero de control
 - Caja de venteo.

A demás el bombeo electrocentrífugo incluye una variedad de accesorios para complementar estos elementos y asegurar las condiciones de operación requeridas con la mayor eficiencia del sistema artificial de producción. Estos accesorios son:

- Flejes de cable.
- Extensión de la mufa.
- Válvula de drene.
- Válvula de contrapresión.
- Centradores.
- Sensor de presión y temperatura de fondo.
- Dispositivos electrónicos para control del motor.
- Controlador de velocidad variable.
- Guía del motor.

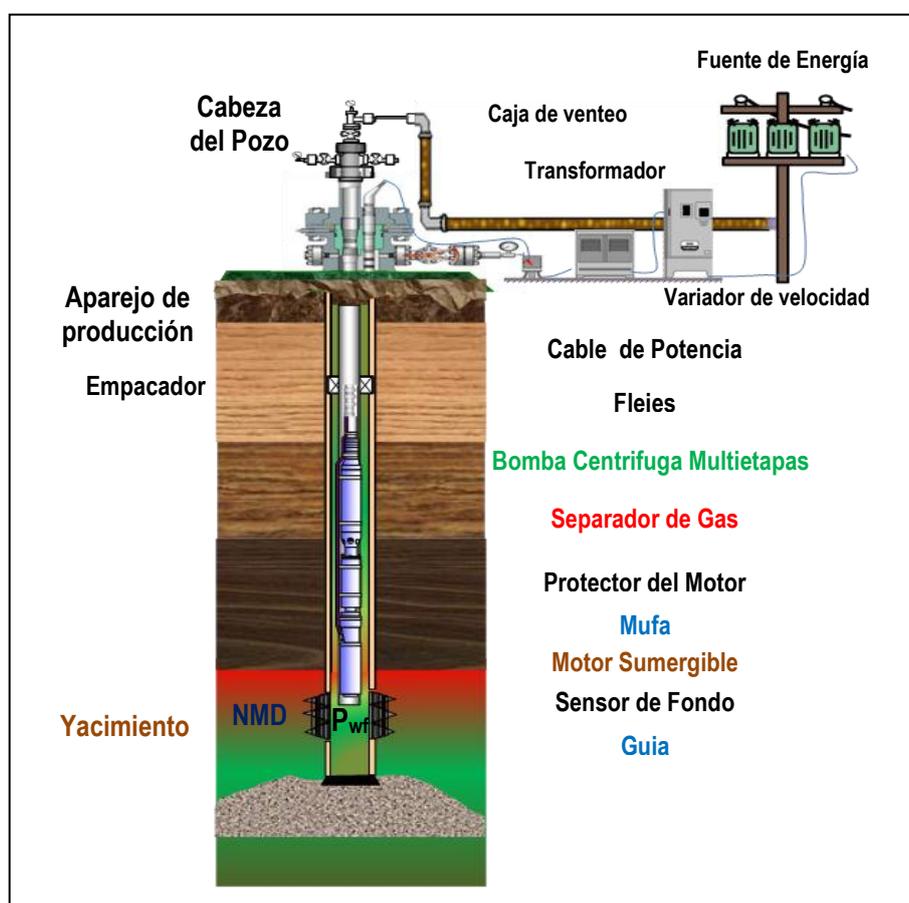


Figura 4.13.- Bombeo electrocentrífugo

Al momento de instalar el equipo de bombeo electrocentrífugo, se pueden realizar combinaciones de los componentes o ciertas modificaciones para satisfacer las diversas necesidades de operación. Una aplicación típica, usa una bomba centrífuga multietapas colgada al extremo de tubería de producción y suspendida en el pozo. A bajo de la bomba, existe una sección de entrada que permite el ingreso del fluido del pozo y una separación de gas, de ser necesario. En la parte inferior de la entrada de fluido existe una sección de sello que se llama protector, la cual se encarga de aislar el fluido del motor, posteriormente se encuentra el motor eléctrico sumergible que provee la potencia necesaria para mover la bomba y finalmente en la parte más baja se encuentran colocados el sensor y guía del aparato de producción.

En la instalación típica, la succión de la bomba se deja por encima del nivel medio de los disparos, de tal forma que el motor se encuentra sumergido en el fluido producido por el yacimiento permitiendo que el calor generado se disipe por la superficie externa del motor.

Una ligera variación en el sistema convencional es colocar la descarga de la bomba en la parte inferior e inyectar el fluido a alta presión al yacimiento, el fluido de inyección puede ingresar por el espacio anular o también por la tubería de producción o en ambas. Si el fluido de inyección ingresa a través de la tubería, un niple perforado por encima de la unidad permitirá que el fluido sea admitido dentro del espacio anular justo arriba del motor. Esta variación permite producir e inyectar al mismo tiempo en diferentes capas con la colocación de empacadores para aislar las zonas. Puede ser utilizado como un sistema para recuperación secundaria por ejemplo al producir en un intervalo, separar el agua y el aceite en el fondo, enviando el aceite a la superficie y el agua reinyectarla a otro intervalo en un nivel más alto o más bajo, dependiendo de la estructura geológica donde se requiera inyectar.

Actualmente existe la posibilidad de aplicar el sistema BEC con cable de acero o tubería flexible, esto permite instalar la unidad sin la necesidad de un equipo de reparación, permitiendo una rápida instalación. La aplicación de este sistema es útil en áreas donde el acceso es difícil y en pozos someros con bajos gastos de producción.

Una variación de la aplicación estándar es utilizar una camisa externa al equipo, la cual cuelga desde el separador de gas hacia abajo. La finalidad de la camisa es forzar al fluido a mojar la superficie exterior de la carcasa del motor para remover el calor generado, antes de que el fluido ingrese a la bomba. Esto es benéfico en las aplicaciones con gastos de producción muy bajos o cuando la tubería de revestimiento es de un diámetro grande con respecto al equipo, aumentando la velocidad del fluido a través del motor. También es utilizado cuando el sistema está instalado por debajo de la zona disparada. Existe una velocidad mínima de flujo para generar un adecuado enfriamiento del motor la cual es de 1 pie/seg.

4.3.2.1 Componentes instalados en la tubería de producción

Bomba centrífuga multietapas

Una bomba es un dispositivo que transforma la energía mecánica que suministra un motor eléctrico en energía potencial que es transferida a un fluido en forma de presión, posición o velocidad. El fluido que puede manejar en esencia una bomba es 100% líquido, sin embargo se han realizado mejoras a algunos tipos de bombas para manejar líquidos con pequeñas cantidades de gas libre o líquidos con alta viscosidad. Las bombas pueden ser del tipo:

- A) **Centrífugas.**-Este tipo de bombas utilizan la fuerza centrífuga de los impulsores para incrementar la velocidad del líquido, descargándolo en una caja espiral o alabes direccionales estacionarios que se expanden progresivamente, de tal forma que la velocidad del líquido se reduce en forma gradual y parte de la energía de velocidad del líquido se convierte en presión
- B) **Rotatorias.**-Este tipo de bombas generalmente son unidades de desplazamiento positivo que consisten de una caja fija que contiene engranes, aspas, pistones, levas, segmentos, tornillos, etc., que operan con un claro mínimo. En lugar de "impulsar" el líquido como en una bomba centrífuga; una bomba rotatoria lo atrapa y lo empuja contra la caja fija en forma muy similar a como lo hace el pistón de una bomba recíproca, pero, a diferencia de una bomba de pistón, la bomba rotatoria descarga un flujo continuo.

C) **Reciprocante.**-Las bombas reciprocantes son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento de un pistón o émbolo a través de la distancia de carrera. Sin embargo, no todo el líquido llega necesariamente al tubo de descarga debido a escapes o arreglo de pasos de alivio que puedan evitarlo.

Una bomba centrífuga multietapas es el corazón del sistema de bombeo electrocentrífugo y se construyen en diferentes diámetros dependiendo del espacio disponible en el pozo y para diversos rangos de capacidad de producción a diferentes condiciones de operación. Son resistentes al nitrógeno, a la corrosión y abrasión para mantener la máxima resistencia y proporcionar un desarrollo óptimo.

Existen diferentes diseños para aplicaciones particulares y cada uno tiene sus propias ventajas, desventajas y limitaciones. La bomba centrífuga multietapas está compuesta de un impulsor giratorio dinámico y un difusor estacionario para cada etapa como se muestra en la **Figura 4.14**, el impulsor se encuentra fijo al eje y gira con este para proporcionar energía cinética al fluido y el difusor se encuentra estático dentro de la carcasa de la bomba para cambiar la energía cinética en energía potencial generando un desplazamiento del fluido. El tipo o geometría de la etapa determina el volumen de fluido que la bomba puede manejar, mientras que el número de etapas de la bomba determina la carga total generada y la potencia requerida.

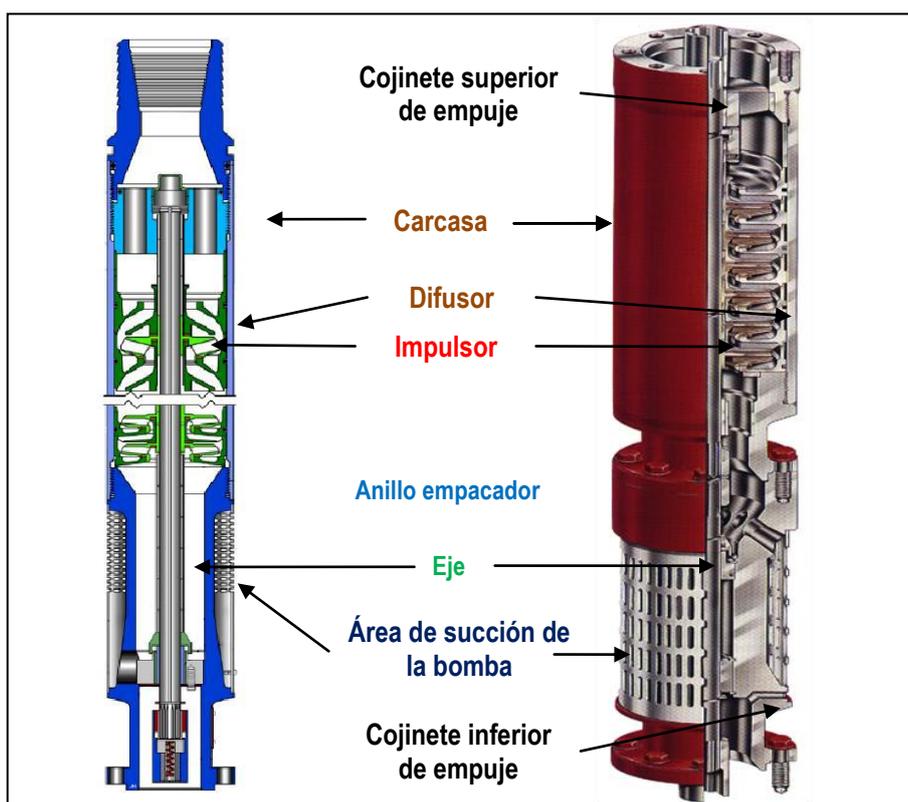


Figura 4.14.- Bomba centrífuga multietapas con succión estándar

Se superponen varias etapas para obtener la altura de columna deseada, la bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado, el cambio de presión-energía se lleva a cabo mientras el líquido bombeado rodea el impulsor. A medida que el impulsor rota, imparte un movimiento rotatorio al fluido el cual se divide en dos componentes, uno de estos movimientos es radial hacia fuera del centro del impulsor y es causado por una fuerza centrífuga. El otro movimiento va en la dirección tangencial al diámetro externo del impulsor. La resultante de estos dos componentes es la dirección de flujo.

La función del difusor es convertir la energía de alta velocidad y baja presión, en energía de baja velocidad y alta presión. Las bombas centrífugas se pueden clasificar en dos categorías generales de acuerdo al diseño de sus impulsores:

- A) Flujo radial.- El impulsor descarga la mayor parte del fluido en una dirección radial en forma perpendicular con respecto al eje. Son por lo general bombas de bajo gasto de producción, en la **Figura 4.15** se muestra la configuración de este tipo de etapa. Cuando las bombas alcanzan flujos de diseño del orden de aproximadamente 1,900 BPD (300 m³/d) en las bombas serie 400.
- B) Flujo mixto.- El impulsor de este tipo de diseño le imparte una dirección al fluido que contiene una componente axial considerable, a la vez que mantiene una dirección radial., por lo general son bombas de altos gastos de producción del orden de 3,500 BPD (550 m³/d) en bombas de mayor diámetro a la serie 400, en la xx muestra esta configuración.

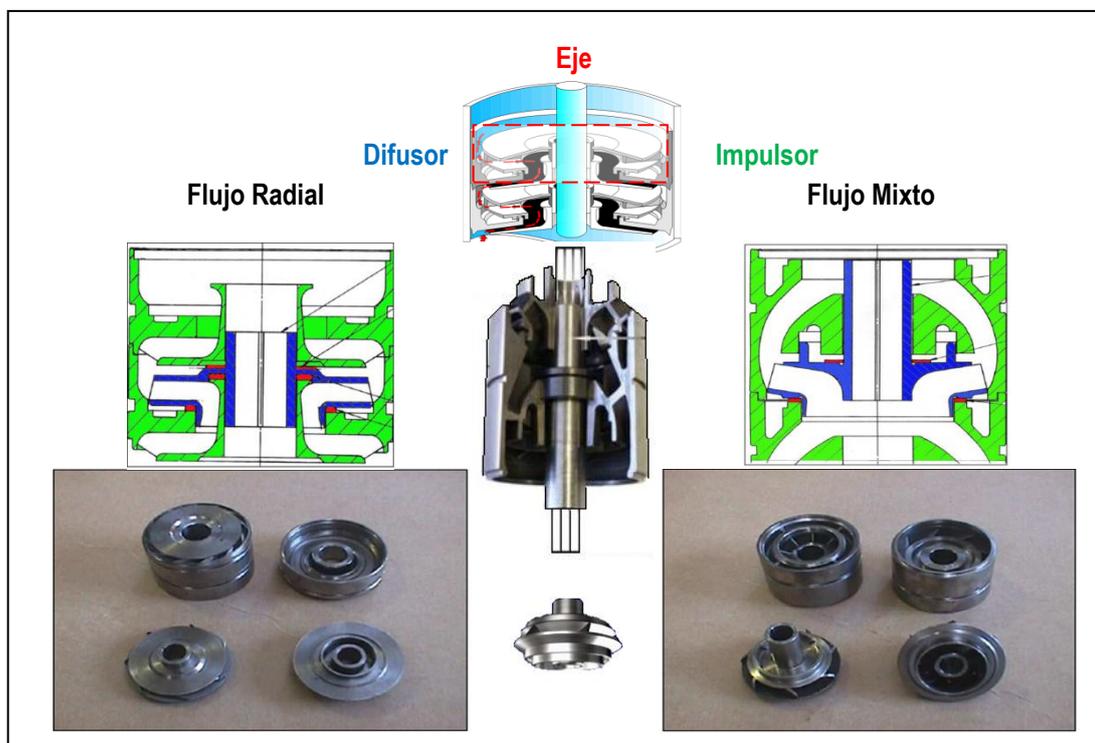


Figura 4.15.- Clasificación de una bomba centrífuga de acuerdo al flujo

En pocas palabras, las funciones que realiza la unidad de bombeo es incrementar la presión a los fluidos desde el fondo del pozo en forma de energía cinética independientemente de las características del fluido, para que este llegue a la superficie. Si se aplica la misma velocidad (RPM) se levantará la misma altura de fluido, lo único que cambiará será la presión desarrollada, las etapas se designan de acuerdo al gasto correspondiente al punto de máxima eficiencia (BEP) en barriles por día a 60 Hz y a la presión requerida. Por ejemplo, la etapa DN1800 está diseñada para producir 1800 bpd en su punto de máxima eficiencia a 60 Hz.

La construcción de la bomba dependerá de la forma en que se maneja el empuje generado al fluido, para esto se tienen tres tipos básicos:

- 1) **Construcción flotante "FL".**- Cada impulsor tiene libertad para moverse axialmente a lo largo de la flecha esto es hacia arriba o abajo en el eje, se puede decir que "flota" en el eje y pueden descansar en empuje ascendente o descendente en cojinetes, cuando están en operación, estos empujes los absorbe un cojinete en la sección sellante.

- 2) **Construcción tipo compresión.**- Cada impulsor está fijo al eje de forma rígida de modo que no puede moverse sin movimiento del eje. Todos los impulsores son comprimidos en conjunto conformando un solo cuerpo rígido, de tal que si un impulsor trata de moverse hacia arriba o hacia abajo, este tratará de mover también al eje y al conjunto de todos los impulsores con él. El empuje desarrollado por los impulsores lo amortigua un cojinete en la sección sellante, este empuje dependerá del diseño hidráulico y mecánico, además del punto de operación de la bomba, por ejemplo cuando una bomba opera al gasto superior de su diseño produce empuje ascendente excesivo y por el contrario, cuando opera a un gasto inferior produce empuje descendente.
- 3) **Tipo "BFL".**- Construcción con los impulsores inferiores tipo flotante e impulsores superiores son del tipo compresión. Este es un diseño especial para eliminar todo el empuje descendente transmitido al protector.

Cuando se acoplan las bombas en la carcasa o housing durante la instalación cada impulsor estará asentado sobre su difusor inferior debido a la gravedad. Existe cierto espacio libre o juego entre el extremo inferior del eje y la placa metálica interna del cople, por lo que el eje puede deslizarse hacia abajo permitiendo que los impulsores trabajen asentados directamente sobre las arandelas de empuje inferior, si están presentes directamente sobre el difusor como se muestra en la **Figura 4.16**.

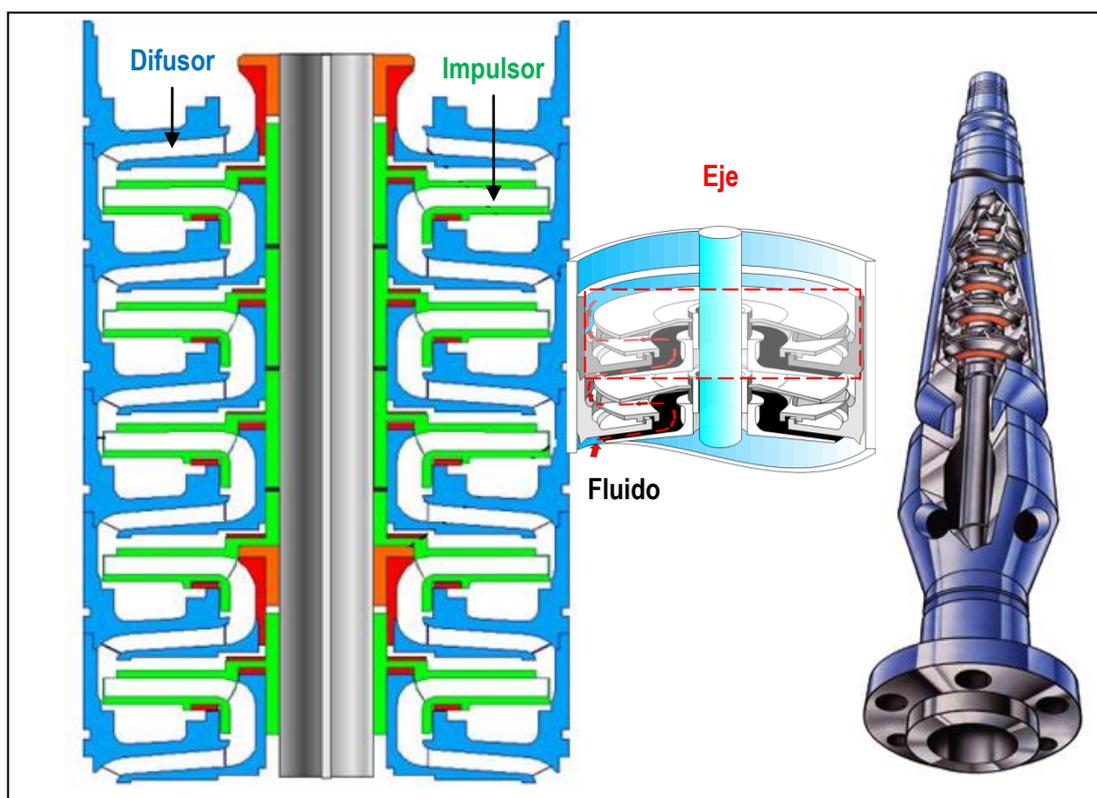


Figura 4.16.- Diagrama de instalación del difusor e impulsor en la bomba centrífuga

Cuando se instalan bombas de tipo compresión es necesario realizar un proceso de calibración de la posición del eje conocido como procedimiento de espaciado de campo, mediante el cual se instalan láminas metálicas (shims) en los coples entre bomba-bomba y bomba-separador de gas, para garantizar que en todos los casos el empuje sea transmitido al cojinete de carga del protector, la holgura o levantamiento requerido para cada tipo de bomba varía entre 1/16" y 1/64" y debe ser definido para el tipo específico de la bomba.

Las bombas se fabrican de diferentes materiales de acuerdo a los requerimientos del pozo y del operador. Ejemplo “AR” significa Abrasion Resistant o resistentes a la arena. Para aplicaciones en pozos con fluidos muy abrasivos o corrosivos se dispone de sistemas especiales que incluyen metalurgia y revestimientos especiales que proveen resistencia adicional en este tipo de ambientes reduciendo considerablemente las cargas de impacto y la posibilidad de daños en los cojinetes.

En resumen una bomba centrífuga convierte la energía mecánica disponible del movimiento del eje en energía hidráulica en el seno del líquido que está siendo bombeado, esta energía se presenta como energía de velocidad, energía de presión o en ambas formas.

La curva de operación de una bomba muestra la altura producida por etapa (ft), la potencia requerida (Hp) y la eficiencia hidráulica (%) vs gasto, además indica un rango óptimo de operación recomendado por el fabricante (zona sombreada o resaltada en color amarillo) e incluye información respecto al diámetro nominal de la bomba, diámetro mínimo de tubería de revestimiento en que puede introducirse la bomba, tipo y número de serie como se muestra en la **Figura 4.17**. Dichas curvas han sido determinadas en pruebas de laboratorio tomando “agua” como fluido a bombear. Si la bomba opera con un gasto muy a la derecha de la zona recomendada, se tienen un empuje hacia arriba y si opera con un gasto muy a la izquierda, se tiene un empuje hacia abajo. Cuando se opera en estas zonas el equipo puede sufrir desgaste en los impulsores y difusores.

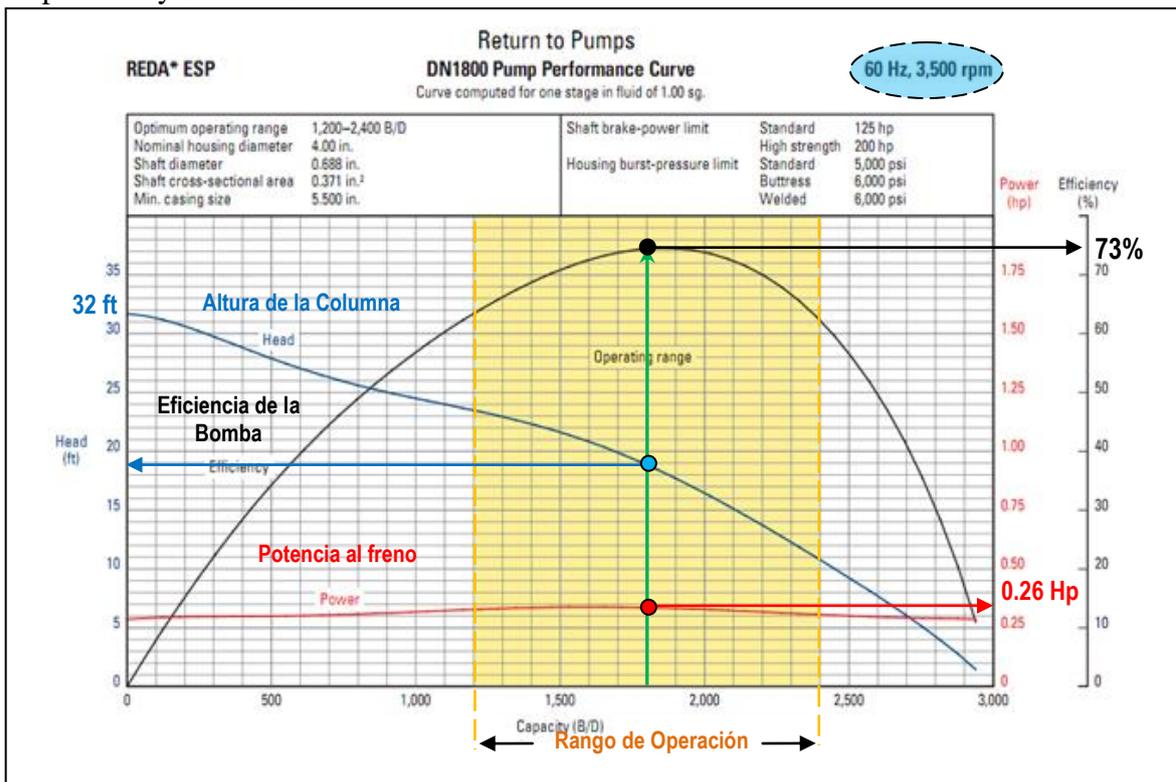


Figura 4.17.- Curva de operación característica para una etapa de bomba

La curva de Altura de columna es trazada utilizando los datos de operación reales. Como puede observarse, cuando la capacidad para el manejo de aumenta, la altura de columna total (o presión) que la bomba es capaz de desarrollar se reduce. Generalmente, la columna más alta que una bomba puede desarrollar, se desarrolla en un punto en que no hay flujo a través de la bomba; esto es, cuando la válvula de descarga está completamente cerrada.

La curva de Potencia al Freno (BHP) se traza con base en los datos de la prueba de desempeño real. Esta es la potencia real requerida por la bomba centrífuga, tomando como base los mismos factores constantes que se mencionaron anteriormente, para entregar el requerimiento hidráulico.

Rango de Operación: Este es el rango en el cual la bomba opera con mayor eficiencia. Si la bomba se opera a la izquierda del rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje descendente (downthrust). Si la bomba se opera a la derecha del rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente (upthrust).

En una curva de operación típica de una bomba se puede apreciar el comportamiento de la eficiencia de la bomba, la potencia requerida y el rango óptimo de operación en función del gasto de descarga, la cual depende de la velocidad de rotación, tamaño del impulsor, diseño del impulsor, número de etapas, la cabeza o columna dinámica en contra en la cual una bomba debe operar y las propiedades físicas del fluido a bombear. La forma de utilizar las gráficas de curvas, se tiene que de acuerdo al ciclaje (Hz) de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas verificando que su número de serie o diámetro externo, sea tal que puedan introducirse en la tubería de revestimiento existente en el pozo; de este grupo se selecciona una que maneje mayor eficiencia al gasto deseado a las condiciones de profundidad de colocación de la bomba.

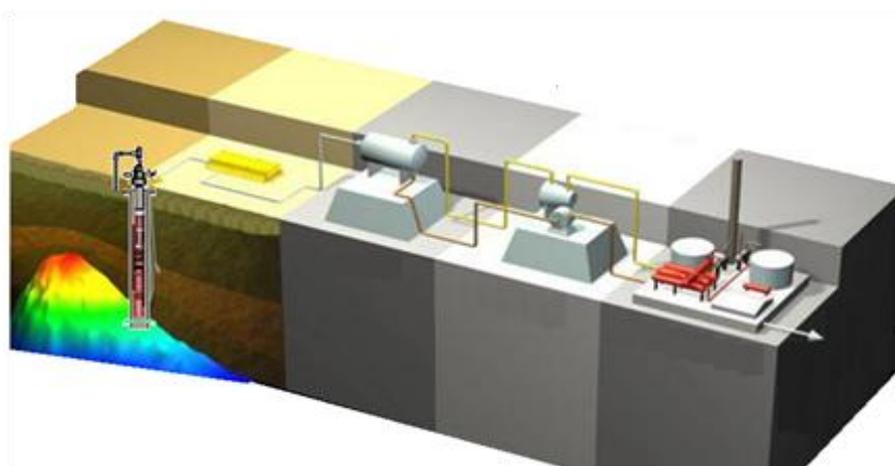
La curva de operación indica la relación entre la altura de columna desarrollada por la bomba y el gasto que circula a través de esta. Cada etapa provee una altura de levantamiento de fluido por ejemplo, para producir 2500 barriles tenemos una carga dinámica de 3200 pies y la bomba seleccionada levanta 30 pies por etapa, el número total de etapas requeridas es $3200 \text{ pies} / 32 \text{ pies/etapa} = 100 \text{ etapas}$.

Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical, hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga de tal forma que se hagan las lecturas en las escalas correspondientes. En gráfica de la **Figura 4.17** se muestra la altura de la columna o levantamiento en pies con una línea de color azul, la curva de color rojo indica la potencia que necesita la bomba para un gasto de producción, así como la curva de color negro que indica la eficiencia de la bomba para una bomba de serie 400 y 1 etapa.

Con el fin de evitar los empujes axiales, la bomba debe operar dentro de un rango de capacidad recomendado, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y generalmente va del 75% al 125% del punto de mayor eficiencia de la bomba

CAPÍTULO 5

OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES



5. OPTIMIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES

5.1 Instalaciones Superficiales

La necesidad de mantener y/o restablecer, así como de incrementar la vida productiva de los campos petroleros, ha sido una prioridad de los ingenieros de producción en el desarrollo de su vida profesional, convirtiéndose en uno de los objetivos fundamentales de las estrategias de explotación de PEP.

El desarrollo de un campo petrolero considera aspectos importantes tales como: la determinación de las reservas a explotar, el número y tipo de pozos a perforar, el tipo de terminaciones y los *requerimientos de infraestructura para la recolección, procesamiento, transporte y distribución de los fluidos*, adicionalmente se debe establecer lineamientos de explotación para maximizar la recuperación de hidrocarburos obtenidos a través del tiempo, simulando escenarios de que permitan la continua explotación de los yacimiento.

Los escenarios estudiados con mayor frecuencia son la inyección de gas y/o agua para el mantenimiento de presión, la aplicación e implementación de sistemas artificiales de producción, el análisis de pozos que permiten la identificación de nuevos intervalos de explotación y la *red de manejo y transporte de los hidrocarburos*. El estudio técnico de Optimización del Sistema Integral de Producción permite analizar las variables más importantes desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales y proporcionar alternativas que ayuden a incrementar el volumen de recuperación de hidrocarburo.

Uno de los objetivos de este capítulo es describir los procesos de manejo, tratamiento y acondicionamiento, transporte y distribución de los hidrocarburos, desde el yacimiento hasta los puntos de medición y distribución en las plantas de refinación, petroquímicas y terminales de almacenamiento y exportación, así como simular el comportamiento de los fluidos en las instalaciones superficiales para su optimización.

En el flujo de fluidos del yacimiento a la superficie puede estar presente en una o dos fases (líquida o gaseosa) a presión y temperatura de flujo, la mezcla multicomponente está compuesta por hidrocarburos y no hidrocarburos tal como: aceite, gas y agua, sólidos orgánicos e inorgánicos (asfáltenos, parafinas, ceras y arenas), CO_2 y H_2S .

El fluido cuando se encuentran en una sola fase en el yacimiento y fluye hacia las instalaciones superficiales, experimenta caídas continuas de presión y temperatura en las restricciones que se tienen durante su trayecto, como consecuencia la mezcla experimenta alteraciones en sus características fisicoquímicas (densidad, viscosidad, presión de vapor, etc), simultáneamente la caída de presión provoca liberación de gas de la mezcla y/o condensación, los patrones de flujo de la mezcla cambia de líquido a burbuja, a niebla y a gas libre. El gas transporta gotas de líquido y el líquido transporta burbujas de gas, dando lugar al flujo en dos fases. Los yacimientos de hidrocarburos que aportan la mayor producción nacional de aceite crudo están asociados con la producción de altos volúmenes de gas en cual se caracteriza en general por ser amargo, húmedo y rico en licuables.

Al fluido producido en la cabeza del pozo se le denomina corriente de producción, el cual contiene impurezas, sólidos en suspensión y otros contaminantes, adicionalmente se presentan problemas en la recolección, transporte y almacenamiento al tener dos fluidos de características y comportamientos distintos, por lo que se requiere de la separación física de estas fases en baterías de separación, esta separación es una operación básica dentro del área de producción de hidrocarburos, la cual requiere especial atención para obtener una separación óptima y mayor recuperación de hidrocarburos, ya que involucra un gran número de factores.

Actualmente la urgente necesidad de mejorar el proceso de separación y reducir los problemas operacionales en el proceso de producción, es indispensable realizar estudios técnicos integrales en el manejo, tratamiento, procesamiento y acondicionamiento los hidrocarburos en la superficie, para obtener corrientes de aceite y gas con la calidad requerida y dentro de las especificaciones demandadas para su almacenamiento y distribución en las plantas de refinación, puntos de venta y/o comercialización.

Por otro lado, el agua y el gas son tratados con procesos muy específicos que permiten extraer ciertos componentes y finalmente cumplir con las normativas y regulaciones ambientales para inyectarlos al yacimiento o al igual que los sólidos debe ser tratado para cualquier otra disposición final.

La selección de las condiciones de operación del equipo de separación requerido en la producción de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los objetivos establecidos. Generalmente estos se orientan a incrementar la producción de los pozos, obtener los mínimos requerimientos por compresión del gas, maximizar la recuperación de hidrocarburos líquidos y conseguir la estabilización del aceite y gas.

En la **Figura 5.1** se muestra un esquema general de las instalaciones de producción en donde se observan los procesos de producción, recolección, tratamiento y acondicionamiento del aceite y gas para su transporte, almacenamiento y distribución.

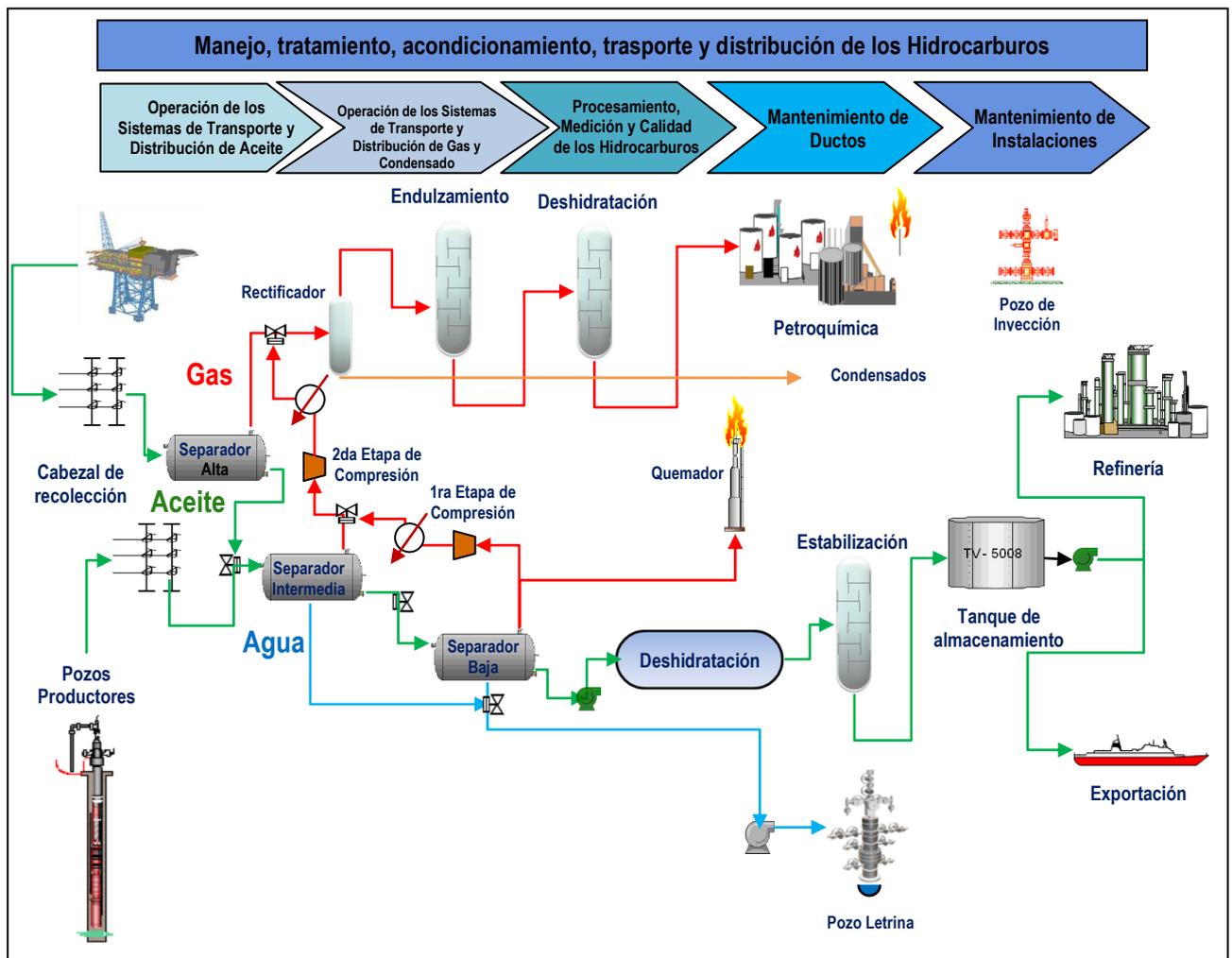


Figura 5.1.- Procesos principales de producción

Los procesos incluyen la recolección y la separación de las fases aceite, agua, gas y sólidos los cuales permiten tratar las corrientes de producción dentro de un esquema de rentabilidad económica y bajo condiciones seguras durante el acondicionamiento y transporte a través oleoductos y gasoductos hasta los tanques de almacenamiento y/o plantas de procesamiento.

5.1.1 Características y especificaciones de los hidrocarburos

El objetivo principal de la industria petrolera es la explotación, producción y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados dentro de especificaciones y normas establecidas para su venta, las propiedades físicas y químicas que sirven para clasificar a las mezclas que se realizan con los crudos producidos en los diferentes campos petroleros, son: presión de vapor, presión de vapor Reid (PVR), salinidad, contenido de agua y sedimentos, contenido de azufre y la densidad relativa; ésta es la más utilizada y se acostumbra medir en la industria petrolera en °API. En la **Tabla 5.1** y **Tabla 5.2** se muestra las características principales y especificaciones de las mezclas de crudo en México respectivamente.

Tabla 5.1.- Características de los crudos producidos

Características	Maya	Istmo	Olmeca
° API	21-22	32-33	38-39
Viscosidad (SSU* 100 °F)	320	60	38
Agua y sedimentos (% Vol)	0.5	0.5	0.5
Azufre (% Peso)	3.4-3.6	1.55-1.8	0.73-0.95
Presión de Vapor Reid (lb/pg ²)	6.0	6.0	6.2
Punto de escurrimiento (°F)	-25	-35	-55
Sal (lb/1000 Bls)	50	50	50

Tabla 5.2.- Especificaciones de calidad de los crudos producidos

Características	Maya	Istmo	Olmeca
° API	21-22	32-33	38-39
Azufre (% Peso)	3.3	1.3	0.8
Agua y sedimentos (% Vol)	0.5	0.5	0.5

*Segundos Saybolt Universal

El objetivo principal es maximizar su valor económico y generar los crudos contractuales que se exportan o que se venden al mercado nacional e internacional, con el fin las cumplir las especificaciones establecidas es necesario que la producción de hidrocarburos pase por diferentes procesos en las instalaciones superficiales los cuales se dividen en:

1. Separación, tratamiento y acondicionamiento del aceite
 - Separación.
 - Estabilización
 - Endulzamiento.
 - Deshidratación.
 - Desalado.
 - Bombeo.

2. Separación, tratamiento y acondicionamiento del gas
 - Separación.
 - Endulzamiento.
 - Deshidratación.
 - Compresión.

Las principales funciones de las instalaciones superficiales de producción son:

- Manejar las corrientes de fluidos obtenidas de los pozos productores.
- Separar el gas y el agua del aceite.
- Estabilizar el aceite.
- Separar el agua emulsionada y sólidos en el aceite cuando es necesario.
- Tratar el aceite para deshidratar, desalar y remover el H_2S .
- Tratar el gas para remover el agua y contaminantes que contiene (CO_2 y H_2S).
- Mezclado y/o almacenamiento.
- Interconexión para el control y monitoreo de la producción.
- Medición de la producción.
- Bombeo del aceite para enviarlo a puntos de venta o plantas de refinación.
- Compresión del gas para enviarlo a plantas petroquímicas o para el consumo interno.
- Tratar el agua producida para su reinyección a pozos letrina ó pozos para recuperación secundaria.
- Proveer gas lift para sistemas de BN.

5.2 Separadores

El término separador es aplicado a una gran variedad de equipos usados para separar mezclas de dos o más fases que provienen directamente de los pozos. Estas mezclas pueden estar formadas por: una fase vapor y una líquida; una fase vapor y una sólida; dos fases líquidas inmiscibles (aceite/agua); una fase vapor y dos líquidas o alguna otra combinación de las anteriores. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente. El diseño apropiado de los separadores es de suma importancia, debido a que estos tipos de recipientes son normalmente los equipos iniciales en muchos procesos. Un diseño inadecuado puede crear un cuello de botella que reduzca la capacidad de producción de la instalación completa.

5.2.1 Separación de mezclas de hidrocarburos

Los principios básicos, leyes físicas y accesorios utilizados para separar el gas del líquido son la gravedad, las fuerzas centrífugas, el efecto de deflectores y platos perforados o mallas. Otro efecto aprovechado para separar el líquido del gas, es el efecto de mojamiento, el cual consiste en la propiedad que poseen las pequeñas gotas del líquido de adherirse a deflectores y platos por adhesión y capilaridad. También, las caídas de presión a través de pequeños orificios de coladores ocasionan que el líquido caiga.

Los separadores son construidos de tal forma que el fluido entre y se produzca un movimiento rotacional y centrífugo que ocasiona que el líquido choque con las paredes del recipiente y caiga por gravedad. A medida que el líquido cae, choca con los deflectores y platos, produciéndose por agitación separaciones interiores. El gas sale por el tope y el líquido por el fondo. El nivel de líquido del separador es controlado por una válvula flotante y una válvula tipo “back pressure” a la salida del separador, controlando la presión de salida del mismo. Los factores que afectan el proceso de separación son: la presión de operación de un separador la cual depende tanto de la presión de fondo fluyendo, como de la relativa cantidad de gas natural presente en la fase líquida.

Retomando los conceptos básicos del capítulo 1, del diagrama de fases de un sistema multicomponente, un cambio en la presión, afecta la densidad del gas y del líquido, como consecuencia, la velocidad de los fluidos y el volumen actual de la mezcla son afectados. El efecto neto de un incremento en la presión, es un incremento en la capacidad de gas del separador. Además, la temperatura afecta la capacidad del separador, solamente si afecta el volumen actual de la mezcla, la densidad del gas y del líquido, por lo que el efecto neto en el incremento de la temperatura, es la disminución en la capacidad de separación. Debido a esto, los controles de temperatura involucran sistemas de enfriamiento, los cuales generalmente van acompañados de intercambiadores de calor y torres de enfriamiento.

Para una mezcla de hidrocarburos es importante conocer y estudiar los cambios de presión y temperatura que se producen a través de las líneas de transporte, ya que como consecuencia, se presenta vaporización de líquido y condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases. En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos a los compresores y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables, reduciendo la eficiencia de estos.

Adicionalmente se deben considerar los siguientes factores: composición de la mezcla multifásica, gasto de flujo, propiedades físicas de la mezcla, diseño del equipo, extractores de neblina, grado de agitación del fluido, área de la interfase gas-líquido, volúmenes de gas y aceite, cantidad y tipo de agua y grado de emulsión de la mezcla.

Para obtener una separación más eficiente y completa, 2 o más separadores se conectan en serie, reduciéndose la presión en cada etapa, lo que se conoce como separación en múltiples etapas, el líquido que sale de cada separador, experimenta una separación de gas, cada vez que se reduce la presión en la etapa subsiguiente, este sistema es usado en aquellos lugares donde es preferible tener pequeñas cantidades de gas en solución en la fase aceite o un pequeño destilado en la corriente de gas. Operacionalmente la calidad y eficiencia de la separación múltiple, dan como resultado un gas seco y una mayor recuperación de líquido.

La selección de un separador generalmente se realiza en base a la producción de aceite y gas, presión y temperatura de operación, relación gas-aceite, localización del equipo, etc. La selección acertada dependerá del grado de eficiencia alcanzada por el separador, adicionalmente se puede combinar con una gran variedad de internos que ayudan a aumentar considerablemente la eficiencia de separación por lo que al equipo que los contiene se le llama "Separador de alta eficiencia". Para mejorar la separación y recuperación máxima de líquidos, puede combinarse con las etapas de separación, la instalación de depuradores de gas o "scrubber" y el enfriamiento del gas.

Una de las razones principales por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, es porque el gas que se quema arrastra una cantidad considerable de aceite ligero que también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial. Además se debe eliminarle la mayor cantidad de agua, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión de los equipos y líneas de transporte. Para los análisis se debe tomar en cuenta que con los líquidos, aumenta la caída de presión provocando reducción en la capacidad de transporte de las líneas.

En el diseño de separadores es necesario tomar en cuenta los diferentes estados en que pueden encontrarse los fluidos y el efecto que sobre éstos puedan tener los diferentes mecanismos y fuerzas que actual en la separación.

5.2.2 Principios y mecanismos de separación

Los principios fundamentalmente para alcanzar la separación física de sólidos, líquidos y gases son: *fuerza de gravedad, momentumocantidad de movimiento y coalescencia*, por medio de los mecanismos de separación por gravedad, choque, fuerza centrífuga y filtración. Toda separación puede emplear uno o más de estos principios, pero siempre las fases de los fluidos deben ser inmiscibles y de diferentes densidades para que ocurra la separación.

5.2.2.1 Fuerza de Gravedad

Es el mecanismo de separación que más se utiliza, debido a que el equipo requerido es muy simple. Cualquier sección ampliada en una línea de flujo, actúa como asentador por gravedad de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas.

Al entrar la mezcla a un separador, las partículas de líquido descienden por la acción de la gravedad, esto ocurre únicamente cuando la fuerza de arrastre de la corriente de gas es menor a la fuerza gravitacional. El asentamiento se debe a que se reduce la velocidad del flujo y como resultado las gotas de líquido se separan de la fase gaseosa, en ese momento la fuerza gravitacional que actúa sobre las partículas de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del gas y como consecuencia las partículas empiezan a caer hasta obtener una velocidad constante, conocida como **velocidad de asentamiento**.

En los separadores verticales el flujo del gas es hacia arriba y las partículas de líquido que se van separando caen a contra flujo. Estas partículas de líquido que descienden por la 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 aun velocidad constante, también conocida como **velocidad terminal**. La velocidad de asentamiento o terminal está en función de las fuerzas que actúan sobre una partícula de líquido en una corriente de gas, de acuerdo al siguiente balance de fuerzas:

Fuerza total sobre la partícula = Fuerza de gravedad – Fuerza de empuje – Resistencia por fricción

La velocidad de asentamiento calculada para una partícula de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe tener el gas, para permitir que partículas de este diámetro a mayores se separen, las fuerzas que definen la velocidad terminal, matemáticamente se expresan usando la ecuación siguiente:

$$v_t = \left(\frac{4 g d_p (\rho_p - \rho_g)}{3 \rho_g C_D} \right)^{\frac{1}{2}} \quad \dots \dots \dots (5.1)$$

- Donde: v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (m/s) (ft/s).
 g = Aceleración de la gravedad (9.807 m/s²)(32.174 ft/s²).
 d_p = Diámetro de la partícula (m) (ft).
 ρ_g = Densidad del gas (kg/m³) (lb/ft³).
 ρ_p = Densidad de la partícula de líquido (kg/m³) (lb/ft³).
 C_D = Coeficiente de arrastre que depende del Número de Reynolds (Adimensional).

Al calcular el coeficiente de arrastre considerando en el diseño de un separador convencional, aplica la ley de Stokes como se expresa en la siguiente ecuación:

$$v_t = \frac{F_1 g d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \dots \dots \dots (5.2)$$

Donde: v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (m/s) (ft/s).
 F_1 = Factor que depende de la unidades (1000)(1).
 g = Aceleración de la gravedad (9.807 m/s²) (32.174 ft/s²).
 d_p = Diámetro de la partícula(m) (ft).
 ρ_g = Densidad del gas (kg/m³) (lb/ft³).
 ρ_p = Densidad de la partícula de líquido(kg/m³) (lb/ft³).
 μ_g = Viscosidad del gas como fase continua(mPas) (lb/ft/s).

Cuando el flujo de gas es horizontal, la velocidad de asentamiento se puede utilizar para determinar el tiempo de retención requerido para que una partícula de un tamaño dado, viaje desde la parte superior y se deposite en el fondo de la sección de separación. Se debe de considerar que las velocidades altas inducen turbulencia a la corriente de gas, ocasionando que algunas partículas de líquido grandes sean arrastradas en el flujo de gas tanto en los separadores verticales como en los horizontales.

5.2.2.2 Momentum (cantidad de movimiento)

Fluidos con diferentes densidades tienen diferentes momentum. Si una corriente de dos fases cambian bruscamente de dirección, el fuerte momentum o la gran velocidad adquirida por las fases, no permiten que la partículas de la fase líquida se muevan tan rápidamente como las de la fase gaseosa, este fenómeno provoca la separación.

5.2.2.3 Separación por choque

Este mecanismo de separación es el más empleado en la eliminación de las partículas pequeñas de líquido suspendidas en una corriente de gas. La mezcla que entra al separador es desviada por una superficie y las partículas de líquido suspendidas en el flujo de gas chocan con obstrucciones donde quedan adheridas, provocando la separación de fases. El gas tenderá a rodear la superficie a diferencia de las partículas de líquido que al chocar contra esta, caerán. El tipo de internos que producen este efecto son los deflectores de entrada como ángulos, placas localizadas en forma perpendicular al separador, así como extractores de niebla tipo veleta o malla de alambre entretejido.

5.2.2.4 Separación por fuerza centrífuga

Consiste en darle movimiento centrífugo a la mezcla que entra al separador mediante un elemento tipo ciclónico diseñado específicamente para dar este efecto. 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 de tal forma que las gotas de líquido, por su inercia chocan contra las paredes del ciclón provocando la separación, el líquido sale por la parte inferior mientras el gas sale por la parte superior. Los internos que producen este efecto son los extractores de niebla tipo ciclónico.

5.2.2.5 Coalescencia

El principio de coalescencia permite que las partículas de líquido muy pequeñas que no pueden ser separadas por la fuerza de gravedad, se aproximen lo suficientemente como para superar las tensiones superficiales individuales, coalescan y forman cada vez gotas más grandes para de esta manera separarse por acción de la gravedad. La separación agua-aceite se realiza por la diferencia de densidades de los fluidos inmiscibles, esto permite a la mezcla separarse al coalescer las partículas de aceite durante el ascenso debido a su menor densidad, formando gotas de aceite cada vez más grandes y conforme aumenta el tamaño de la partícula disminuye el tiempo de residencia en el separador.

5.2.2.6 Separación por filtración

El mecanismo de separación como su nombre lo indica, se realiza mediante elementos de filtración y coalescencia, la mezcla que entra al separador pasa por filtros en donde las partículas de líquido se acumulan y coalescen formando gotas más grandes, adicionalmente se retienen las partículas sólidas de la mezcla. Los separadores que contienen internos para la filtración y coalescencia son de alta eficiencia, pero es necesario reemplazos periódicamente para mantener la eficiencia de separación.

5.2.3 Secciones del separador convencional

Un separador convencional es un recipiente que se utiliza para separar una mezcla en dos corrientes, una fase líquida y otra gaseosa (separadores bifásicos) el cual se encuentran formados por cuatro secciones.

5.2.3.1 Sección de separación primaria (Deflector de entrada)

La separación de la mezcla en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo, el cual ocurre por la entrada tangencial de los fluidos al separador o bien instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada (deflectores o distribuidores), se provoca la separación de la fracción del líquido libre en la corriente como consecuencia de los cambios bruscos en las velocidades. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

5.2.3.2 Sección de separación secundaria (Asentamiento por gravedad)

En esta sección se separa la mayor cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas, consiste de una porción del recipiente por donde se mueve el gas a una velocidad relativamente baja con turbulencia de flujo mínima en donde se observan fases continuas con gotas en las que actúan la fuerza de gravedad, decantando las gotas hasta cierto tamaño, es decir gotas de la fase líquida suspendida en la fase gaseosa tienden a decantar. La eficiencia de separación en esta sección depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

5.2.3.3 Sección de extracción de niebla.

En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador, en esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación, a partir de estos se logra que las pequeñas gotas de líquido se recolecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria, en esta sección no es aceptable que gotas muy finas de la fase líquida sean arrastradas por la fase gaseosa, es por ello que es necesario el proceso de coalescencia. El dispositivo utilizado se conoce como extractor de niebla, se encuentra constituido generalmente por un conjunto de veletas o aspas, por alambre entretejido o por tubos ciclónicos.

5.2.3.4 Sección de almacenamiento de líquidos

En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas, la cual debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Se encuentra localizada en la parte inferior con el fin de que el líquido acumulado no sea arrastrado por la corriente de gas que fluye a través del separador.

Aparte de las cuatro secciones antes descritas, el separador debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido y dispositivos de seguridad. La instrumentación está formada por un controlador de nivel e indicador de nivel óptico, un flotador, válvula de descarga, válvulas de alivio, manómetros, tubo desviador y controles de presión. En la **Figura 5.2** se muestra esquemáticamente las secciones de un separador horizontal.

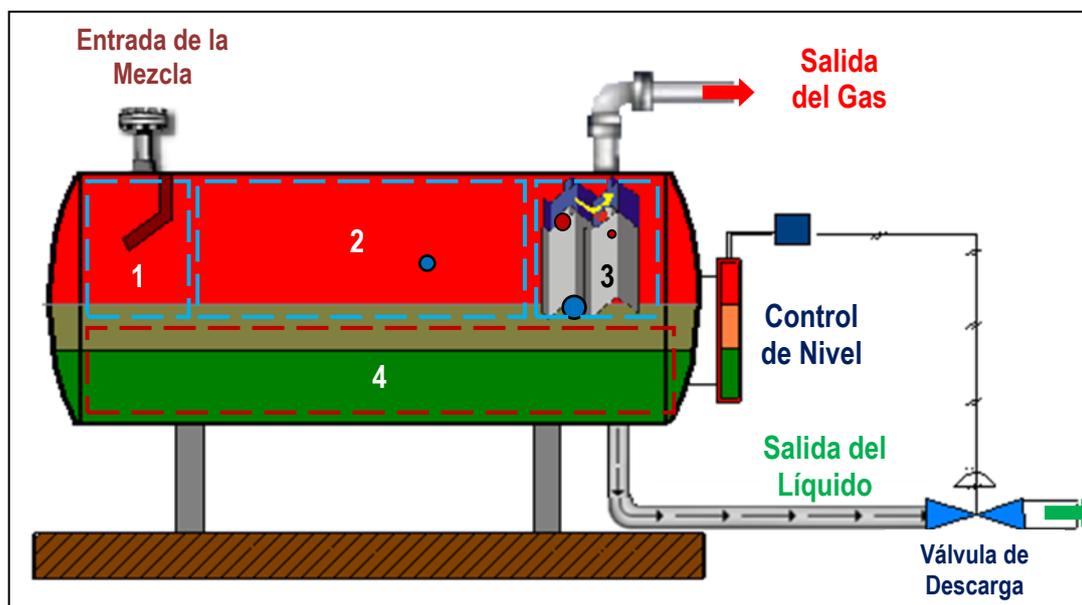


Figura 5.2.- Secciones de un separador horizontal

El controlador de presión y la válvula controladora de nivel son una parte muy importante dentro del proceso de separación, su objetivo es mantener la presión fija a la que debe llevarse a cabo la separación, así como controlar el nivel de líquido dentro del separador.

El controlador está integrado por la válvula y el piloto, esta válvula se coloca en el tubo de descarga del líquido y efectúa la función de impedir o permitir la salida de aceite del separador, esta válvula se acciona por medio de un piloto o flotador de acuerdo con el nivel de aceite dentro del separador.

Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquido en pozos intermitentes o con sistema artificial de producción, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador y se recomienda que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento.

5.2.4 Internos de un separador

Los internos de un separador prestan una gran variedad de funciones, todas con el objetivo de mejorar el proceso de separación de las fases y/o garantizar una operación confiable y segura de los equipos corriente abajo, entre los más usados se tienen:

Distribuidores y desviadores o deflectores de entrada.- Estos aditamentos internos adosados a la(s) boquilla(s) de entrada, se emplean para producir un cambio de cantidad de movimiento o de dirección de flujo de la corriente de entrada, y así producir la primera separación mecánica de las fases, además de generar (en el caso de los distribuidores), un patrón de flujo dentro del recipiente que facilite la separación final de las fases, reduciendo posiblemente el tamaño de la boquilla de entrada y, en cierta medida, las dimensiones del mismo equipo.

Los deflectores de placa pueden ser de forma de plato esférico, plato plano, con ángulo, plato cónico, semiesférico, codo de 90° etc., cuya finalidad es lograr un cambio rápido en la dirección y la velocidad de la mezcla multifásica y así separar el gas y el líquido. Su diseño está gobernado principalmente por los soportes estructurales requeridos para resistir la carga de impacto por cambio de momento y una de las ventajas de usar los dispositivos tales como una media esfera o cono es que crean menos turbulencia que las placas o el de ángulo, reduciendo la posibilidad de arrastre y emulsión. En la **Figura 5.3** se muestra un esquema de un deflector de entrada tipo placa.

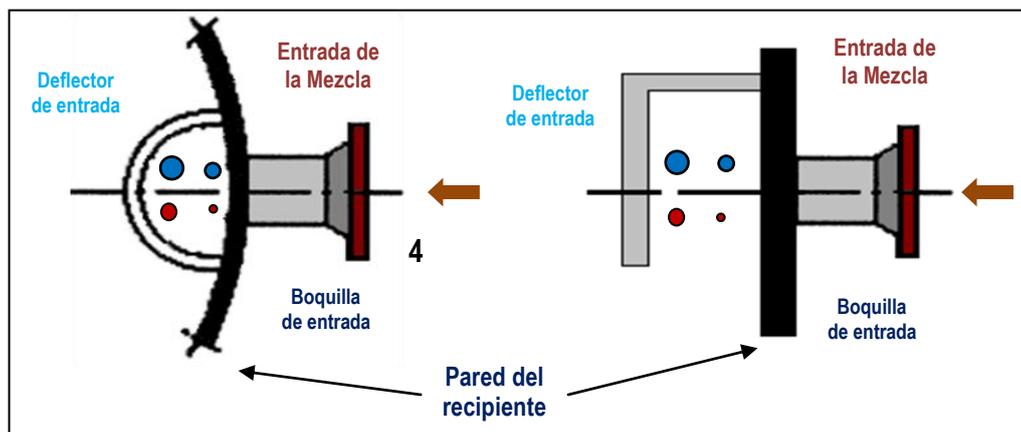


Figura 5.3.- Deflector tipo placa

Desviadores o deflectores de entrada tipo centrífugo.- Los ciclones o centrífugos funcionan de forma que la separación mecánica se efectúa por la fuerza centrífuga que actúa sobre las partículas al provocar el movimiento giratorio sobre la corriente de alimentación. Para lograr este efecto se coloca una chimenea ciclónica cerca de la boquilla de alimentación. Esta chimenea produce una alta velocidad y una gran caída de presión.

Extractores de niebla: Son aditamentos para eliminar pequeñas gotas de líquido que no pueden ser separadas por la simple acción de la gravedad en separadores vapor-líquido. Los principios mecánicos bajo los cuales operan los extractores de niebla son el asentamiento por gravedad, la fuerza centrífuga, el choque y la filtración, destacando los de mallas de alambre o plástico, conocidos popularmente como Demister o Malla de Alambre, así como el de tipo Veleta.

A) Tipo Demister o Malla de Alambre.- Dispositivo usado para recoger pequeñas gotas de líquido de la corriente de gas antes de que esta salga del separador, el cual consiste en un filtro trenzado de alambre, normalmente de acero inoxidable empacado en forma de esponja cilíndrica, con un espesor de 3 a 7 pulgadas y densidad de 10 a 12 lb/pie³. El principal mecanismo de separación de líquido es el choque, aunque también hay acción centrífuga, este dispositivo retiene las partículas líquidas hasta que adquieren un tamaño suficientemente grande como para que el peso supere tanto la tensión superficial como la acción de arrastre producida por el gas, su eficiencia de remoción es alta y tiene un bajo costo de instalación.

La eficiencia de estos extractores depende de la velocidad del flujo de gas. Cuando la velocidad es baja, las gotas de líquido tienden a aglomerarse entre los alambres y cuando la velocidad es alta, el extractor tiende a inundarse debido a que el líquido no puede fluir hacia abajo, contra el flujo del gas. En ambos casos los espacios libres del extractor se pueden llenar de líquido y como consecuencia, una porción del líquido es arrastrada por la corriente de gas. En la siguiente **Tabla 5.3** se muestra las ventajas y desventajas de los extractores de niebla tipo malla de alambre.

Tabla 5.3.- Desventajas y ventajas de los extractores de niebla

Extractores de niebla tipo malla de alambre			
Desventajas	La desventaja principal radica en el hecho que el gas es forzado a pasar a través de los mismos canales por los que el líquido es drenado bajo la influencia de la gravedad, es decir, existe flujo en dos sentidos.	El líquido no pueda abandonar el elemento y se acumule en éste.	
	Si no son especificados apropiadamente, puede suceder que:	El flujo de gas sea restringido como consecuencia de esta acumulación.	
		La caída de presión llegue a tal valor que el líquido sea expulsado aguas abajo del separador, ocasionando arrastre.	
		Con sólidos en la corriente de gas, el sistema es más propenso a obstruirse.	
Ventajas	Tienen la ventaja de que producen una baja caída de presión y son altamente efectivos si la velocidad del gas puede mantenerse dentro de un rango apropiado.	Usado principalmente en separadores verticales.	
		El mecanismo de separación es choque y coalescencia.	
		Mejor desempeño para fluidos con baja viscosidad.	
		No recomendado para gases con contenido de sólidos.	
		Pueden ser instalados a separadores existentes.	

B) Tipo Veleta.-Consisten de un laberinto formado por láminas de metal colocadas paralelamente, cada una de estas placas cuenta con varias bolsas recolectoras de líquido, el gas es conducido entre las placas donde es sometido a sucesivos cambios de dirección y centrifugado, esto provoca que las partículas de líquido tiendan a ser lanzadas a las paredes exteriores donde coalescen y viajan perpendicularmente al flujo de gas para ser atrapadas en bolsas recolectoras. Finalmente el líquido separado es drenado al fondo del recipiente a través de un tubo.

El líquido recolectado no es drenado en contracorriente al flujo de gas; por lo que la eficiencia de separación con respecto al eliminador tipo malla aumenta considerablemente, de igual forma la eficiencia aumenta al colocar las placas de metal más juntas e instalar más bolsas recolectoras para retener el líquido proporcionando una mayor superficie de contacto, pero también se incrementa la caída de presión a través del extractor. En la **Tabla 5.4** se muestra un análisis del comportamiento de flujo dentro del extractor de niebla tipo veleta.

Tabla 5.4.- Comportamiento de flujo en los extractores de niebla

Extractores de niebla tipo veleta		
Comportamiento de flujo	A) El gas entra a la unidad de extracción y es dividido por varias veletas verticales.	
	B) Las veletas obligan al gas a múltiples cambios de dirección.	
	C) Los múltiples cambios de dirección causan una semi-turbulencia y fuerza al gas a chocar contra las veletas.	
	D) Una fuerza centrífuga adicional permite que las gotas de líquido se salgan de la corriente principal de gas, estas gotas coalescen y permanecen en la superficie de la veleta.	
	E) La suma de las fuerzas de tensión superficial, gravedad y el impacto de la corriente de gas, obligan a las gotas a entrar en los bolsos recolectoras de las veletas donde son drenadas al fondo del recipiente.	

Entre los factores que afectan la eficiencia de estos extractores están el tamaño de las gotas, la densidad y la tensión superficial del líquido. Los extractores de este tipo son eficientes para separar partículas de líquido mayores de 10 micras.

C) Tipo Ciclónico.- Este tipo de extractores, consiste de un conjunto de pares de tubos concéntricos como el mostrado en la **Figura 5.4**, el cual se encuentra montado en un separador de alta eficiencia. El número de tubos concéntricos depende del gasto de gas que se va a manejar.

Estos dispositivos producen la separación debido a un cambio en la cantidad angular de movimiento de la corriente bifásica. Estos elementos tienen forma de ciclón, es decir, un cilindro hueco con aberturas que permiten la entrada de la corriente en forma tangencial.

El gas gira en torno al eje del cilindro y sale por la parte superior, mientras que las partículas de líquido se separan por efecto de la diferencia de densidades y de la fuerza centrífuga aplicada debido a la rotación, estas golpean las paredes del cilindro saliendo por la parte inferior. Su principal uso se limita a corrientes formadas básicamente por gas o cuando la diferencia de densidad relativa entre las fases es pequeña.

Un aspecto importante respecto a estos extractores de niebla, es que la eficiencia de separación depende mucho de la velocidad del gas y por lo tanto del gasto de producción manejado.

Cuando este cae por debajo de los valores recomendados por el fabricante, la eficiencia de separación disminuye drásticamente, por esta razón no son recomendados cuando el flujo de alimentación es variable. Por otra parte, cuando la velocidad es muy alta se produce abrasión y desgaste excesivo, obligando al cambio frecuente del mismo y generando altas caídas de presión.

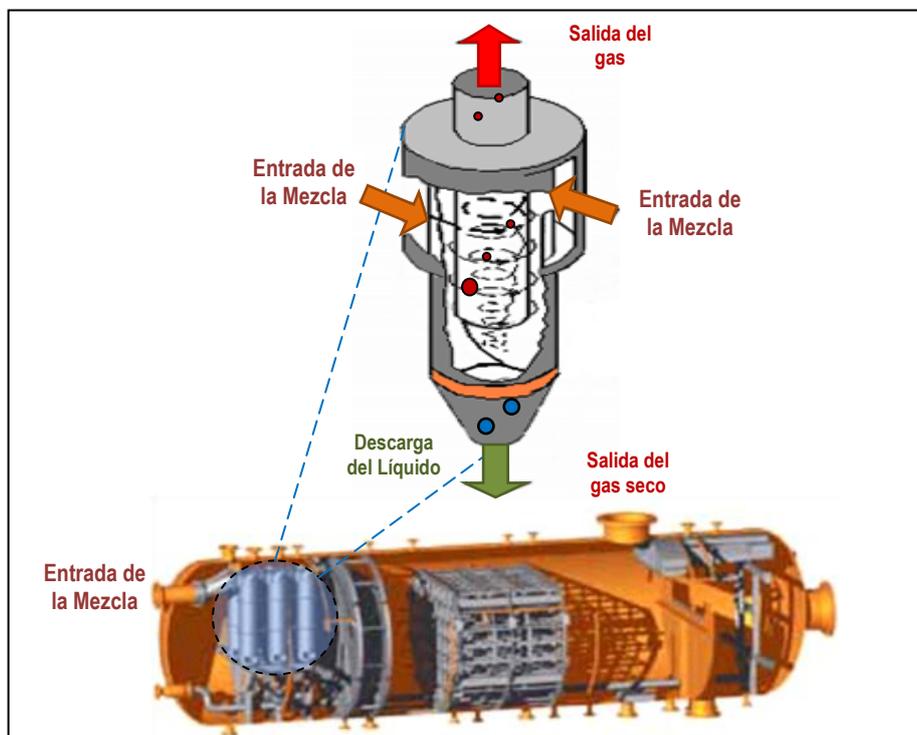
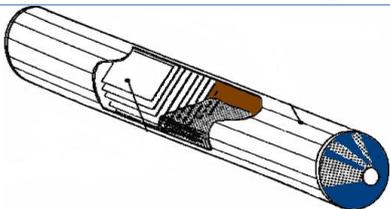
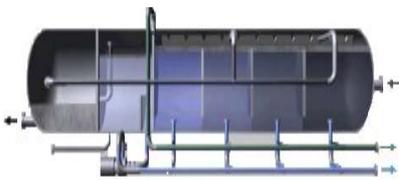
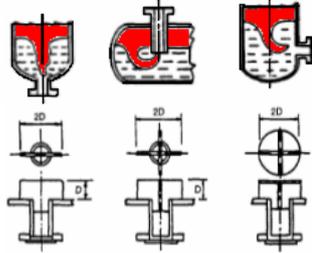


Figura 5.4.- Esquema de un tubo centrífugo de un extractor de niebla tipo ciclónico

A continuación se muestra en la **Tabla 5.5** el comportamiento y las características de los internos de un separador.

Tabla 5.5.- Comportamiento y características de los internos de un separador

Extractores de niebla tipo malla de alambre		
Rompedor de olas "Wave Breakers"	Consiste en instalar desviadores tipo placa los cuales son colocados a 1/3 y 2/3 de longitud del equipo en forma transversal al flujo dentro de los separadores horizontales que son muy largos, con el objetivo de amortiguar y eliminar la propagación de las olas y los cambios de nivel en dirección longitudinal que son producidos por la entrada súbita de tapones de líquido dentro del separador y así evitar un mayor arrastre de líquido en el gas.	
	Dichas placas son de gran utilidad para las labores de control de nivel, evitando medidas erróneas producto del oleaje interno.	
Placas rompe espuma "Defoaming Plates"	Consiste en una serie de placas paralelas longitudinales que direccionan el flujo, las cuales son colocadas en la sección de almacenamiento de líquidos de los separadores horizontales. Las placas evitan que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido colapsen y produzcan la agitación necesaria para formar la espuma.	
Tuberías Internas para Limpieza	Cuando se manejan crudos y productos sucios, es recomendable adecuar tanto el separador horizontal como el vertical, con un sistema interno de tuberías que permitan la inyección de agua, vapor o solventes para eliminar las impurezas que se depositan en el equipo durante su operación o para desplazar a los hidrocarburos antes de proceder a la apertura del recipiente, por lo cual estos equipos son muy útiles cuando se efectúan paradas por mantenimiento.	
Rompe vórtices	Cuando un líquido es drenado de un recipiente, se pueden producir condiciones que originen la formación de un remolino, este efecto en los separadores ocasiona el escape de la fase de vapor por la boquilla de desalojo de líquido, lo cual es indeseable sobre todo desde el punto de vista de seguridad. Para solventar este problema es usual dotar a los recipientes de elementos que obstruyan o dificulten la formación de remolinos y así evitar el arrastre de burbujas de gas en la corriente de líquido de la sección de almacenamiento. La función del rompe vórtices es evitar problemas en las bombas que se localizan a la salida del líquido en el equipo de separación, evitar la contaminación del producto y las vibraciones.	

5.2.5 Principales problemas operacionales en un separador

Formación de Espuma: La tendencia a formar espuma de una mezcla gas-líquido afectará severamente el desempeño del separador, la causa principal de la espuma en la mezclado crudo es el contenido de impurezas ya que estas no se pueden eliminar antes de que la corriente alcance el separador. La espuma no presenta ningún problema dentro de un separador si el diseño interno asegura suficiente superficie y tiempo de retención para que se rompa la espuma.

Generalmente, si se sabe que la producción de aceite y gas llega con espuma, pueden incorporarse deflectores de espuma en el separador como el método más económico de eliminar el problema.

Sin embargo en algunos casos puede ser necesario resolver un problema en particular, usando soluciones más efectivas como agregar longitud extra al recipiente o usar aditivos químicos.

Cualquier información que pueda obtenerse sobre la dispersión de espuma por análisis de laboratorio, antes del diseño del separador es de mucha ayuda. Un caso específico de esta situación son los separadores de producción (gas-aceite o gas-aceite-agua).

Además la espuma posee una alta relación entre el volumen y el peso por lo tanto, puede ocupar mucho del espacio del recipiente que estaría de otra manera disponible para las secciones almacenamiento de líquidos y sección de extracción de niebla. Cabe añadir que al no tener un control del banco de espuma llega a ser imposible sacar el gas y el aceite separado del recipiente sin el arrastre de espuma en las salidas de líquido o gas. La cantidad de espuma es dependiente de las caídas de presión a la cual se somete el líquido en la entrada, así como las características del líquido a las condiciones del separador.

Formación de parafinas: El proceso de separación se ve afectado por la acumulación de parafinas provocando el taponamiento de los diferentes elementos internos que se encuentran el separador, principalmente ocasionado por los crudos parafínicos.

Manejo de arena: El proceso de separación se ve afectado por el arrastre y acumulación de sólidos, incluyendo por supuesto la arena, los problemas frecuentes son la abrasión de las válvulas de entrada y salida. Dependiendo de la velocidad de flujo de los fluidos, puede causar un efecto erosivo o de corte y/o el taponamiento en las partes internas del separador. Además provoca la acumulación en el fondo del separador cerca de la salida de líquido, por lo que puede ser arrastrada en dicha corriente, causando graves problemas en las instalaciones siguientes (válvulas, bombas, tanques, etc).

Este problema debe considerarse en el diseño, aunque no siempre es posible lograr un diseño para una óptima separación previendo espacios para la acumulación de arena.

Arrastre en las fases: Es una operación anormal en la cual se arrastra líquido a través de la corriente de gas, o gas en la corriente de líquido. La salida de líquido en la fase gaseosa es causada básicamente por alto nivel de líquido o por daños en los internos del separador, así como por manejar un flujo superior al máximo especificado en el diseño. La salida de gas en la fase líquida es causada básicamente por el bajo nivel de líquido o por falla en válvulas o controladores de nivel en el separador.

Incremento de flujo en la entrada del separador: En algunos campos se presenta este fenómeno, se tiene incrementos significativos en el flujo de alimentación a la entrada del separador en intervalos indefinidos, el cual produce un oleaje en el separador provocando que la válvula de control no pueda manejar el flujo de líquido.

Limpieza interna de recipientes: Cuando se manejan crudos y productos sucios, es recomendable adecuar tanto el separador horizontal como el vertical, con un sistema interno de tuberías que permitan la inyección de agua, vapor o solventes para eliminar las impurezas que se depositan en el equipo durante su operación o para desplazar a los hidrocarburos antes de proceder a la apertura del recipiente, por lo cual estos equipos son muy útiles cuando se efectúan paradas por mantenimiento.

5.2.6 Factores que afectan la eficiencia y operación de un separador

Los principales factores que afectan la eficiencia de separación son:

- Temperatura de separación.
- Presión de separación.
- Composición de la mezcla de hidrocarburos.
- Tamaño de las partículas de líquido
- Velocidad del gas
- Viscosidad del gas.
- Densidades del líquido y del gas.

5.2.6.1 Temperatura de separación

La distribución de los componentes en cada fase de la mezcla, así como las propiedades de cada una de estas fases es función directa de la temperatura. La disminución de la temperatura de la mezcla incrementa la recuperación de líquidos en el separador, principalmente con los componentes ligeros del hidrocarburo como el metano y el propano, en estos rápidamente se incrementa la cantidad de líquido al disminuir la temperatura y como consecuencia el volumen en el separador se incrementa.

En componentes formado por fracciones pesadas del hidrocarburo tiene poco efecto la disminución de la temperatura para la formación de líquido, no tiene ventajas, pero se debe tomar en cuenta otros aspectos al disminuir la temperatura, ya que además de requerirse equipo adicional para el enfriamiento, se puede ocasionar la formación de hidratos.

Es necesario considerar que aunque se tiene la máxima recuperación de líquidos en el separador, no existe una estabilización adecuada para el aceite al disminuir la temperatura ocasionando que un alto porcentaje de líquido recuperado en el separador se evapore en el tanque de almacenamiento. Este vapor generalmente se libera a la atmósfera, por lo que se ocasionan grandes pérdidas. Adicionalmente la temperatura afecta la capacidad del separador al variar los volúmenes del fluido y sus densidades, como consecuencia el efecto neto de un aumento en la temperatura de separación es la disminución de capacidad en la separación de gas. Para obtener una temperatura óptima de separación desde el punto de vista de recuperación de líquidos es necesario considerar todos los aspectos mencionados.

5.2.6.2 Presión de separación

La presión de separación es uno de los factores más importantes que influyen en la recuperación de líquidos, hay que tener en cuenta que al disminuir la presión se afectan las propiedades de la mezcla como: relación gas-aceite, gravedad específica del aceite y gas, de tal forma que es posible determinar la recuperación de cada fase en función de la presión.

Para una mezcla de hidrocarburos al bajar la presión a temperatura constante, el comportamiento normal en un diagrama de fases, es la disminución del volumen de líquido y el aumento de la cantidad de gas. Sin embargo para los yacimientos de gas y condensado al abatirse la presión isotérmicamente, el gas se condensará formando líquidos. A este fenómeno se le llama condensación retrógrada isotérmica el cual se presenta tanto en la producción y en la separación de los hidrocarburos.

Para mezclas de aceite donde la mayor cantidad de componentes son pesados la disminución de presión de separación, genera la liberación de gas a partir de los componentes ligeros, como consecuencia para un volumen de mezcla en el separador la recuperación de líquidos es menor.

Ahora bien, al disminuir la presión para el mismo volumen de mezcla en el separador con mayor cantidad de componentes ligeros, se presenta el fenómeno de condensación hasta la presión donde se tiene la máxima recuperación de líquidos. Por debajo de esta presión, la disminución de presión producirá vaporización del condensado hasta que se alcanza nuevamente la condición de presión en la curva de rocío de la envolvente de fases de la mezcla.

5.2.6.3 Composición de la mezcla de hidrocarburos

Los cambios en la presión y temperatura se encuentran relacionados con la variación de la composición de la mezcla de hidrocarburos, que como consecuencia afecta el grado de separación entre el gas y el líquido. La composición es la variable básica que determina el volumen de líquido recuperado en la separación. Por lo que se requiere, de un muestreo de aceite y gas a las condiciones de presión y temperatura del separador para realizar el análisis composicional de cada fase y poder determinar el efecto de la composición en la recuperación de líquidos.

5.2.6.4 Tamaño de la partícula de líquido

El tamaño de las partículas de líquido suspendidas en el flujo de gas, es un factor importante para determinar la velocidad de asentamiento en los mecanismos de separación por gravedad, fuerza centrífuga y choque, de ahí que podemos determinar la velocidad promedio del gas que permita separar partículas de líquido de cierto diámetro el cual se considera como base. Teóricamente todas las partículas de diámetro mayor deben ser eliminadas. En realidad se pueden separar partículas más pequeñas que el diámetro base, mientras que algunas más grandes en diámetro no se separan. Lo anterior es debido a la turbulencia del flujo y que algunas de las partículas de líquido tienen una velocidad inicial mayor que la velocidad promedio del flujo de gas. El tamaño de las partículas de líquido que se forman en el flujo de gas, cuando no hay turbulencia, es suficiente para lograr una buena eficiencia de separación.

5.2.6.5 Velocidad del gas

Un diseño general de los separadores permite la separación de las partículas de líquidos mayores a 100 micras, las partículas más grandes se separan en la sección de separación secundaria, mientras que las partículas más pequeñas en la sección de extracción de niebla. Cuando se diseña un separador para un volumen de aceite y gas a condiciones de operación y aumenta la velocidad del flujo de gas a través del separador, incrementa el volumen de gas en el separador ocasionando que no se separen totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria. Finalmente esto ocasiona que se inunde el extractor de niebla y como consecuencia, que se presente arrastres de baches de líquido en el flujo de gas que sale del separador.

5.2.6.6 Viscosidad del gas

El efecto de la viscosidad del gas en la separación, se puede observar de la fórmula para determinar la velocidad del asentamiento de las partículas de líquido de cierto diámetro, al determinar el coeficiente de arrastre a aplicar la ley de Stokes, se deduce que a medida que aumenta la viscosidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto, la capacidad de manejo de gas del separador.

5.2.6.7 Densidad del líquido y gas

Las densidades del líquido y el gas, afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.

5.3 Clasificación de los separadores

Los separadores pueden clasificarse por su forma, posición y orientación, por el número de fases a separar, de acuerdo a la manera de inducir físicamente la separación, así como el proceso a separar. En la **Tabla 5.6** se muestra detalladamente esta clasificación.

Tabla 5.6.- Clasificación de los separadores

Clasificación	Separadores
Forma, posición y orientación	Separadores cilíndricos (verticales y horizontales).
	Separadores esféricos
	Separadores de dos barriles.
Número de fases a separar	Separadores bifásicos
	Separadores trifásicos
De acuerdo manera de inducir físicamente la separación	Separadores por gravedad (separador vertical gas-líquido)
	Separadores por impacto (separadores de filtro)
	Separadores por fuerza centrífuga (separadores centrífugos)
Según el proceso a separar	Separadores convencionales
	Depuradores
	Separadores tipo filtro
	Separadores tipo pulmón
	Tratadores térmicos
	Torre de destilación

5.3.1 Separadores verticales

Es un recipiente cuya función principal es separar los componentes deseados de una mezcla de fases (aceite, gas y/o agua), que están relativamente libres una de otra. Los separadores verticales han sido el equipo estándar más utilizado para los campos productores de aceite, principalmente por las limitaciones de espacio existentes, en especial en las plataformas costa fuera y por la versatilidad para el manejo de mezclas cuando se tiene muy altos o muy bajos valores de relación gas-aceite y/o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo de gas. Estos separadores son capaces de manejar mayor volumen de gas pero tienen menor capacidad de manejo de líquidos.

La mezcla entra mediante una boquilla situada aproximadamente a la mitad del separador vertical, pasa a través de un deflector de entrada el cual produce un movimiento de remolino a la corriente iniciando la separación en la sección primaria, la fuerza centrífuga decanta las partículas de la fase líquida en dirección opuesta al flujo vertical de la fase gaseosa, simultáneamente las fuerzas gravitacionales actúan en la partícula de líquido, las cuales caen al fondo del recipiente a la sección de almacenamiento de líquidos. El gas se mueve en dirección ascendente pasando por un extractor de niebla para remover las gotas de líquido suspendidas, las cuales caen por efecto de gravedad, obteniendo a la salida del separador un flujo de gas seco y donde una válvula automática regula la presión interna del separador.

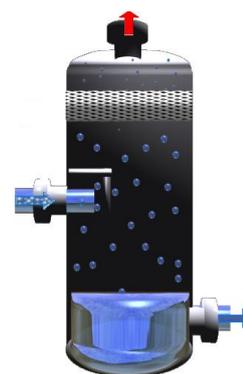
Los líquidos removidos por el extractor coalescen para formar gotas cada vez más grandes, si la velocidad del flujo de gas, excede levemente la velocidad de asentamiento de la fase líquida, no se producirá la separación de fases, a menos que las partículas de líquido coalescan en gotas más grandes. Este tipo de separadores se recomienda para el manejo de grandes cantidades de gas, un ejemplo de esta aplicación es la colocación de rectificadores de gas a la salida del gas en la primera etapa de separación cuando se tienen un tren de separación por etapas. Estos rectificadores son verticales y permiten separar las partículas de líquido que son arrastradas en la corriente de gas.

El nivel de líquido es mantenido mediante un flotador, el cual regula la salida del aceite mediante una válvula automática.

Debido a su diseño vertical, este tipo de separadores tiene ventajas considerables cuando el flujo contiene arenas, lodos, parafinas y ceras, ya que estos se depositan en el fondo y es más fácil drenarlos para su limpieza, así como en el montaje de una batería compuesta por varios separadores cuando el espacio con el que se cuenta es limitado como en el caso de plataformas. En la **Tabla 5.7** se presentan las principales ventajas y desventajas de este tipo de separadores.

Tabla 5.7.- Ventajas y desventajas de los separadores verticales

Separadores verticales	
Ventajas	Capacidad de manejar mezclas con muy alta relación gas-aceite y grandes volúmenes de gas, así como cuando se esperan grandes variaciones en el flujo del gas.
	Mayor facilidad para el control del nivel del líquido, puesto que se puede emplear un flotador vertical el cual responde rápidamente a cualquier líquido que entra, logrando que el control de nivel en el separador sea más sensible a los cambios. Además de tener facilidades en la instalación física de instrumentación de control, alarmas e interruptores para el manejo el separador.
	La capacidad de separación de la fase gaseosa no se afecta por variaciones en el nivel de la fase líquida.
	Recomendable para el manejo de baches de líquido, cuando estos se presentan por el flujo intermitente de los pozos que producen por bombeo neumático, debido a que el nivel de líquido se puede mover en forma moderada en el separador.
	Requiere menor área para su instalación.
	Facilidad en la limpieza y remoción de sólidos acumulados por lo que se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
Desventajas	Costos superiores y mayor dificultad en la instalación de estos separadores, comparados con separadores horizontales de capacidad equivalente.
	Para manejar la misma cantidad de gas que un separador horizontal, se requiere un diámetro mayor del recipiente.
	Durante la separación la fase líquido fluye en dirección opuesta al flujo del gas.
	La válvula de seguridad y algunos controles pueden ser difíciles de operar si no se cuenta con escaleras y plataformas especiales.
	Cuando hay formación de espuma, se requieren grandes volúmenes de líquido, por tanto el separador debe ser de mayor tamaño.



5.3.1.1 Instalación de internos en los separadores verticales

Para los separadores verticales se recomienda la colocación de internos en dos etapas para la separación dentro del recipiente, debido a que el gas separado no hace contacto con el líquido durante el recorrido por el equipo.

- Primera etapa: Es recomendable localizar un elemento tipo centrífugo para eliminar la mayor cantidad de líquido.
- Segunda etapa: Es recomendable el uso de un interno tipo Vane o eliminador de niebla.

Con estos internos se han obtenido buenos resultados en la eficiencia de separación.

5.3.2 Separadores horizontales

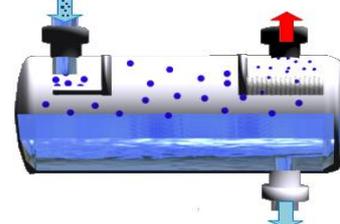
Es un recipiente cuya función es separar una mezcla de hidrocarburos, el cual facilita la separación de las tres fases (aceite, gas y agua). En comparación a un separador vertical son más económicos y eficientes cuando se pretende manejar grandes volúmenes de fluidos, así como una gran cantidad de gas disuelto en el líquido. Los separadores horizontales son recomendables para el manejo de grandes volúmenes de líquido.

La mezcla entra al separador horizontal, golpea un deflector de entrada y separa el gas del aceite en la sección primaria, la fase líquida decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase gaseosa, esto permite un incremento en la velocidad de asentamiento de la fase líquida facilitando la acumulación de líquidos en la sección de almacenamiento en donde el líquido queda fuera del flujo de gas.

Simultáneamente el gas fluye a través de mallas perforadas que actúa como extractor de niebla, donde pequeñas partículas de aceite coalescen para formar gotas más grandes, las cuales caen por gravedad hacia el fondo del separador y el aceite pasa a través de una serie de placas paralelas que direccionan el flujo evitando que las burbujas de gas colapsen y produzcan la agitación que forma la espuma. Finalmente el gas seco sale por la parte superior y aceite sale a través de un drenaje tipo sifón, en la **Tabla 5.8** se presentan las principales ventajas y desventajas de este tipo de separadores.

Tabla 5.8.- Ventajas y desventajas de los separadores horizontal

Separadores horizontales	
Ventajas	Son más económicos, así como su transporte, instalación, cambio y mantenimiento resultan menos complejos comparados con separadores verticales de capacidad equivalente.
	Apropiados para manejar aceite con alto contenido de espuma, con la instalación adecuada de placas rompedoras de espuma en la interfase gas-líquido.
	La superficie disponible para la separación gas-líquida es mayor, la cual hace más efectivo el proceso de separación.
	Apropiado para el manejo de mezclas emulsionadas.
	Adecuado para el manejo de grandes cantidades de líquido, fuertes variaciones en la entrada de líquido, así como separación líquido-líquido, dado que se optimizando el volumen de operación requerido.
	La acumulación de grandes volúmenes de líquido y el tiempo de retención adecuado facilitan la desgasificación de líquido y el manejo de espuma.
Desventajas	Presentan mayor dificultad en la limpieza y remoción de sólidos acumulados por lo que no se recomiendan para manejar flujos de pozos con alto contenido de lodo, arena o cualquier material sólido.
	Requiere de mayor área para su instalación.
	El control de nivel de líquido es más crítico que en los separadores verticales.
	Las variaciones en el nivel de líquido afectan la separación de la fase gaseosa.
	Necesidad de completar el separador con internos y tuberías que permitan su limpieza y lavado.



El área en la sección de almacenamiento de líquidos es mucho mayor en un separador horizontal proporcionando las condiciones óptimas para que el líquido pueda liberar mayor cantidad de gas y permitiendo que las gotas de gas se separen de la mezcla a medida que el líquido se va acercando al equilibrio.

Un ejemplo de lo anterior, es la estabilización del aceite con un separador de grandes dimensiones. Los separadores horizontales son los más apropiados cuando se tienen medianos a bajos valores de relación gas-aceite, crudos espumosos y presencia de emulsiones. Su gran capacidad para almacenar líquidos hace que su aplicación sea más eficiente para los casos en los que se presentan llegadas de líquido intermitentes como en los pozos que están en producción por inyección de gas.

5.3.2.1 Instalación de internos en los separadores horizontal

Para los separadores horizontales se recomienda la colocación de internos en tres etapas para la separación dentro del recipiente.

- Primera etapa: Es recomendable localizar un elemento tipo centrífugo para separar la mayor cantidad de líquido de la mezcla, así como la disminución de arrastre de líquido por el flujo de gas.
- Segunda etapa: Es recomendable el uso de un interno tipo Vane, para eliminarla mayor cantidad de partículas de líquido en el gas, además de darle a la corriente un patrón de flujo laminar, lo que permitirá mejorar la separación de las partículas más pequeñas posteriormente en el eliminador de niebla.
- Tercera etapa: Es recomendable el uso de placas tipo Vane, las cuales se utilizan como eliminadoras de niebla.

Con este tipo de internos se logra una gran eficiencia de separación gas-líquido para partículas mayores a 8 micras.

5.3.3 Separadores esféricos

Estos separadores esféricos son utilizados cuando se tienen pozos de alta presión y baja producción, su uso es apropiado para condiciones operativas de alta presión y bajos volúmenes de líquido, es más compacto y su costo es relativamente bajo. Una de sus aplicaciones es utilizarlo como separadores portátil, en la **Tabla 5.9** se presentan las principales ventajas y desventajas de este tipo de separadores.

Tabla 5.9.- Ventajas y desventajas de los separadores esféricos

Separadores esféricos	
Ventajas	Más compactos y baratos que los separadores horizontales o verticales.
	Se recomienda su instalación cuando se tienen pozos de alta presión y baja producción.
Desventajas	Son más fáciles de limpiar que los separadores verticales.
	Tienen un espacio de separación muy limitado.

El diagrama ilustra un separador esférico con los siguientes componentes y flujos etiquetados:

- Salida del Gas:** Indicado por una flecha roja hacia arriba en la parte superior.
- Entrada de la Mezcla:** Punto de entrada en el lado izquierdo.
- Nivel del Aceite:** Línea horizontal que indica el nivel del líquido en el fondo.
- Salida del Aceite:** Indicado por una flecha verde hacia abajo en la parte inferior derecha.
- Componentes:** Válvula de Seguridad, Indicador de Presión, Extractor de Niebla, Deflector de Entrada Tipo Centrífugo, Flotador, Placa Deflectora, Válvula de Control de Nivel, y Válvula de Descarga.

Estos separadores están disponibles en diámetros desde 24 hasta 60 pulgadas y presiones de trabajo hasta 6000 psi. Los fluidos entran al separador golpeando a un deflector de entrada de tipo esférico lo cual obliga a caer a los líquidos al fondo del recipiente. El gas sube y a través de un elemento depurador (“scrubber”) se separan las últimas gotas líquidas.

5.3.4 Separadores de doble barril

Los separadores horizontales con doble barril, son mucho más eficiente que los de simple barril y manejan mayores cantidades de gas y líquido, pero una de las desventajas es que su costo limita su aplicación, en la **Figura 5.5** se muestra un ejemplo de un separador horizontal de doble barril.

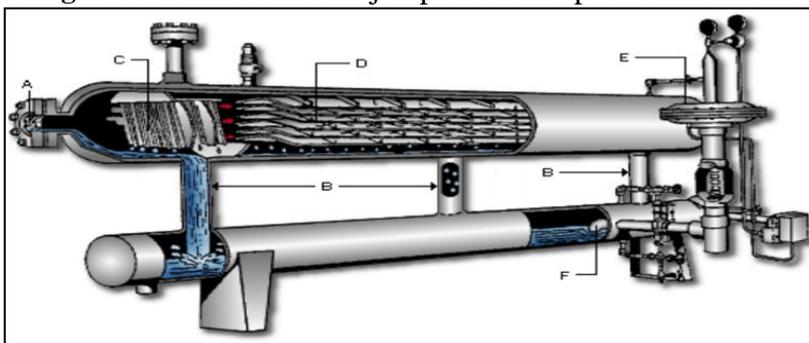


Figura 5.5.- Separador horizontal de doble barril

- A) Entrada del fluido:** Lugar donde llega la mezcla multifásica gas-líquido.
- B) drenaje de líquido:** El líquido separado es drenado al segundo barril.
- C) Extractor de niebla:** Las partículas de líquido más grandes son separadas y caen por gravedad hacia el fondo del separador y posteriormente el líquido es drenado al segundo barril.
- D) Extractor de niebla:** Las partículas de líquido más pequeñas son separadas de la corriente de gas para formar gotas más grandes, las cuales caen por gravedad hacia el fondo del separador y posteriormente es drenado al segundo barril.
- E) Salida del gas:** El gas separado sale por la parte superior del separador.
- F) Salida del aceite:** El aceite separado de la mezcla sale por la parte inferior.

5.3.5 Separadores bifásicos

En la **Figura 5.6** se muestra un ejemplo de un separador horizontal bifásico, donde se observa y detalla la instalación de sus internos.

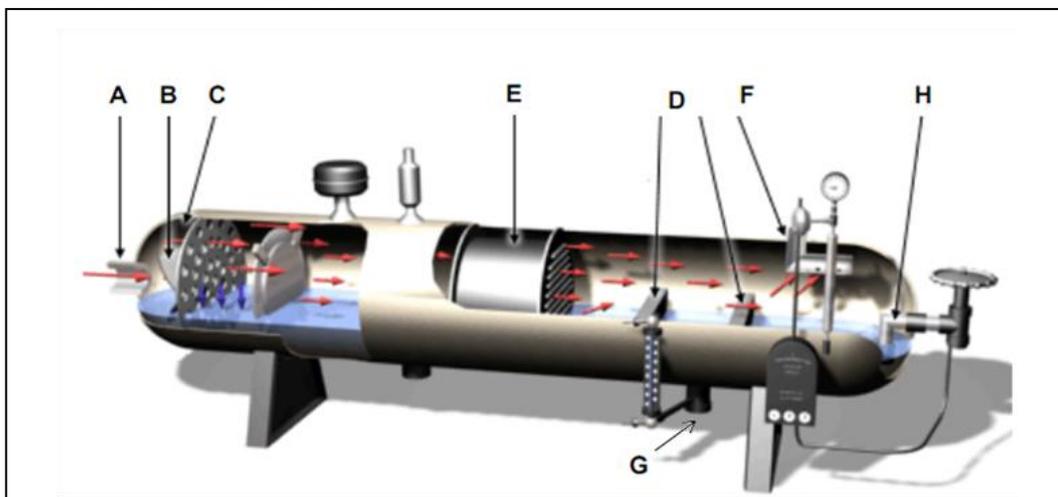


Figura 5.6.- Separador horizontal bifásico

- A) **Entrada del fluido:** Lugar donde llega la mezcla multifásica gas-líquido.
- B) **Ángulo de Impacto:** Donde la mezcla multifásica gas-líquido impacta en los desviadores o deflectores de entrada generando un cambio en la cantidad de movimiento, así como dirección y velocidad de flujo de la corriente de entrada, produciendo la primera separación mecánica de las mezcla.
- C) **Placas rompedoras de espuma:** Cámara formada por placas paralelas por donde el gas húmedo pasa, evitando que las burbujas de gas que ascienden a través del líquido colapsen y produzcan la agitación que formar la espuma. Adicionalmente las gotas pequeñas de líquido son recolectadas en gotas más grandes y caen al fondo del separador.
- D) **Rompedor de olas:** Permite eliminar la propagación de olas y cambios de nivel de líquido que se presentan por efectos de la velocidad de la mezcla, la cual pueda causar arrastre de líquido hacia la parte superior donde está la salida de gas.
- E) **Extractor de Niebla:** Las partículas de líquido más pequeñas presentes en el gas húmedo son removidas
- F) **Salida de Gas:**El gas seco sale por la parte superior del separador.
- G) **Drenaje:** Localizado en la parte inferior y se usado para purgar cualquier sólido indeseable que se deposite en la base del separador.
- H) **Salida de líquido:** El líquido que se acumula en la sección de almacenamiento de se mueve a lo largo del separador horizontal, después de pasar por el rompedor de olas el líquido separado del gas pasa por la boquilla de salida del separador para continuar su recorrido hacia el siguiente proceso de tratamiento y/o acondicionamiento para su transporte y almacenamiento.

5.3.6 Separadores trifásicos

Es un recipiente usado para separar el gas de dos líquidos inmiscibles de diferentes densidades y su función, adicional a la separación antes mencionada, es que separa el aceite del agua no emulsionada. En los separadores trifásicos, la mezcla entra al separador donde choca con el deflector de entrada el cual provoca una separación preliminar del gas y líquido. La sección de almacenamiento de líquido tiene una mayor área superficial proporcionando las condiciones óptimas para separar el gas del aceite. Simultáneamente el proceso de separación del agua y el aceite ocurren por diferencia de gravedad, inicialmente en una cámara con salidas individuales de aceite y agua, posteriormente se realiza el control de nivel para la interfase agua-aceite por medio de dispositivos y válvulas que permiten optimar la separación. Para esto se proporciona al líquido suficiente tiempo de residencia donde se almacena en un espacio de gran capacidad y donde no hay turbulencia para que se produzca la separación del aceite y el agua. La salida del aceite y agua es controlada por flotadores independientes.

El flujo de gas sale por un extractor de niebla que por mediode una válvula de control de presión mantiene una presión constante en el separador. El nivel de interfase de gas-aceite puede variar desde la mitad hasta el 75% del diámetro dependiendo de la importancia de separación de gas-líquido. La diferencia de altura para el control en el vertedero entre el aceite y agua es la diferencia de sus gravedades específicas.

El principio fundamental de los separadores es aprovechar las caídas de presión, choques, cambios de velocidades y expansiones produciendo una decantación, es decir la separación de un líquido, un sólido o de dos líquidos inmiscibles, aprovechando la diferencia de gravedad. Estos separadores son los más recomendables para manejar volúmenes grandes de líquidos con grandes cantidades de gas disuelto en el aceite, emulsiones y crudos espumosos.

Se pueden clasificar de acuerdo a la geometría en verticales y horizontales. Su selección dependerá de los requerimientos y especificaciones de los productos, así como las condiciones operacionales y estimación de producción durante la vida útil del campo.

En la **Figura 5.7** se muestra un esquema de un separador horizontal trifásico en donde el control de nivel para el aceite es un vertedero; mientras que el de la interfase agua-aceite es del tipo de desplazamiento el cual por medio de un flotador regula la descarga del agua. La disposición de estos accesorios permite regular fácilmente la interfase agua-aceite.

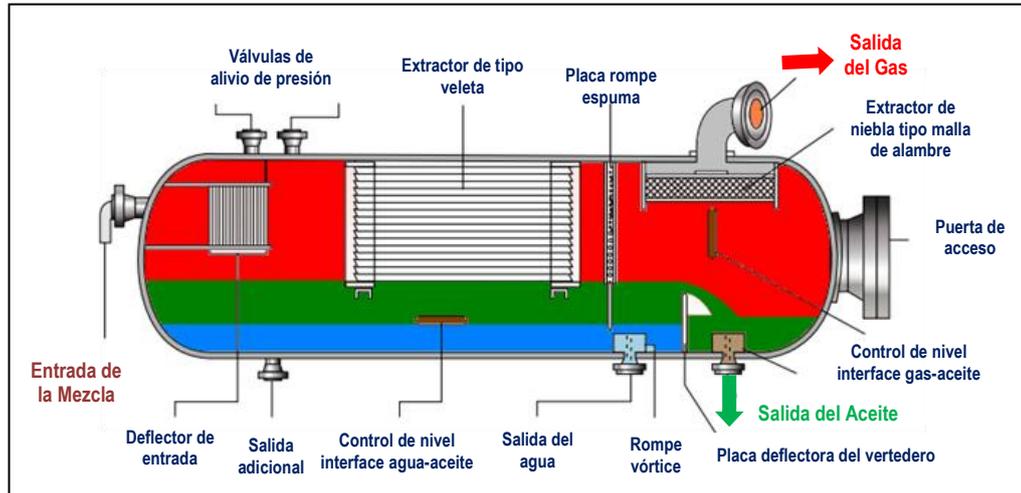


Figura 5.7.- Separador horizontal trifásico

La fracción de agua relacionada a la producción de la mezcla, generalmente se presenta en dos formas: agua libre y agua emulsionada. La capa de agua libre aparece en el fondo de los separadores y crece con el tiempo como se muestra en la curva de comportamiento de la separación agua-aceite de la **Figura 5.8**. El tiempo de residencia depende principalmente del tipo de fluido y de las condiciones de producción, para una separación de gas-aceite con una caída de presión grande el rango es de 1 a 3 min y en casos especiales se tiene de hasta 5 min. Para la separación agua aceite el rango es de 3 a 15 min y en casos donde se tenga agua emulsionada es de hasta 30 min.

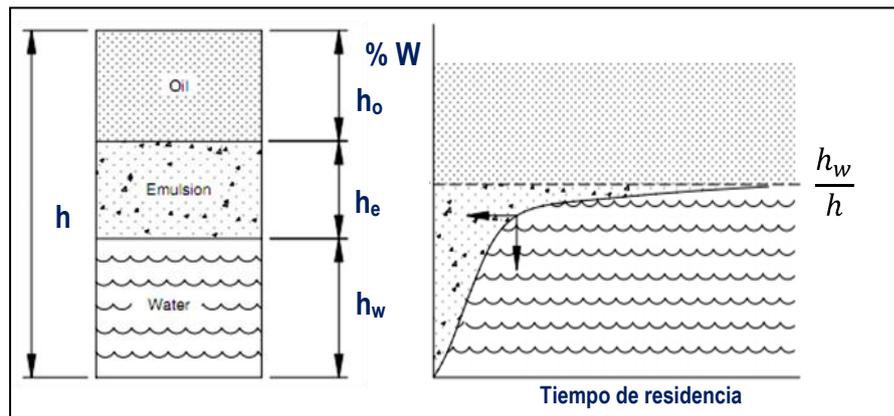


Figura 5.8.- Comportamiento de la separación del agua-aceite

El agua libre es la fracción de agua que decanta por la fuerza de gravedad, lo más recomendado es separar el agua antes que se convierta un problema y pase hacer una fase emulsionada, a partir de un diseño óptimo de separación de los fluidos provenientes del pozo. A diferencia de los separadores bifásicos, los separadores trifásicos contienen elementos adicionales como por ejemplo vertederos y flotadores para el control de nivel del agua y aceite.

La función de los vertederos es eliminar la necesidad de colocar controladores de nivel, ya que frecuentemente el volumen de fluidos que entra al separador es variable, el líquido llena los vertederos, posteriormente el agua y el aceite fluyen individualmente hacia las siguientes cámaras, en donde el control de nivel es un simple flotador. La altura de los vertederos controla el nivel de líquido en los separadores, la diferencia de altura entre el aceite y agua controla la salida del aceite la cual se da por diferencia de densidades. Es muy importante para la operación del separador, que la altura de la interfase agua-aceite este lo más bajo posible de la altura del nivel de aceite, para que la columna de aceite tenga suficiente tiempo de residencia y aumente la eficiencia de separación. El tiempo de residencia es afectado por la composición de la mezcla, la formación de espumas, la presencia de sólidos y emulsiones.

En la **Figura 5.9** se muestra un diagrama de diseño de construcción mecánica para un separador horizontal en la sección **A**, el control de nivel para el aceite y agua es de tipo desplazamiento, en la sección **B**, el control de nivel para la interfase agua-aceite es de tipo desplazamiento y el control total de líquidos es un vertedero, en la sección **C**, el control de la interfase agua-aceite y el control total de líquidos son vertederos, por último en la sección **D**, el control de la interfase agua-aceite es un vertedero y el control total de líquidos es de tipo desplazamiento.

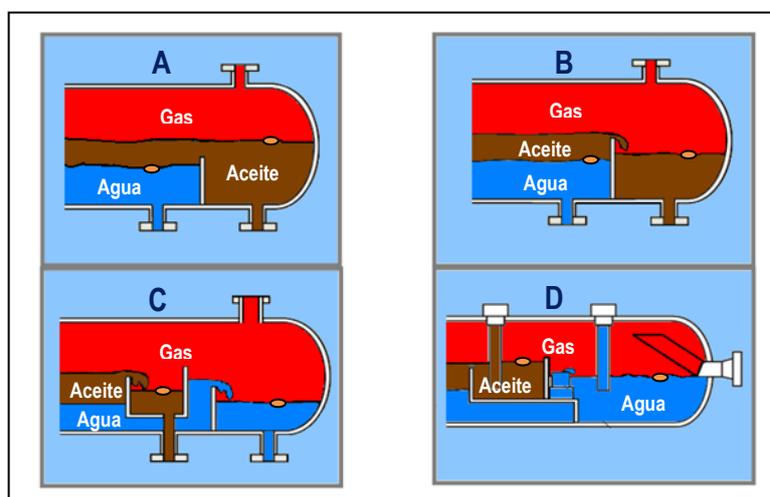


Figura 5.9.- Diseño de construcción mecánica del separador horizontal

5.3.7 Depurador de gas

Son recipientes utilizados cuando se tienen una alta relación gas-aceite y se requiere que el gas no arrastre líquidos en forma de neblina, estos no poseen capacidad para efectuar una separación gas-líquido cuando se tienen grandes volúmenes de líquidos. La función básica de un depurador es remover pequeñas cantidades de líquido de una mezcla generalmente gaseosa.

Cuenta con la instalación de internos que mejoran la eficiencia y que permiten reducir el tamaño de separador, su diseño se fundamenta en la primera sección de separación, donde predominan elementos de impacto para remover las partículas de líquido. Son utilizados principalmente cuando el proceso siguiente tiene como especificación un gas seco sin arrastre de líquidos en forma de neblina, estos procesos pueden ser: sistema de compresión del gas, corriente de gas combustible para turbinas, extracción de condensados de gran valor comercial a las corrientes de gas rica de licuables, etc. En la **Figura 5.10** se observa que el gas entra al depurador y encuentra un deflector de entrada (A) que cambia la dirección bruscamente y hace que coalescan las partículas de líquido, el gas continúa hacia la parte superior a través del extractor de neblina (B), el líquido es acumulado en el "demister" y drenado a través de una boquilla y un tubo de drenaje (C), hacia la sección de almacenamiento de líquidos en la parte inferior del recipiente (D).

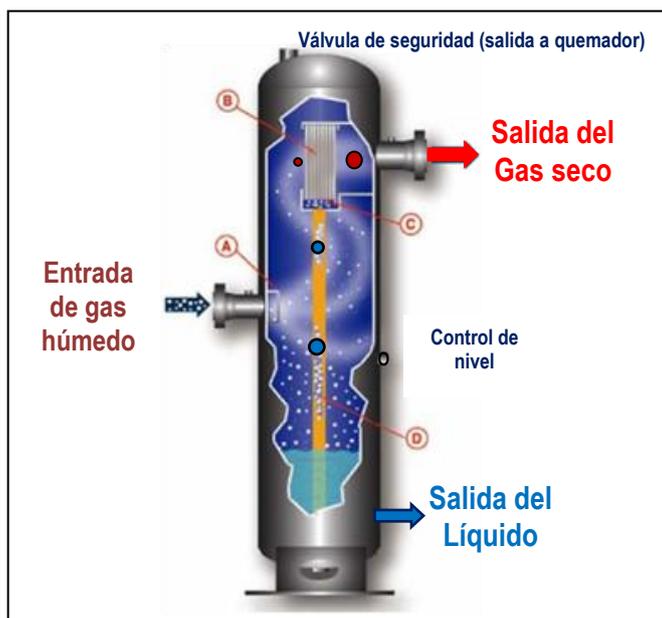


Figura 5.10.- Depurador de gas

El tiempo de residencia es afectado por la composición, espumas y la presencia de sólidos y emulsiones.

5.3.8 Separadores tipo filtro

En los separadores de tipo filtro permiten separar gas y líquido, así como sólidos presentes en la mezcla, generalmente cuentan con dos secciones. El gas entra por la boquilla de entrada y pasa a través de la primera sección la cual contiene elementos para el filtrado y coalescencia, en donde la acumulación de las partículas de sólidos se realiza por medio de tubos filtradores de fibra de vidrio, los cuales son capaces de retener partículas de tamaños muy pequeños, simultáneamente las partículas de líquido coalescen formando gotas más grandes. El gas continúa fluyendo y los sólidos se retienen a través de los filtros que se encuentran localizados en la parte superior de los tubos, el gas viaja hacia la siguiente cámara por medio de los tubos. En la segunda sección las partículas de líquido suspendidas en el gas son removidas por un eliminador de niebla que pueden ser del tipo vane o malla de alambre. Un diseño del separador tipo filtro se muestra en la **Figura 5.11**.

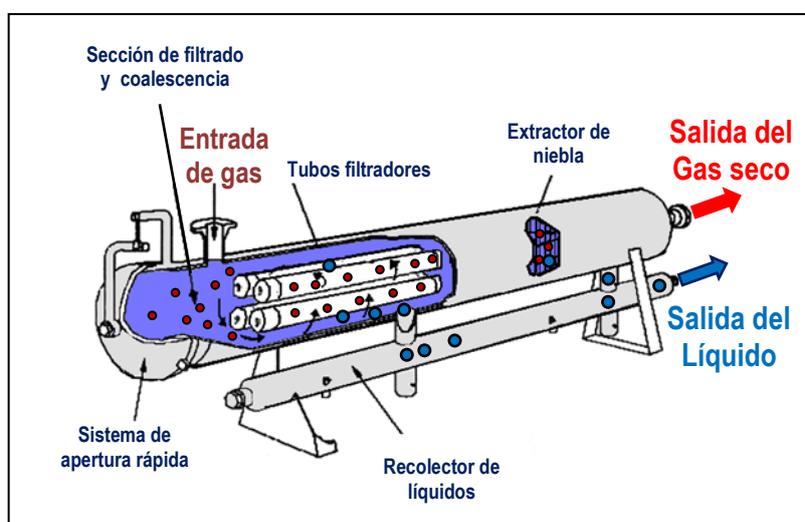


Figura 5.11.- Separador tipo filtro

El líquido acumulado en ambas cámaras pasa a través de tubos independientes a un compartimento que sirve como recolector de líquidos. Este tipo de separador tiene una alta eficiencia de separación, la cual depende principalmente del diseño apropiado de los empaques filtradores colocados en los tubos y que estos produzcan una mínima caída de presión, el separador cuenta con un sistema rápido de apertura y cierre para el cambio de los filtros que deben ser reemplazados periódicamente, por lo que incrementa los costos si no está bien diseñado. Los fabricantes realizan el diseño del separador tipo filtro para condiciones específicas, emitiendo las recomendaciones apropiadas para su operación.

Los separadores tipo filtro pueden ser de forma horizontal o vertical, son utilizados cuando se tiene alto flujo de gas y bajo flujo de líquido, así como acondicionar el flujo de gas para los procesos siguientes. Es muy recomendable su instalación antes de la entrada de gas a estación de compresión con el fin de protegerlas de los daños que puedan causar las impurezas y las partículas de líquido o neblina arrastradas por el gas.

Los fabricantes garantizan un 100% de remoción de gotas de líquidos menores a 8 micras, y un 99.5% de remoción de partículas sólidas en un rango de 0.5 a 8 micras. Sin embargo, este rendimiento es difícil verificarlo en el campo.

5.4 Ingeniería básica de diseño de separadores

En la industria petrolera se requiere de equipos de separación de alta eficiencia desde las baterías de producción hasta los sistemas de acondicionamiento, tratamiento, bombeo y compresión, esto permite minimizar los problemas operacionales en el transporte, distribución y almacenamiento del aceite y gas, entregando a plantas de refinación y puntos de comercialización los productos finales dentro de normas especificadas.

Para seleccionar apropiadamente el diseño del separador, se deben de considerar diferentes factores tales como:

- Producción de aceite, agua, gas y relación gas-aceite.
- Condiciones de presión y temperatura de operación.
- Propiedades fisicoquímicas de fluidos (densidad, viscosidad, factor de compresibilidad).
- Grado de separación y eficiencia.
- Producción de impurezas y sólidos (lodos, arena parafinas, ceras).
- Presencia de contaminantes (CO₂, H₂S y N₂)
- Turbulencia y cambios en el patrón de flujo de la mezcla.
- Formación de espumas y emulsiones, así como la tendencia corrosiva de los fluidos.
- Tiempo de residencia requerido.
- Localización del equipo, limitaciones de espacio, facilidades limpieza y mantenimiento.
- Instalación de equipos para el registro de presión y temperatura, control de nivel y medición de aceite y gas.

Adicionalmente la instalación de internos mejora considerablemente la eficiencia en los equipos de separación, lo que permite incrementar la calidad y estabilidad en la separación de fases, minimizando el contenido de aceite en la salida del gas y el contenido de gas en la salida del aceite. Actualmente existen grandes problemas de separación de fases en los campos de producción debido a que disminuye la eficiencia de separación con el tiempo de operación, por lo anterior, es sumamente importante establecer y definir metodologías para el diseño, incorporación y rehabilitación de equipo de separadores de alta eficiencia, ya que al optimizarlos proceso de separación de fases se logrará minimizar los requerimientos de infraestructura adicional para el manejo y acondicionamiento de los hidrocarburos en las instalaciones superficiales de producción.

5.4.1 Teoría de diseño

Como ya se mencionó anteriormente, la separación de las partículas de líquido en la sección de separación secundaria se realiza por medio del asentamiento de las partículas de líquido en las que actúa la fuerza de la gravedad. Estas partículas de líquido suspendidas en el gas caerán a una cierta velocidad conocida como velocidad de asentamiento o velocidad terminal. La ecuación que relaciona la fuerza de gravedad y la fuerza de arrastre ejercida sobre la partícula debido a su movimiento a través de la fase gaseosa continua, se puede determinar a partir de la siguiente ecuación:

$$F_D = C_D A_d \rho_g \left(\frac{v_t^2}{2g} \right) \dots \dots \dots (5.3)$$

- Donde: F_D = Fuerza de arrastre (lb_f).
 C_D = Coeficiente de arrastre (adim).
 A_d = Área de la sección trasversal de la partícula de líquido (ft²).
 ρ_g = Densidad del gas como fase continua (lb/ft³).
 v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (ft/s).
 g = Aceleración de la gravedad (32.2lbm-ft/lbf-seg²).

Se puede demostrar que la velocidad de asentamiento de la partícula de líquido suspendida en el flujo de gas está dada por:

$$v_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} (\Delta SG) d_m^2}{\mu_g} \dots \dots \dots (5.4)$$

- Donde: ΔSG = Diferencia de la gravedad específica entre la partícula y el gas (adim).
 d_m = Diámetro de la partícula líquido (micras).
 μ_g = Viscosidad del gas (cP).

Para demostrar lo anterior cuando el flujo es laminar la ecuación que rige es la ley de Stoke donde el coeficiente de arrastre se determina como:

$$C_D = \frac{24}{Re} \dots \dots \dots (5.5)$$

El número de Reynolds se determina como:

$$Re = \left(\frac{\rho_g}{g} \right) \left(\frac{v_t d_p}{\mu'_g} \right) \dots \dots \dots (5.6)$$

- Donde: Re = Número de Reynolds (adim).
 ρ_g = Densidad del gas como fase continua (lb/ft³).
 v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (ft/s).
 d_p = Diámetro de la partícula líquido (ft).
 μ'_g = Viscosidad del gas (lb-seg/ft² (Kg-seg/m²)).
 g = Aceleración de la gravedad (32.2lbm ft/lbf seg²).

El Área de la sección trasversal de la partícula de líquido se calcula como:

$$A_p = \pi r^2 = \pi \left(\frac{d_p}{2} \right)^2 = \left(\frac{\pi}{4} \right) d_p^2 \dots \dots \dots (5.7)$$

- Donde: d_p = Diámetro de la partícula líquido (ft).

Sustituyendo la ecuación 5.6 en la ecuación 5.5 y simultáneamente sustituir esta y la ecuación 5.7 en la ecuación 5.3 se tiene la siguiente expresión:

$$F_D = \left(\frac{24}{\rho_g v_t d_p} \right) d_p^2 \left(\frac{\pi}{4} \right) \rho_g \left(\frac{v_t^2}{2g} \right)$$

Simplificando la expresión anterior, la fuerza de arrastre se expresa como:

$$F_D = 3\pi \mu'_g v_t d_p \dots \dots \dots (5.8)$$

La fuerza de empuje que actúa sobre la partícula de líquido a partir del principio de Arquímedes se expresa como:

$$F_B = (\rho_L - \rho_g) \left(\frac{\pi d_p^3}{6} \right) \dots\dots\dots (5.9)$$

Cuando la fuerza de arrastre es igual a la fuerza de empuje, la aceleración de la partícula de líquido es cero de manera que se mueve a una velocidad constante, como ya se mencionó anteriormente a esta velocidad se le conoce como velocidad de asentamiento o velocidad terminal, la cual se obtiene al igualar la ecuación 5.8 y 5.9.

$$F_D = F_B \dots\dots\dots (5.10)$$

$$3\pi \mu'_g v_t d_p = (\rho_L - \rho_g) \left(\frac{\pi d_p^3}{6} \right)$$

$$v_t = \frac{d_p^2 (\rho_L - \rho_g)}{18 \mu'_g}$$

Donde: $d_p = (3.281 \times 10^{-6})(d_m)$

$\mu'_g = (2.088 \times 10^{-5})(\mu)$

$\rho_L =$ Densidad del líquido (lb/ft³) y $\rho_L = \gamma_L (\rho_w)$

$\rho_g =$ Densidad del gas (lb/ft³) y $\rho_g = \gamma_g (\rho_w)$ y $\rho_w =$ Densidad del agua (62.43 lb/ft³)

Sustituyendo los términos anteriores se tiene:

$$v_t = \frac{62.43 (\Delta SG) (3.281 \times 10^{-6} d_m^2)}{18 (2.088 \times 10^{-5} \mu_g)} \dots\dots\dots (5.11)$$

Finalmente se demuestra que la ecuación 5.3 y 5.11 determinan la velocidad de asentamiento de una partícula de líquido suspendida en el flujo de gas para flujo laminar.

Desafortunadamente, la experiencia de campo demuestra que para el diseño de instalaciones de producción la ley de Stokes no representa en su totalidad el comportamiento de flujo observado debido a que además de flujo laminar se puede tener flujo turbulento, como consecuencia el coeficiente de arrastre varía y se debe considerar una expresión más completa para su cálculo, por lo que se debe de utilizar la siguiente fórmula:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34 \dots\dots\dots (5.12)$$

La velocidad de asentamiento de la partícula de líquido para flujo turbulento está dada por:

$$v_t = 0.01189 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (5.13)$$

Donde: $v_t =$ Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (ft/s).

$\rho_L =$ Densidad del líquido (lb/ft³).

$\rho_g =$ Densidad del gas (lb/ft³).

$C_D =$ Coeficiente de arrastre (adim).

$d_m =$ Diámetro de la partícula líquida (micras).

La ecuación 5.13 se deriva al sustituir la ecuación 5.7 en la ecuación 5.3 como:

$$F_D = C_D \left(\frac{\pi}{4} \right) d_p^2 \rho_g \left(\frac{v_t^2}{2g} \right) \dots \dots \dots (5.14)$$

Posteriormente, igualando la fuerza de arrastre (ecuación 5.14) y la fuerza de empuje (ecuación 5.9), se obtiene la velocidad de asentamiento como:

$$v_t = \left[g \left(\frac{4}{3} \right) \left(0.281 \times 10^{-6} \right) \right]^{\frac{1}{2}} \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{\frac{1}{2}} = 0.01189 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Las ecuación 5.13 puede ser resuelta por un proceso iterativo. Como primer paso se recomienda utilizar un valor del coeficiente de arrastre de 3.4 para obtener la velocidad de asentamiento (v_t) como:

$$v_t = 0.0204 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) d_m \right]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (5.15)$$

A continuación, se utiliza la siguiente ecuación para obtener el número de Reynolds a partir de la velocidad de asentamiento calculada anteriormente:

$$Re = 0.0049 \left(\frac{\rho_g d_m v_t}{\mu_g} \right) \dots \dots \dots (5.16)$$

Donde: R_e = Número de Reynolds (adim).

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³).

d_m = Diámetro de la partícula líquido (micras).

v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (ft/s).

μ_g = Viscosidad del gas (cp).

El valor obtenido del Re se utiliza en la ecuación 5.12 para calcular el coeficiente de descarga, posteriormente se calcula la velocidad de asentamiento de la partícula (v_t) en la ecuación 5.13, para continuar con la segunda iteración. Si el valor calculado de C_D es igual al valor supuesto, la solución ha sido alcanzada. Si no, entonces el procedimiento debe ser repetido utilizando el C_D calculado como el nuevo valor supuesto. El valor de 0.34 para el C_D se utilizó porque éste es el valor límite para números de Reynolds grandes.

5.4.2 Capacidad de aceite y gas de un separador

El diseño y dimensionamiento está basado en el máximo gasto de producción esperado en separadores de dos y tres fases. La capacidad de gas de un separador puede obtenerse por una modificación de la ley de Stokes de la forma propuesta por Sauters-Brown. Está basada en el principio del tamaño mínimo de la partícula que se separa de la corriente de gas a la velocidad máxima permisible del gas a condiciones de operación. Para determinar esta velocidad se tiene:

$$v_p = K_{VT} \sqrt{\frac{(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g}} \dots \dots \dots (5.17)$$

Donde:

v_p = Velocidad máxima permisible (ft/s).

K_{VT} = Constante de velocidad terminal depende del diseño y las condiciones de operación.

ρ_l = Densidad del líquido a condiciones de operación (lb/ft³).

ρ_g = Densidad del gas a condiciones de operación (lb/ft³).

Las partículas de líquido asentarán cuando la velocidad permisible (v_p), sea menor a la velocidad de asentamiento de una partícula (v_T). Para fines prácticos se fija entre $0.75 v_T < v_p < v_T$.

En la realidad las partículas de líquido de tamaño muy pequeño en la corriente de gas no pueden ser separadas sólo por la gravedad. Para ello existen internos que obligan al gas a constantes cambios de dirección, como resultado las partículas de líquido coalescen y aumenten su tamaño, como consecuencia los valores de la constante de velocidad terminal son muy difíciles de predecir y calcular teóricamente por lo que se prefiere emplear correlaciones empíricas o valores típicos de propuestos por los fabricantes para los diferentes tipos de separadores.

Por lo anterior se tiene la primera incertidumbre en el diseño de los recipientes debido al cálculo de la constante de velocidad terminal. En la literatura existen gran variedad de procedimientos, para fines prácticos de diseño, la zona que contiene a la fase líquida en un separador bifásico se basa en un cálculo puramente volumétrico a partir de un área representativa.

El valor de la constante de velocidad terminal para separadores que no posee eliminador de niebla está dado por la siguiente expresión.

$$K_{VT} = \sqrt{\frac{4 g d_p}{3 C_D}} \dots\dots\dots (5.18)$$

El coeficiente de arrate se calcula empleando las siguientes ecuaciones:

$$C_D = \exp(8.411 - 2.243 X + 0.273 X^2 - 1.865 * (10^{-2}) X^3 + 5.201 * (10^{-4}) X^4) \dots\dots\dots (5.19)$$

$$X = \ln \left(\frac{0.95 + 8 \rho_g d_p^3 (\rho_p - \rho_g)}{\mu_g^2} \right) \dots\dots\dots (5.20)$$

- Donde: K_{VT} = Constante de velocidad terminal
- g = Aceleración de la gravedad (32.174 ft/s²).
- d_p = Diámetro de la partícula(ft).
- ρ_g = Densidad del gas(lb/ft³).
- ρ_p = Densidad delapartícula de líquido (lb/ft³).
- μ_g = Viscosidad del gas (cP).
- C_D = Coeficiente de arrastre que depende del Número de Reynolds (Adim).

El diámetro de la gota generalmente se establece en micrones (1 micrón = 3.28084×10⁻⁶ ft). Al valor calculado con la ecuación 5.20 se le llama *constante teórica*. En la **Tabla 5.10** se muestran los valores sugeridos por la norma API 12J (*Specification for oil and gas separators*) de la constante de velocidad terminal para separadores verticales, horizontales y esféricos.

Tabla 5.10.- Valores de la constante de velocidad terminal (KVT)

Tipo de separador	Altura o longitud (ft)	Rango
Vertical	5	0.12 a 0.24
	10	0.18 a 0.35
Horizontal	10	0.40 a 0.50
	Otras longitudes	0.40 a 0.50 *(L/10) ^{0.56}
Esférico	Todos	0.2 a 0.35

La velocidad máxima permisible calculada con la ecuación 5.17 a partir de la constante de velocidad terminal de la norma API 12J, es para separadores que normalmente tiene un extractor de niebla de malla de alambre. El valor calculado de V_p , debe permitir que todas las gotas de líquido mayores a 10 micrones se separen de la corriente de gas.

La velocidad máxima permisible u otro criterio de diseño deber ser considerados para otros tipos de extractores de niebla. Los fabricantes de extractores de niebla recomiendan una altura mínima de la corriente de flujo a la malla del extractor, entre la entrada del gas y la salida.

Existen otras muchas recomendaciones para el cálculo de K_{VT} , **Gerunda** recomienda usar valores entre 0.1 y 0.35, obteniendo buenos resultados en el diseño de separadores con un valor de 0.227, recomendando utilizar el mismo valor de K_{VT} para separadores verticales y horizontales.

El siguiente procedimiento es propuesto por **Watkins**, este se basa en el gráfico mostrado en la **Figura 5.12** para el cálculo de la constate de velocidad terminal en un separador vertical (K_v).

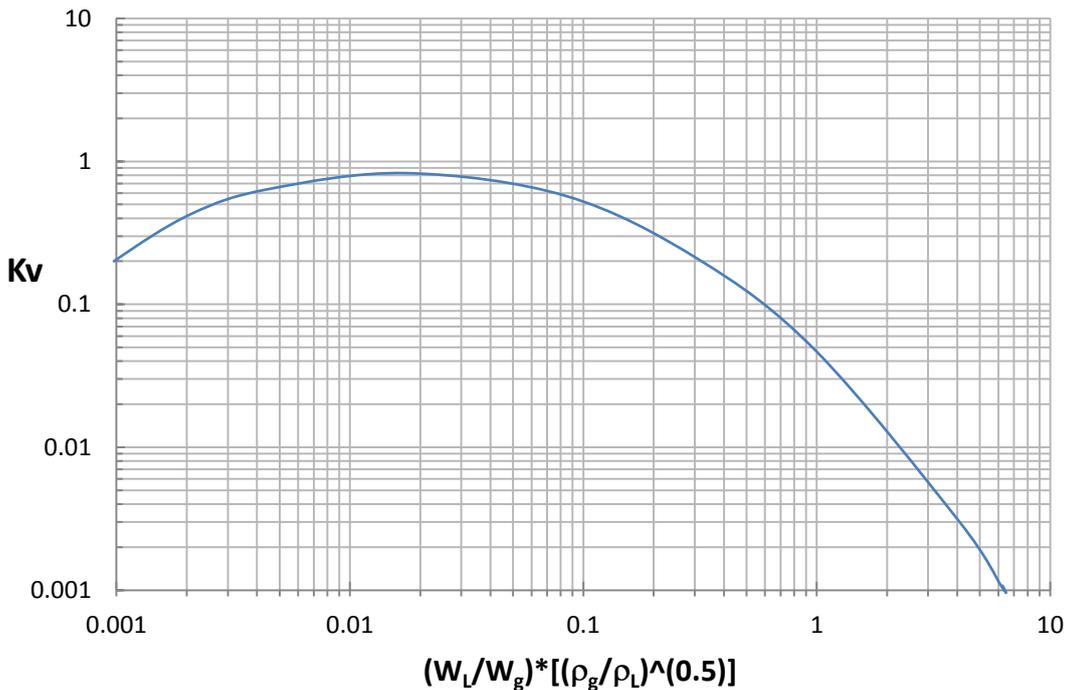


Figura 5.12.- Gráfico de Watkins para el cálculo de K

La ecuación que mejor se ajusta a la curva es:

$$K_v = \text{Exp} (-1.9740336481392737 - 0.8049469075923886R - 0.15928016533805467R^2 - 0.00601252868214297 R^3 - 0.0002585953686144622 R^4) \dots\dots\dots (5.21)$$

El valor de R se calcula con la siguiente ecuación.

$$K_v = \text{Ln} \left[\left(\frac{W_L}{W_g} \right) \left(\frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0.5} \right] \dots\dots\dots (5.22)$$

- Donde: K_v = Constante de velocidad terminal para un separador vertical
- W_L = Flujo másico del líquido (lb/seg).
- W_g = Flujo másico del gas (lb/seg).
- ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³).
- ρ_l = Densidad del líquido (lb/ft³).

El autor recomienda para calcular la constante para separadores horizontales como $K_H = 1.25 K_v$. En una hoja de cálculo desarrollada por **Scanpower** propone emplear un valor teórico de 0.35, pero recomienda variar entre 0.15 para separadores sin internos y 0.70 para separadores con internos de alta eficiencia.

Para el cálculo de la constante de velocidad terminal en el libro *Engineering Data Book* de la GPSA se propone la siguiente correlación para un rango de presión de operación 0 a 1500 psig.

$$K = 0.35 - 0.01 \left(\frac{p_o - 100}{100} \right) \dots\dots\dots (5.23)$$

Donde: p_o = Presión de operación (psig)

El procedimiento recomienda las siguientes consideraciones:

- Vapores a vacío, $K = 0.20$
- Soluciones de amina o glicol, multiplicar K por un factor entre 0.6 y 0.8
- Separadores verticales sin eliminador de niebla, divide K entre 2.0.
- Succión a compresores, multiplique K por un factor entre 0.7 y 0.8

York Mist Eliminator, propone para el cálculo de la velocidad terminal las siguientes ecuaciones:

Para un rango de presión de operación 1 a 15 psia.

$$K = 0.1821 + 0.0029 * (p_o) + 0.046 * \ln \phi_o \dots\dots\dots (5.24)$$

Para un rango de presión de operación 15 a 40 psia.

$$K = 35 \dots\dots\dots (5.25)$$

Para un rango de presión de operación 40 a 5500 psia.

$$K = 0.43 - 0.23 * \ln \phi_o \dots\dots\dots (5.26)$$

Donde: p_o = Presión de operación (psia)

Cuando no se tiene eliminador de niebla Svrcek y Monnery recomiendan emplear la mitad de los valores anteriores o el valor teórico.

Ken Arnold, propone emplear la gráfica mostrada en la **Figura 5.13** para calcular el valor de K_{VT} .

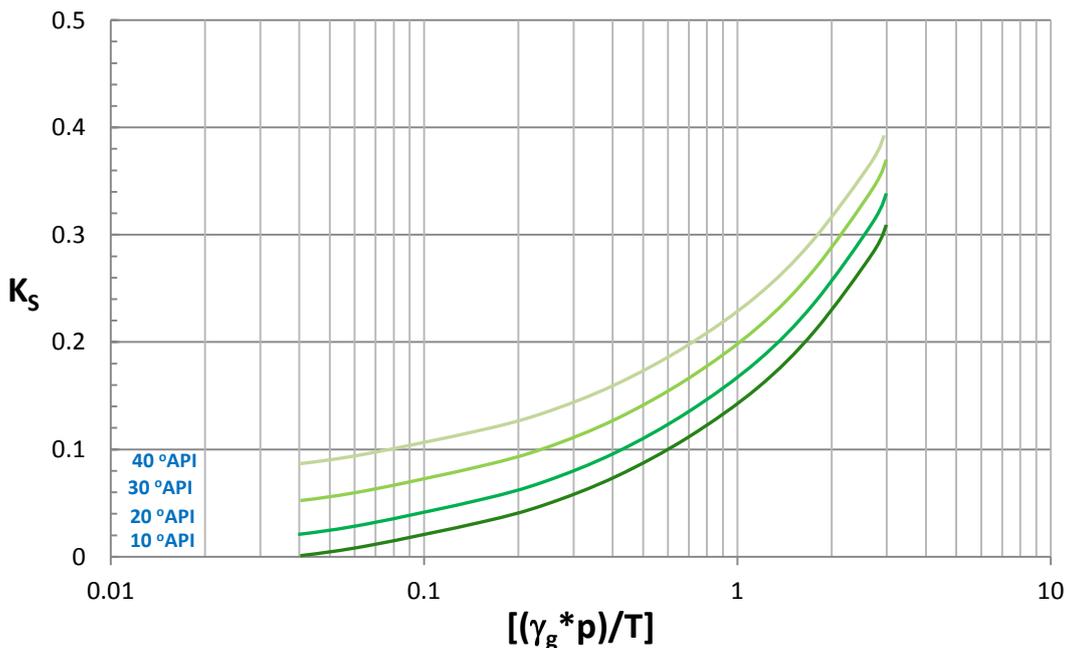


Figura 5.13.- Gráfico de Arnold para el cálculo de K

La constante de velocidad terminal que define Arnold es para el separador, las curvas se elaboran empleando un modelo teórico para un sistema con un diámetro de gota de 100 micras. El mejor ajuste para las curvas se obtiene con la ecuación siguiente:

$$K_S = 0.23212777983947305 + 0.0013887891894209842 \text{ API} + 1.045056533043547 \times 10^{-6} \text{ API}^2 + 0.09703649927844012 \text{ LnX} + 0.0005392750252329755 \text{ API (LnX)} + 0.029641201793326577 (\text{LnX})^2 + 0.00010041842715827253 \text{ API(LnX)}^2 + 0.0037452417609848037 (\text{LnX})^3 \dots\dots(5.27)$$

El valor de X está dada por la siguiente ecuación:

$$X = \frac{\gamma_g P}{T} \dots\dots\dots (5.28)$$

Finalmente el valor de la constante de velocidad terminal se obtiene con la siguiente ecuación:

$$K_{VT} = \frac{0.1189}{K_S \sqrt{\frac{(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g}}} \dots\dots\dots (5.29)$$

Donde: γ_g = Densidad relativa del gas (adim).
 p = presión a condiciones de operación (psia).
 T = Temperatura a condiciones de operación (°R).
 ρ_l = Densidad del líquido a condiciones de operación(lb/ft³).
 ρ_g = Densidad del gas a condiciones de operación(lb/ft³).

Se debe considerar que la capacidad que tiene un separador de manejar un determinado volumen de aceite está en función del tiempo de residencia y del área de la interfase gas-aceite, es necesario que el aceite tenga suficiente tiempo de residencia y mantener un área favorable de la interfase para que el gas se separe del aceite. La capacidad de separación de líquido se basa normalmente en un tiempo de residencia de un minuto para aceites no espumosos con una densidad de 35° API y mayores. Para aceites con una densidad menor a 35° API requieren mayor tiempo de residencia.

En la **Tabla 5.11** se muestra el tiempo de residencia de líquido recomendado por la norma API 12J para el diseño de *separadores de dos fases*.

Tabla 5.11.- Tiempo de residencia del líquido para separadores de dos fases

Densidad del aceite	Tiempo de residencia (min)
Mayor a 35 °API	1
20 a 30 °API	1 a 2
10 a 20 °API	2 a 4

La mezcla de hidrocarburos que presenta formación de espumas requiere de un diseño especial en el dimensionamiento de separadores. La espuma es una mezcla de gas disperso en el líquido con menor densidad a la del líquido pero mayor a la del gas. Por lo que es necesario contar con mayor superficie en la interfase y mayor tiempo de residencia para eliminar el gas del líquido.

Se recomienda utilizar separadores horizontales ya que proporcionan áreas más grandes para la interfase. El rango suficiente en el tiempo de residencia es de 2 a 5 minutos para la mayoría de los casos, pero puede ser necesario un tiempo de residencia de hasta 15 minutos cuando se tenga que manejar crudos espumosos.

Para el diseño de separadores que permita manejar la formación de espumas, se contempla la colocación y configuración de una gran variedad de internos que mejoran la capacidad de

separación. Cuando se cuenta con una muestra del pozo, se puede determinar una estimación más exacta del tiempo de residencia requerido.

La capacidad de líquido que tiene un separador depende principalmente del tiempo de residencia del líquido en el separador. Una buena separación requiere tiempo suficiente para alcanzar las condiciones de equilibrio entre la fase líquida y la gaseosa a la temperatura y presión de separación. La capacidad de líquido de un separador puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$W = \frac{1440(V)}{t} \dots\dots\dots (5.30)$$

Donde:

W = Capacidad de líquido a condición estándar (bpd).

V = Volumen de líquido estabilizado (bls).

t = Tiempo de residencia (min).

El volumen de líquido estabilizado puede ser usado en la ecuación anterior para determinar la capacidad del líquido de un separador en particular, para un dimensionamiento apropiado, se debe determinar la capacidad del líquido y gas del separador.

Con respecto a la presión de separación, si esta incrementa el efecto es que la presión de destilación del gas aumenta, como consecuencia la relación gas-aceite incrementa. Sin embargo ocurre lo contrario para bajas presiones de separación, la presión de destilación del gas disminuye y como resultado, disminuye la relación gas-aceite.

Este comportamiento debe considerarse para determinar la capacidad de gas de un separador, ya que es un factor predominante en el diseño de separadores. Otro factor importante en el diseño es la válvula de descargalíquido, la cual se basa en la presión disponible, el gasto del líquido y su viscosidad.

En el dimensionamiento de un *separador de tres fases*, el tiempo de residencia es un factor muy importante en la separación de las fases agua-aceite, el tiempo de residencia se relaciona con el volumen del separador, la cantidad de líquido manejada, la gravedad específica del agua y del aceite.

El volumen de retención efectivo en un separador es la porción del separador en la que el aceite y el agua permanecen en contacto entre si, no se debe considerar el volumen de aceite y agua que se separan y posteriormente pasan a otra cámara dentro del separador.

Hay dos consideraciones primarias en la especificación del tiempo de residencia:

- a) Tiempo de estabilización del aceite para permitir una adecuada eliminación del agua.
- b) Tiempo de estabilización del agua para permitir una adecuada separación del aceite.

Una consideración para el diseño, es el mismo tiempo de residencia para aceite y agua, esto logra un amplio rango de control del nivel de la interfase o el vertedero de agua variable. El criterio básico de diseño para el tiempo de residencia en separadores de tres fases de la norma API 12J se muestra en la **Tabla 5.12**:

Tabla 5.12.- Tiempo de residencia del líquido para separadores de tres fases

Densidad del aceite	Tiempo de residencia (min)
---------------------	----------------------------

Mayor a 35 °API		3 a 5
Menores a 35 °API	>100 °F	5 a 10
	60 < °F < 100	10 a 20
	< 60 °F	20 a 30

5.4.2.1 Principales factores que intervienen en la capacidad del separador

Para el dimensionamiento se deben de considerar en el cálculo de la capacidad de un separador diferentes factores tales como:

- Volumen de líquido y gas que entra al separador.
- Distribución del tamaño de las partículas de líquido.
- Nivel del líquido en el separador.
- Densidad del líquido
- Densidad del gas.
- Viscosidad del gas.
- Velocidad del gas.
- Equilibrio de fases
- La presión y la temperatura de operación del separador
- La tendencia del aceite a formar espuma.
- La cantidad de material sólido arrastrado por los fluidos que se van a separar.
- El diseño y arreglo de los dispositivos internos del separador.
- El diámetro, longitud del separador, así como el número de etapas de separación.

5.4.2.2 Cálculo de la capacidad de un separador

En la **Tabla 5.13** se muestran los datos generales de las condiciones de diseño de un separador vertical de dos fases con extractor de niebla, ¿Determinar si la capacidad de manejo de líquido para el separador es adecuada?

Tabla 5.13.- Datos generales del separador vertical

Condiciones de diseño			
Gasto de aceite	q_o	3000	(BPD)
Gasto de gas	q_g	25	(MMPCD)
Presión de operación	P	800	(psig)
Temperatura de operación	T	130	(°F)
Densidad del gas	ρ_g	3.4	(lbm/ft ³)
Densidad del aceite	ρ_o	51.5	(lbm/ft ³)
Peso molecular del gas	PM_g	20.3	[lbm/(mol-lbm)]
Peso molecular del aire	PM_a	28.971	[lbm/(mol-lbm)]
Densidad relativa del aceite	°API	40	°API
Altura total del separador	H_T	10	(ft)
Nivel de líquido	H_L	0.3 H_T	(ft)
1 mol-lb de gas @ C.S		379.4	(ft ³)

A partir de la ecuación 5.9 se calcula la constante de velocidad terminal para la presión de operación de 800 psig.

$$K = 0.35 - 0.01 \left(\frac{800 - 100}{100} \right) = 0.28$$

Ahora con la ecuación 5.3 se obtiene la velocidad máxima permisible del gas para un tamaño de partícula de 10 micrones.

$$v_p = (0.28) \sqrt{\frac{(51.5 - 3.5)}{3.4}} = 1.053 \left(\frac{ft}{seg} \right)$$

Por otro lado se realiza la conversión del gasto de gas en MMPCD a ft^3/seg .

$$q_g = 25,000,000 \left(\frac{ft^3}{dia} \right) \left(\frac{dia}{86400 \text{ seg}} \right) \left(\frac{1 \text{ mol} - lb}{379.4 \text{ ft}^3} \right) \left[\frac{20.3 \left(\frac{lb}{\text{mol} - lb} \right)}{3.4 \left(\frac{lb}{ft^3} \right)} \right] = 4.544 \left(\frac{ft^3}{seg} \right)$$

A partir del gasto de gas obtenido y la velocidad máxima permisible del gas es posible calcular el área mínima de flujo del gas como:

$$A_{\min} = \frac{4.544 \left(\frac{ft^3}{seg} \right)}{1.053 \left(\frac{ft}{seg} \right)} = 4.324 \text{ ft}^2$$

Recordando que el área de un círculo es:

$$A = \left(\frac{\pi}{4} \right) D^2$$

Podemos determinar el diámetro mínimo del separador para el flujo de gas como:

$$d_{\min} = \left(\frac{A_{\min}}{\pi/4} \right)^{\frac{1}{2}} = \left(\frac{4.324 \text{ ft}^2}{\pi/4} \right)^{\frac{1}{2}} = 2.346 \text{ (ft)} \left(\frac{12 \text{ pg}}{1 \text{ ft}} \right) = 28.16 \text{ (pg)}$$

Ahora es necesario conocer las principales características y especificaciones de los separadores horizontales, verticales y esféricos, tales como: tamaño, rangos temperatura y máxima presión de trabajo permisible. En la siguiente **Tabla 5.14** se muestra los tamaños estándar encontrados en la industria para una temperatura de operación de 130 ° F y presiones de trabajo permisible de 125, 230, 600, 1000, 1200, 1440 y 2000 psig.

Tabla 5.14.- Dimensiones estándar de separadores

Tipo de separador	Diámetro nominal (pg)									
Horizontal	12 ¾	16	20	24	30	36	42	48	54	60
Vertical	16	20	24	30	36	42	48	54	60	---
Esférico	24	30	36	42	48	54	60	---	---	---

Recordando que el volumen de un cilindro es:

$$V = \pi r^2 h = \left(\frac{\pi}{4} \right) d^2 h$$

Para calcular el volumen de líquido en el separador se selecciona el diámetro próximo estándar de la **Tabla 5.14** con respecto al diámetro mínimo del separador calculado para el flujo de gas. En este caso el diámetro es de 30 pg, h es la altura de líquido en el separador.

$$V = \left(\frac{\pi}{4}\right)(30 \text{ pg})^2 \left(1 \text{ ft}\right) \left(\frac{1 \text{ ft}}{12 \text{ pg}}\right)^2 \left(\frac{1 \text{ bls}}{5.6146 \text{ ft}^3}\right) = 2.623(\text{bls})$$

Finalmente la capacidad de líquido que tiene un separador considerando el considerando un separador de dos fases y la densidad del aceite de 40 °API, se considera un tiempo de residencia de un minuto como se muestra en la **Tabla 5.11**, se tiene:

$$W = \frac{1440(2.623)}{1} = 3776.9(\text{BPD})$$

En resumen las características de 10 pies altura y 30 pulgadas de diámetro en el diseño del separador son adecuadas para el manejo de gas de 25 MMPCD y de aceite de 3000 BPD.

5.4.3 Diseño y dimensionamiento de un separador bifásico

Los criterios que se presentan en esta sección se pueden utilizar para el dimensionamiento inicial de un separador horizontal el cual contiene un volumen de líquido a la mitad de su capacidad, el propósito es complementar y no reemplazar, la experiencia operativa en el diseño de separadores, así como en la determinación del tipo y tamaño del separador, las funciones y los requerimientos del separador deben ser considerados, incluyendo la incertidumbre que se tiene en los parámetros de diseño como: el gasto de producción y propiedades de los fluidos. Como regla de oro se deben de tomar en cuenta los parámetros de diseño y las recomendaciones del fabricante.

El objetivo del dimensionamiento es obtener el diámetro, longitud y el tiempo de residencia adecuados para satisfacer las condiciones de capacidad de gas y líquido del separador, para ello se tomaron los criterios considerados por Kent Arnold y Maurice Stewart.

Para la determinar la capacidad de manejo de gas, las ecuaciones presentadas consideran la remoción de partículas de líquido de 100 micras, esto es para que los resultados obtenidos sean conservadores. Así mismo esta capacidad está en función de las condiciones de operación, dimensiones de la vasija, ubicación de la instrumentación instalada y características de los fluidos entre otros aspectos. Para determinar la capacidad líquido en los separadores horizontales y verticales se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

- **Separadores horizontales**, el nivel máximo de líquido está definido por la altura máxima del controlador de nivel o flotador, este nivel recomendado es menor o igual a la mitad del diámetro interno del separador para obtener mayor eficiencia en su operación. Cuando el gasto de producción es bajo, se integra en la salida del separador horizontal un colector de líquidos para proporcionar un tiempo de residencia requerido al líquido, de esta manera se requiera un diámetro más pequeño del separador.
- **Separadores verticales**, el nivel máximo de líquido está en función del indicador de nivel óptico y se recomienda que este en un rango de uno a tres veces el diámetro del separador para obtener mayor eficiencia dependiendo del diseño. Otra consideración es que la altura de nivel de líquido (h_L) es 2 pies por debajo de la distancia entre la altura de la carga (h_C) y la altura de la descarga (h_D) tomando como referencia la soldadura inferior del separador.

5.4.3.1 Dimensionamiento de un separador horizontal bifásico

Para dimensionar un separador horizontal es necesario definir la longitud costura-costura de la vasija y el diámetro, estas deben satisfacer la capacidad de gas que permita que las partículas de líquido se separen del flujo de gas, mientras el flujo del gas atraviesa la longitud efectiva de la vasija (L_{eff}).

El diseño debe proporcionar el suficiente tiempo de residencia para permitir que el líquido alcance el equilibrio, así que la ecuación de capacidad de gas considera en establecer el tiempo de residencia del gas igual al tiempo necesario para la separación de gotas de líquido del tamaño de 100 micras, logren asentarse en la interfase gas-liquido en una vasija al 50% de la capacidad del líquido.

Los principios de separación a través del asentamiento de la partícula de líquido por acción de la fuerza de gravedad, puede ser utilizado para desarrollar una ecuación que permita calcular el tamaño del separador para un gasto de gas determinado.

La capacidad de manejo de gas se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i L_{eff} = 420 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (5.31)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
- L_{eff} = Longitud efectiva de la vasija donde ocurre la separación (ft).
- T = Temperatura de operación (°R).
- q_g = Gasto de gas (MMPCD).
- p = Presión de operación (psia).
- z = Factor de desviación del gas (adim).
- ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³).
- ρ_l = Densidad del líquido (lb/ft³).
- d_m = Diámetro de la partícula de líquido a separar (micras).
- C_D = Coeficiente de arrastre que depende del Número de Reynolds (adim).

En la **Figura 5.14** se muestra el modelo de un separador horizontal que es utilizado para desarrollar las ecuaciones para el dimensionamiento.

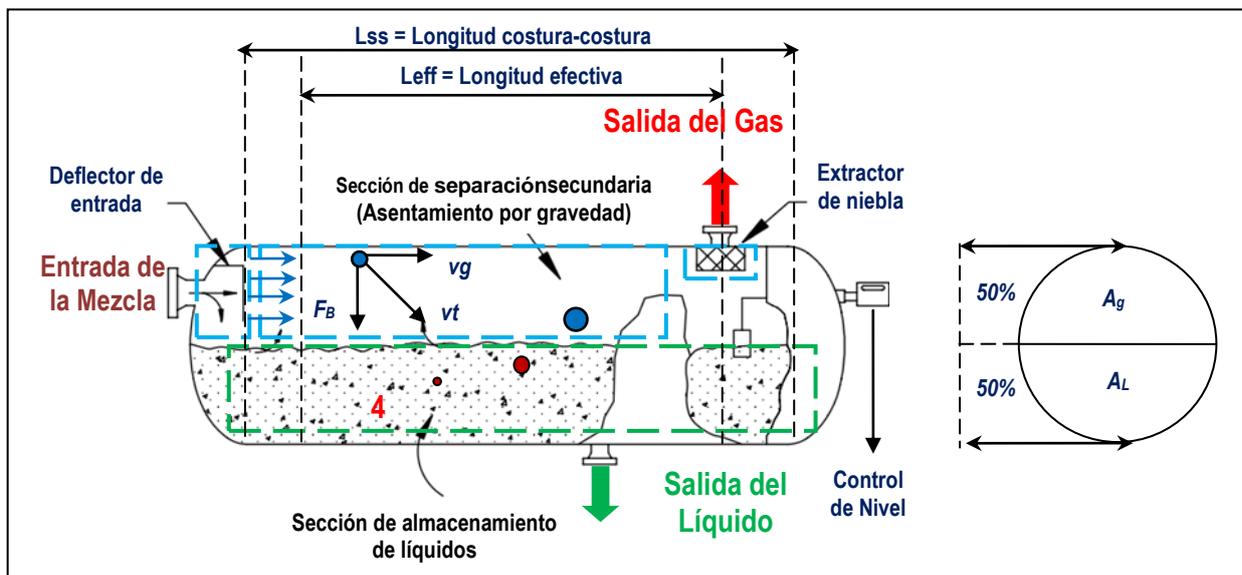


Figura 5.14.- Modelo de un separador horizontal

La ecuación 5.31 se deriva de la siguiente manera:

$$Q_g = v_g A_g \dots\dots\dots (5.32)$$

Donde: Q_g = Gasto de gas (ft³/s).
 v_g = Velocidad del gas (ft/s).
 A_g = Área del flujo de gas (ft²).

El área de la sección del separador se calcula como:

$$A_T = \pi r^2 = \pi \left(\frac{D_i}{2}\right)^2 = \left(\frac{\pi}{4}\right) D_i^2 \dots\dots\dots (5.33)$$

Donde: D_i = Diámetro interior del separador (ft).
 A_T = Área de la sección transversal al flujo (ft²).

Considerando que el separador horizontal se encuentra a la mitad de su capacidad de líquido, el área del flujo de gas se calcula como:

$$A_g = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} D_i^2\right) = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{\pi}{4}\right) \left(\frac{d_i}{12}\right)^2\right] \dots\dots\dots (5.34)$$

Para determinar el gasto de gas (Q_g) a condiciones estándar en MMPCD se tienen:

$$Q_g \left[\frac{ft^3}{seg}\right] = q_g \left[\frac{MMft^3}{día}\right] \left[\frac{1 \times 10^6}{MM}\right] \left[\frac{día}{24 hrs}\right] \left[\frac{1 hr}{3600 seg}\right] \left[\left(\frac{z T p_s}{z_s T_s p}\right)\right] \dots\dots\dots (5.35)$$

Donde: Q_g = Gasto de gas @ p,T(ft³/s).
 q_g = Gasto de gas @ C.S (MMPCD).
 z = Factor de desviación del gas @ p y T (adim).
 T = Temperatura de operación (°R).
 p_s = Presión @ C.S (psia).
 z_s = Factor de desviación del gas @ C.S (adim).
 T_s = Temperatura de operación @ C.S (°R).
 p_s = Presión de operación (psia).

La temperatura y presión a condiciones estándar es 520 (°R) y 14.7 (psia) respectivamente. Ahora despejando de la ecuación 5.32 la velocidad del gas y sustituyendo las ecuaciones 5.34 y 5.35 se tiene:

$$v_g = \frac{Q_g}{A_g} = \left[\frac{\left(\frac{1 \times 10^6 (4.7)}{24 (600) (20)}\right) \left(\frac{z T}{p}\right)}{\left(\frac{\pi}{4} (44)^2\right)} \right] q_g \left(\frac{1}{d_i^2}\right) = \left[\frac{\left(\frac{1 \times 10^6 (4.7) (44)}{4 (600) (20)}\right) q_g \frac{z T}{p}}{(44)^2} \right]$$

El volumen de gas esta dado por:

$$v_g = \left[\frac{120 q_g z T}{p d_i^2} \right] \dots\dots\dots (5.36)$$

Donde: v_g = Velocidad del gas (ft/s).
 q_g = Gasto de gas @ C.S (MMPCD).
 z = Factor de desviación del gas @ p y T (adim).
 T = Temperatura de operación (°R).
 d_i = Diámetro interior del separador (pg).

La expresión que determina el tiempo de residencia del gas es:

$$t_{rg} = \frac{L_{eff}}{v_g} \dots\dots\dots (5.37)$$

Donde: t_{rg} = Tiempo de residencia del gas(ft).

L_{eff} = Longitud efectiva de la vasija donde ocurre la separación (ft).

La expresión que determina el tiempo de residencia de la partícula de líquido es:

$$t_{rp} = \frac{1}{2} \left(\frac{D_i}{v_t} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{d_i}{12 v_t} \right) \dots\dots\dots (5.38)$$

Donde: t_{rp} = Tiempo de residencia de la partícula de líquido (seg).

D_i = Diámetro interior del separador (ft).

v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (ft/s).

Ahora sustituyendo la ecuación 5.36 en la ecuación 5.37 se tiene:

$$t_{rg} = \frac{L_{eff}}{\left(120 \frac{q_g z T}{p d_i^2} \right)}$$

De igual forma se sustituye la ecuación 5.13 en la ecuación 5.36 se tiene:

$$t_{rp} = \frac{d_i}{4 \cdot 0.01189} \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Considerando que el tiempo de residencia de gas igual al tiempo de residencia en que la partícula de líquido logra asentarse en la interfase gas-liquido, se tienen:

$$t_{rg} = t_{rp} \dots\dots\dots (5.39)$$

$$\frac{L_{eff}}{\left(120 \frac{q_g z T}{p d_i^2} \right)} = \frac{d_i}{4 \cdot 0.01189} \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$d_i^2 L_{eff} = \frac{d_i (120)}{4 \cdot 0.01189} \left(\frac{q_g z T}{p} \right) \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Finalmente al simplificar todos los términos se obtiene la ecuación 5.31 con la que podemos determinar la capacidad manejo de gas de un separador horizontal como:

$$q_g = \frac{\left(\frac{d_i L_{eff} p}{T z} \right)}{420 \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}} \dots\dots\dots (5.40)$$

Arnold propone una constante de velocidad terminal para el separador, la cual considera la separación de gotas con un diámetro de 100 micras en función de las propiedades del gas y del líquido, lo cual permite realizar un diseño más conservador en el dimensionamiento del separador, un valor aproximado de K_S se puede obtener de la **Figura 5.13**, la cual se define como:

$$K_s = \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (5.41)$$

Esto permite simplificar los cálculos y poder determinar la capacidad de manejo de gas del separador horizontal como:

$$d_i L_{eff} = 42 K_s \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \dots\dots\dots (5.42)$$

$$q_g = \frac{d_i L_{eff} p}{42 K_s T z} \dots\dots\dots (5.43)$$

$$L_{eff} = 42 K_s \left[\frac{T z q_g}{p d_i} \right] \dots\dots\dots (5.44)$$

La capacidad de manejo de líquido se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i^2 L_{eff} = \left[\frac{t_{rL} Q_L}{0.7} \right] \dots\dots\dots (5.45)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
- L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft).
- t_{rL} = Tiempo de residencia deseado para el líquido (min).
- q_L = Gasto de líquido (BPD).

La ecuación 5.45 se derivan de la siguiente manera

$$V = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} \right) D_i^2 L_{eff} = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{d_i^2}{144} \right) L_{eff} \dots\dots\dots (5.46)$$

- Donde: V = Volumen de líquido en el separador (ft³).
- D_i = Diámetro interior del separador (ft).
- L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft).

Para determinar el gasto de líquido (Q_L) en ft³/seg se tienen:

$$Q_L \left[\frac{ft^3}{seg} \right] = q_L \left[\frac{bls}{día} \right] \left[\frac{5.6146 ft^3}{1 bl} \right] \left[\frac{día}{24 hrs} \right] \left[\frac{1 hr}{3600 seg} \right]$$

$$Q_L \left[\frac{ft^3}{seg} \right] = 6.4998 \times 10^{-5} q_L \dots\dots\dots (5.47)$$

- Donde: q_L = Gasto de líquido (BPD).

El tiempo de retención del líquido se define como:

$$t_r = \frac{V}{Q_L} \dots\dots\dots (5.48)$$

- Donde: t_r = Tiempo de residencia (seg).
- V = Volumen del separador (ft³).
- Q_L = Gasto de líquido (ft³/seg).

Ahora sustituyendo las ecuaciones 5.46 y 5.47 en la ecuación 5.48 se tiene:

$$t_r = \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{d_i^2 L_{eff}}{6.4998 \times 10^{-5} q_L} \right) = 42 \left(\frac{d_i^2 L_{eff}}{q_L} \right) \dots \dots \dots (5.49)$$

Para el tiempo de residencia deseado del líquido se tiene:

$$t_{rL} = 60 t_r \dots \dots \dots (5.50)$$

Finalmente sustituyendo la ecuación en 5.50 y despejando se obtiene la ecuación 5.45.

Longitud efectiva y longitud costura a costura

La longitud efectiva puede ser calculada a partir de la ecuación 5.45, para poder determinar la longitud costura-costura, en el diseño de un separador con características especifica depende del arreglo y colocación de los internos empleados. La longitud efectiva se determina como:

$$L_{eff} = \left[\frac{t_{rL} q_L}{0.7 d_i^2} \right] \dots \dots \dots (5.51)$$

Donde: L_{eff} = Longitud efectiva del separación(ft).

t_{rL} = Tiempo de residencia deseado para el líquido (min).

q_L = Gasto de líquido (BPD).

d_i = Diámetro interior del separador (pg).

Como se muestra en la **Figura 5.14** la longitud costura a costura del separador se divide en segmentos, en la cual requiere un segmento para distribuir uniformemente el flujo cerca del deflector de entrada y otro segmento se requiere para el extractor de niebla, al restar estos segmentos de la longitud costura a costura del separador se tiene la longitud efectiva (L_{eff}).

Se debe considerar que a medida que aumenta el diámetro del separador, se necesita mayor longitud para distribuir uniformemente el flujo de gas, sin embargo, no importa que tan pequeño pueda ser el diámetro del separador, se requiere de una porción de la longitud para la distribución uniforme del flujo y para la colocación del extractor de niebla.

En base a estos conceptos y junto con experiencia en el campo, la longitud costura a costura para la **capacidad de manejo de gas** de un separador puede ser estimada con mayor aproximación con la siguiente expresión.

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12} \dots \dots \dots (5.52)$$

Donde: L_{SS} = Longitud costura a costura del separador(ft).

L_{eff} = Longitud efectiva del separador(ft).

d_i = Diámetro interior del separador (pg).

Para el dimensionamiento de los separadores en base a su **capacidad de manejo de líquido**, la longitud costura a costura requiere de un segmento para la distribución uniforme del flujo cerca del deflector de entrada y otro segmento para la salida de líquido. La longitud de la costura a costura no debe superar la siguiente relación:

$$L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff} \dots \dots \dots (5.53)$$

Relación de esbeltez

Las ecuaciones 5.31 y 5.45 permiten varias opciones de longitud y diámetro para cada diseño de separador, una combinación de L_{eff} y d_i proporciona el menor costos del separador. La relación de esbeltez es la relación de longitud y diámetro del separador, se puede demostrar que mientras más pequeños el diámetro, tendrá menor peso el separador y por lo tanto menor será su costo. Sin embargo, se debe considerar que cuando disminuye el diámetro aumenta la posibilidad de que la alta velocidad en el flujo de gas genere olas y arraste de líquidos de la interfase.

La experiencia ha demostrado que para el dimensionamiento a partir de la capacidad de manejo de gas, el rango entre 3 a 4 de relación de esbeltez no producirá arrastre de líquidos por el flujo de gas. La relación de esbeltez se define como la longitud dividida por el diámetro interno del separador y se expresa como:

$$R_{es} = \frac{12L_{SS}}{d_i} \dots\dots\dots (5.54)$$

Donde: R_{es} = Relación de esbeltez (pg).

5.4.3.2 Dimensionamiento general de un separador horizontal bifásico

La mayoría de los separadores de dos fases en los campos petroleros, están diseñados a partir de considerar el nivel de líquido del separador al 50% de su capacidad, sin embargo esta consideración puede cambiar. Esto significa que el nivel de líquido del separador puede ser menor al 50% de su capacidad, por lo que es necesario considerar en el diseño de los reparadores bifásicos el área real que ocupa el gas y el líquido, para calcular la velocidad del gas y el volumen de líquido como se muestra en la **Figura 5.15**.

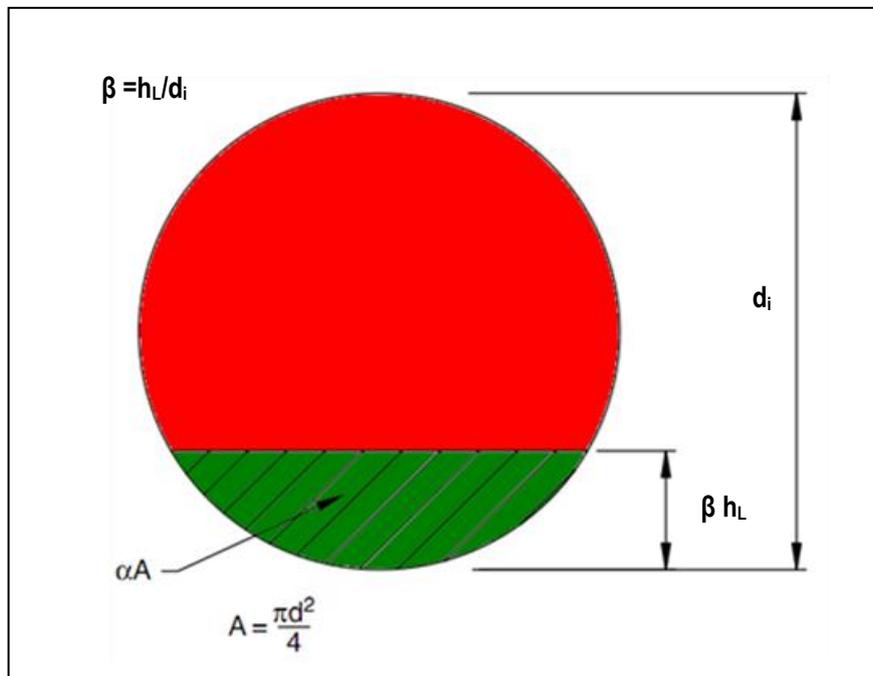


Figura 5.15.- Áreas del líquido y gas en un separador horizontal

La capacidad de manejo de gas se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i L_{eff} = 420 \left(\frac{1-\beta}{1-\alpha} \right) \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (5.55)$$

Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).

L_{eff} = Longitud efectiva de la vasija donde ocurre la separación (ft).

T = Temperatura de operación (°R).

q_g = Gasto de gas (MMPCD).

p = Presión de operación (psia).

z = Factor de desviación del gas (adim).

ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³).

ρ_l = Densidad del líquido (lb/ft³).

d_m = Diámetro de la partícula de líquido a separar (micras).

C_D = Coeficiente de arrastre que depende del Número de Reynolds (adim).

α = Relación entre el área de líquido y área total (fracción).

β = Relación entre la altura de líquido y la altura total en el separador (fracción).

La constante de diseño por restricción de capacidad de gas en unidades de campo, se obtiene a partir de la gráfica de la ecuación $\frac{1-\beta}{1-\alpha}$ vs relación entre la altura de líquido y la altura total (β) del separador horizontal menor al 50 % de su capacidad mostrada en la **Figura 5.16**.

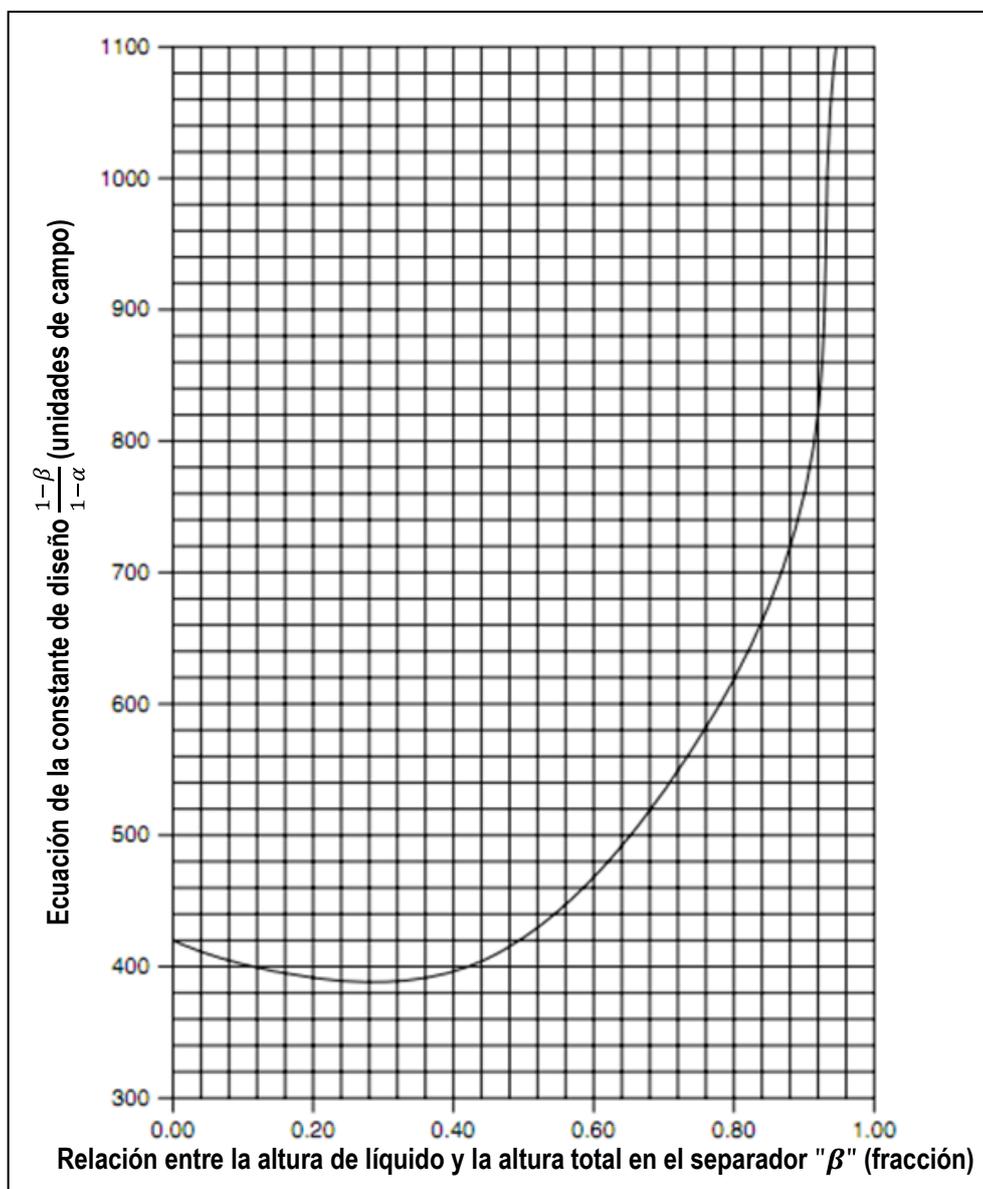


Figura 5.16.- Constante de diseño por restricción de capacidad de gas

La capacidad de manejo de líquido se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i^2 L_{eff} = \left[\frac{t_{rL} q_L}{0.7 \alpha} \right] \dots \dots \dots (5.56)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
 L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft).
 t_{rL} = Tiempo de residencia deseado para el líquido (min).
 q_L = Gasto de líquido (BPD).
 α = Relación entre el área de líquido y el área total (fracción).

Si β es conocido, α puede ser determinada a partir de la constante de diseño por restricción de capacidad de líquido de la gráfica de la relación entre el área de líquido y el área total (α) vs relación entre la altura de líquido y la altura total (β) del separador horizontal menor al 50 % de su capacidad mostrada en la **Figura 5.17**.

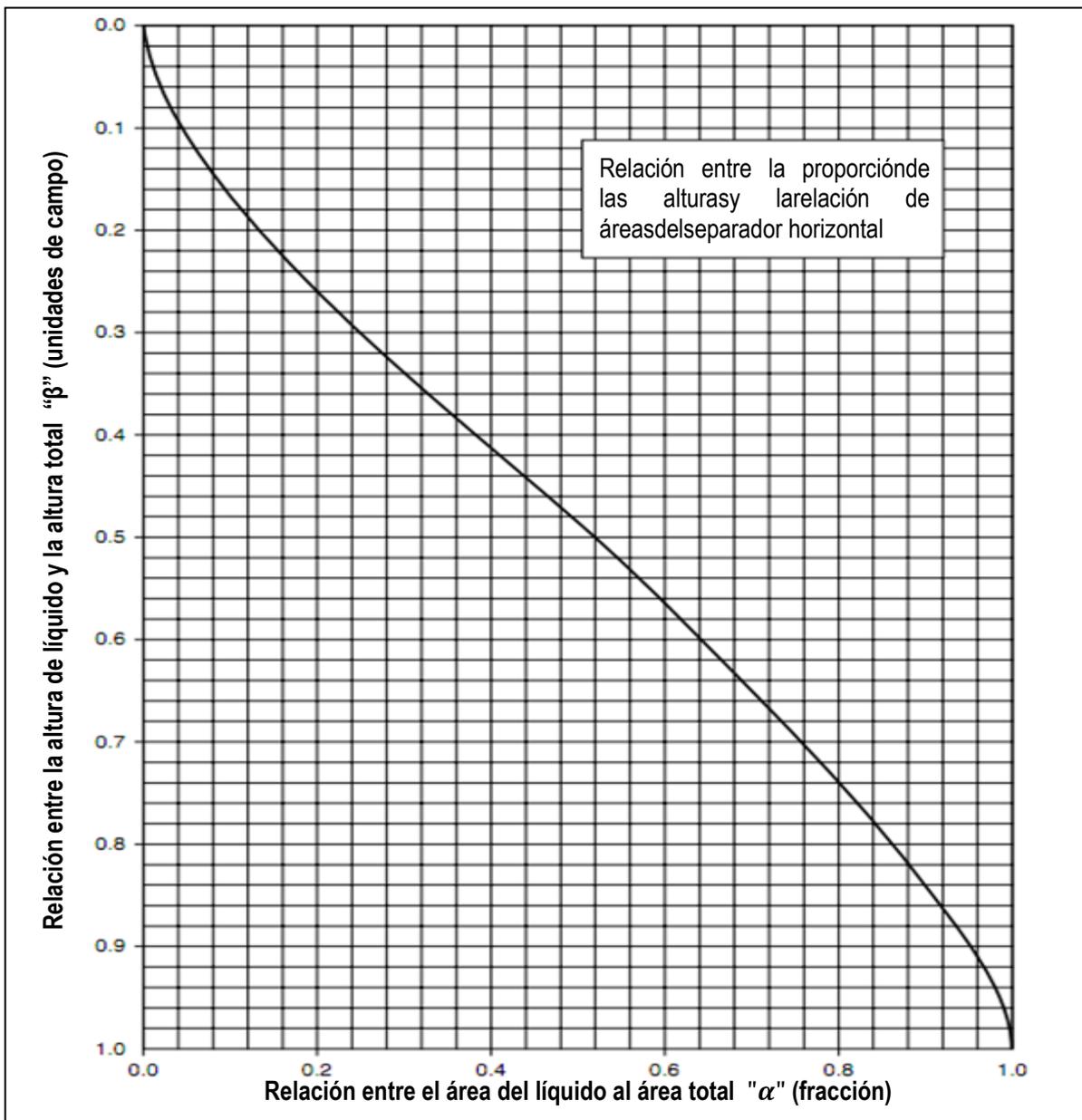


Figura 5.17.- Constante de diseño por restricción de capacidad de líquido

5.4.3.3 Dimensionamiento de un separador vertical bifásico

Para el diseño de un separador vertical de dos fases, los criterios anteriormente pueden ser utilizados para el dimensionamiento inicial del separador, se debe seleccionar un diámetro mínimo el cual permita el asentamiento de las partículas de líquido del flujo vertical de la corriente de gas, el tiempo de retención del líquido es función de la altura del nivel de líquido y del diámetro interno del separador. Cualquier diámetro mayor que el mínimo requerido para la capacidad de gas puede ser elegido.

En la **Figura 5.18** se muestra el modelo de un separador vertical que es utilizado para desarrollar las ecuaciones para el dimensionamiento.

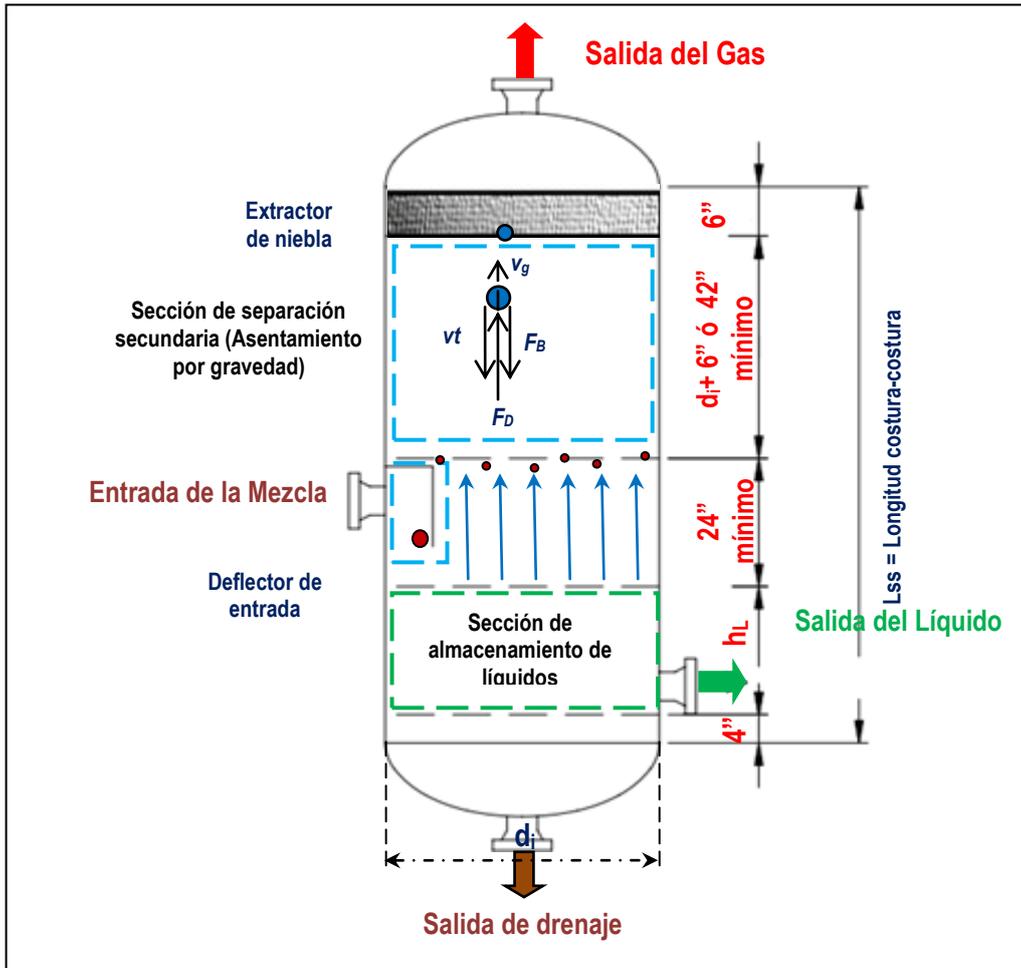


Figura 5.18.- Modelo de un separador vertical

Los principios de separación a través del asentamiento de la partícula de líquido por acción de la fuerza de gravedad, puede ser utilizado para desarrollar una ecuación que permita calcular el tamaño del separador para un gasto de gas determinado, al establecer el tiempo de residencia del gas igual al tiempo necesario para la separación de gotas de líquido del tamaño de 100 micras, logren asentarse en la interfase gas-líquido en una vasija al 50% de la capacidad del líquido.

La capacidad de manejo de gas se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i^2 = 5040 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (5.57)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
 L_{eff} = Longitud efectiva de la vasija donde ocurre la separación (ft).
 T = Temperatura de operación (°R).
 q_g = Gasto de gas (MMPCD).
 p = Presión de operación (psia).
 z = Factor de desviación del gas (adim).
 ρ_g = Densidad del gas (lb/ft³).
 ρ_l = Densidad del líquido (lb/ft³).
 d_m = Diámetro de la partícula de líquido a separar (micras).
 C_D = Coeficiente de arrastre que depende del Número de Reynolds (adim).

Para las partículas que caen, la velocidad del gas debe ser menor que la velocidad de asentamiento de la partícula de líquido la cual está dada por la ecuación 5.13.

$$v_t = 0.01189 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{\frac{1}{2}}$$

La ecuación 5.57 se deriva de la siguiente manera:

$$v_g = \frac{Q_g}{A_g} \dots \dots \dots (5.58)$$

- Donde: Q_g = Gasto de gas (ft³/s).
 v_g = Velocidad del gas (ft/s).
 A_g = Área del flujo de gas (ft²).

Para el separador vertical el área del flujo de gas se calcula como:

$$A_g = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} D_i^2 \right) = \frac{\pi}{44} d_i^2 \dots \dots \dots (5.59)$$

Simplificando la ecuación 5.35 para el gasto de gas (Q_g) a condiciones estándar en MMPCD se tiene:

$$Q_g \left[\frac{ft^3}{seg} \right] = 0.3271 \left[q_g \left(\frac{zT}{p} \right) \right] \dots \dots \dots (5.60)$$

Sustituyendo la ecuación 5.59 y 5.60 en la ecuación 5.58 se tiene:

$$v_g = \frac{0.3271 \times 44}{\pi} \left[q_g \left(\frac{zT}{p d_i^2} \right) \right] \dots \dots \dots (5.61)$$

Finalmente igualando la velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (ecuación 5.13) y la velocidad del gas de la ecuación 5.61 se tiene:

$$v_t = v_g \dots \dots \dots (5.62)$$

$$0.01189 \left[\left(\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g} \right) \frac{d_m}{C_D} \right]^{\frac{1}{2}} = 60 \left[q_g \left(\frac{zT}{p d_i^2} \right) \right]$$

Despejando el diámetro interno del separador se tiene la ecuación 5.57

$$d_i^2 = \frac{60}{0.01189} \left[q_g \left(\frac{zT}{p} \right) \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Tomando en cuenta el valor de la constante de velocidad terminal del separador obtenido por la gráfica de Arnold (**Figura 5.13**), permite simplificar los cálculos y poder determinar la capacidad de manejo de gas del separador vertical como:

$$d_i^2 = 504 K_s \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \dots\dots\dots (5.63)$$

La capacidad de manejo de líquido se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i^2 h_L = \left[\frac{t_{rL} q_L}{0.12} \right] \dots\dots\dots (5.64)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
- h_L = altura del nivel de líquido (pg).
- t_{rL} = Tiempo de residencia deseado para el líquido (min).
- q_L = Gasto de líquido (BPD).

Para un gasto de líquido determinado, el diseño de los separadores verticales de dos fases debe estar dimensionado para proporcionar el suficiente tiempo de residencia para permitir que el líquido alcance el equilibrio de fases con el gas.

La ecuación 5.64 se deriva de la siguiente manera

$$V = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} \right) D_i^2 H_L = \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{d_i^2}{144} \right) \left(\frac{h_L}{12} \right) \dots\dots\dots (5.65)$$

- Donde: V = Volumen de líquido en el separador (ft³).
- D_i = Diámetro interior del separador (ft).
- H_L = Altura del nivel de líquido en el separador (ft).

Ahora sustituimos la ecuación 5.65 y el gasto de líquido de la ecuación 5.47 en la ecuación 5.48 que define el tiempo de residencia del líquido como:

$$t_r = \frac{\pi}{4 \cdot 144 \cdot 6.4998 \times 10^{-5}} \left(\frac{d_i^2 h_L}{q_L} \right) = 6.992 \left(\frac{d_i^2 h_L}{q_L} \right) \dots\dots\dots (5.66)$$

Finalmente sustituyendo la ecuación 5.50 en la ecuación 5.66 y despejando el tiempo de residencia del líquido se obtiene la ecuación 5.6.3.

Longitud costura a costura

Al igual que con los separadores horizontales, el diseño específico de los internos del separador afectará a la longitud costura a costura (L_{SS}), esta longitud puede ser determinada en base al diámetro y altura del líquido del separador. Como se muestra en la **Figura 5.18**, se deben tomar en cuenta secciones para: distribución uniforme del flujo, separación del gas y colocación del extractor de niebla, así como un segmento por debajo de la salida de líquido. Para estimar la L_{SS} en función al diámetro interior del separador las siguientes ecuaciones pueden ser utilizadas.

Diámetro menor o igual a 36 pg se tiene:

$$L_{SS} = \frac{h_L + 76}{12} \dots\dots\dots (5.67)$$

Diámetro mayor a 36 pg se tiene:

$$L_{SS} = \frac{h_L + d_i + 40}{12} \dots\dots\dots (5.68)$$

Donde: L_{SS} = Longitud costura a costura del separador (ft).

h_L = altura del nivel de líquido (pg).

d_i = Diámetro interior del separador (pg).

Relación de esbeltez

Al igual que en los separadores horizontales, la relación de esbeltez (R_{es}) es la relación que hay entre la longitud y diámetro del separador mostrado en la ecuación 5.54, podemos observar que d_i es inversamente proporcional R_{es} , por consiguiente, mientras mayor sea la R_{es} menor será el costo del separador.

Como en los separadores verticales el tamaño es función del volumen de líquido, para proporcionar al separador una altura adecuada del nivel de líquido es común seleccionar valores mayores a 4 de la relación de esbeltez. Sin embargo, se recomienda la selección de la combinación de d_i y L_{SS} que se encuentre en el rango de entre 3 y 4 de la relación de esbeltez, pero las restricciones de altura pueden obligar a elegir un valor inferior de acuerdo a su diseño, los diámetros que se encuentren dentro de este rango serán factibles de ser encontrados en los catálogos del fabricante y cumplirán con las condiciones de manejo del gas para el dimensionamiento de separadores

5.4.3.4 Metodología de diseño y dimensionamiento de un separador bifásico

Esta metodología tiene como objetivo realizar el diseño y dimensionamiento de un separador bifásico, considerando como base la separación de partículas de líquido de 100 micras para obtener resultados conservadores. Para su aplicación se deben conocer los siguientes parámetros: producción máxima y mínima de aceite y gas, condiciones de presión y temperatura de operación, propiedades de los fluidos. Adicionalmente se toman los diámetros de separadores establecidos por los fabricantes especificados en la norma API 12-J 8va edición de separadores y recomendaciones en el rango del tiempo de residencia.

1. Análisis y validación de la información de las condiciones de operación, así como los factores que intervienen en el diseño y dimensionamiento del separador.
2. Calcular de las propiedades de los fluidos a partir de correlaciones.
3. Calcular la velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (v_i) con la ecuación 5.13 considerando un valor del coeficiente de arrate de 0.34.
4. Calcular el número de Reynolds (Re) con la ecuación 5.16 a partir del valor obtenido de la velocidad de asentamiento de la partícula.
5. Calcular el coeficiente de arrate (C_D) con la ecuación 5.12 a partir del valor obtenido del número de Reynolds.

6. Si el valor calculado de C_D es igual al valor supuesto, la solución ha sido alcanzada. Si no, entonces el procedimiento debe ser repetido utilizando el C_D calculado como el nuevo valor supuesto para realizar nuevamente los cálculos y obtener v_t , posteriormente el Re y finalmente el C_D .

7. Realizar el dimensionamiento por capacidad de gas:

- **Separadores horizontales.**

Determina la longitud efectiva del separador que proporciona la capacidad de manejo de gas a diferentes diámetros del separador, considerando los diámetros estándar vistos en la **Tabla 5.14**.

$$d_i L_{eff} = 420 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

- **Separadores verticales**

Determinar el diámetro mínimo requerido del separador que permite manejar la cantidad de gas a las condiciones de operación.

$$d_i^2 = 5040 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

8. **Realizar el dimensionamiento por capacidad de líquido:**

- **Separadores horizontales**

Calcular la longitud efectiva (L_{eff}) que proporciona la capacidad de manejo de líquido a diferentes diámetros del separador.

$$L_{eff} = \left[\frac{t_{rL} Q_L}{0.7 d_i^2} \right]$$

- **Separadores verticales**

Calcular la altura del nivel de líquido considerando un rango en el tiempo de residencia de 1 a 3 min, así como diferentes diámetros del separador vistos en la **Tabla 5.14**, mayores al mínimo calculado para la capacidad de manejo de gas en el punto anterior.

$$h_L = \left[\frac{t_{rL} Q_L}{0.12 d_i^2} \right]$$

9. Obtener la longitud costura a costura (L_{SS}) a partir de los valores calculados en el punto anterior.

- **Separadores horizontales**

Por capacidad de manejo de gas.

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Por capacidad de manejo de líquido.

$$L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff}$$

- **Separadores verticales**

Para diámetro interno del separador menor o igual a 36 pg.

$$L_{SS} = \frac{h_L + 76}{12}$$

Para diámetro interno del separador mayor a 36 pg.

$$L_{SS} = \frac{h_L + d_i + 40}{12}$$

10. Calcular la relación de esbeltez, se recomienda elegir la combinación de longitud y diámetros de los separadores que proporcionen una relación de esbeltez entre 3 y 4. De acuerdo a las consideraciones realizadas por Arnold, los diámetros que se encuentren en este rango es posible localizarlos en los catálogos del fabricante.

$$R_{es} = \frac{12L_{SS}}{d_i}$$

11. Realizar matriz de diseño:

- **Separadores horizontales**

A partir de los diámetros estándar del separador obtener la longitud efectiva y longitud costura a costura por capacidad de manejo de gas.

Tabla 5.15.- Capacidad de gas del separador horizontal

di [pg]	L _{eff} [ft]	L _{ss} [ft]
12 ¾		
16		
20		
24		
30		
36		
42		
48		
54		
60		

A partir de los diámetros del separador y el tiempo de residencia del líquido obtener la longitud efectiva, longitud costura a costura y relación de esbeltez por capacidad de manejo de líquido.

Tabla 5.16.-Matriz diseño por capacidad de líquido del separador horizontal

t_{rL} [min]	d_i [pg]	L_{eff} [ft]	L_{ss} [ft]	Res [pg]
3	16			
	20			
	24			
	30			
	36			
	42			
	48			
2	24			
	30			
	36			
	42			
	48			
1	24			
	30			
	36			
	42			
	48			

- *Separadores verticales*

A partir del tiempo de residencia del líquido, diámetros de separador superiores al diámetro mínimo calculado, obtener la altura del líquido, longitud costura a costura y relación de esbeltez.

Tabla 5.17.- Matriz de diseño por capacidad de líquido del separador vertical

t_{rL} [min]	d_i [pg]	h_L [pg]	L_{ss} [ft]	Res [pg]
3	24			
	30			
	36			
	42			
	48			
2	24			
	30			
	36			
	42			
1	24			
	30			
	36			
	42			

- Realizar la gráfica del diámetro interno del separador vs longitud costura a costura para cada tiempo de residencia.
- Elegir un tamaño adecuado para el separador (d_i y L_{ss}) con un diámetro mayor al diámetro mínimo determinado por la capacidad de gas, el tiempo de retención requerido y que se encuentre dentro del rango de la relación de esbeltez recomendada.

5.4.3.5 Ejercicio de diseño de un separador horizontal bifásico

Determinar las dimensiones de un separador horizontal a partir de las condiciones de diseño mostrados en la **Tabla 5.18**, considerando un rango de 3 a 4 minutos en el tiempo de residencia de líquido.

Tabla 5.18.- Datos generales para el dimensionamiento del separador horizontal

Condiciones de diseño separador horizontal			
Gasto de aceite	q_o	3600	(BPD)
Gasto de gas	q_g	8	(MMPCD)
Densidad relativa del aceite	$^{\circ}\text{API}$	35	$^{\circ}\text{API}$
Presión de operación	P	500	(psia)
Temperatura de operación	T	60	($^{\circ}\text{F}$)
Tamaño mínimo de la partícula de líquido	d_p	100	(micras)
Tiempo de residencia del líquido	t_{rL}	1 a 3	(min)
Número de Reynolds supuesto	Re	0.34	(adim)
Peso molecular del aire	PMa	28.996	[lb/(lb-mol)]
Densidad relativa del gas	γ_g	0.689	(adim)
Factor de desviación del gas	z	0.84	(adim)
Constante universal de los gases	R	10.732	[(lb/psia-ft ³)/(mol-lb- $^{\circ}\text{R}$)]
Condiciones estándar	p	14.696	(lb/pg ²)
	T	60	($^{\circ}\text{F}$)

Utilizando la metodología de diseño y dimensionamiento de un separador se obtuvo la longitud efectiva y longitud costura a costura por capacidad de manejo de gas los cuales se muestran en la **Tabla 5.19**.

Tabla 5.19.- Capacidad de gas del separador horizontal

d_i [pg]	Gas L_{eff} [ft]	Gas L_{ss} [ft]
16	3.5	4.8
20	2.8	4.4
24	2.3	4.3
30	1.8	4.3
36	1.5	4.5
42	1.3	4.8
48	1.2	5.2
54	1.0	5.5
60	0.9	5.9

A continuación se determinaron los parámetros de la matriz de diseño por capacidad de manejo de líquido utilizando los diámetros estándar de separadores horizontales los cuales se muestran en la **Tabla 5.20**

Tabla 5.20.-Matriz diseño por capacidad de líquido del separador horizontal

t_{rL} [min]	d_i [pg]	L_{eff} [ft]	L_{ss} [ft]	Res [pg]
3	16	60.3	80.4	60.3
	20	38.6	51.4	30.9
	24	26.8	35.7	17.9
	30	17.1	22.9	9.1
	36	11.9	15.9	5.3
	42	8.7	11.7	3.3
	48	6.7	8.9	2.2
	54	5.3	7.1	1.6
2	24	17.9	23.8	11.9
	30	11.4	15.2	6.1
	36	7.9	10.6	3.5
	42	5.8	7.8	2.2
	48	4.5	6.0	1.5
1	24	8.9	11.9	6.0
	30	5.7	7.6	3.0
	36	4.0	5.3	1.8
	42	2.9	3.9	1.1
	48	2.2	3.0	0.7

En la **Figura 5.19** se muestra el diagrama obtenido en el dimensionamiento del separador horizontal, el cual permite identificar la zona limitada por el rango de la relación de esbeltez y el tiempo de residencia para diferentes diámetros. Por ejemplo un diámetro de 36 pg con una longitud del separador costura a costura 10 ft, se encuentra en el rango de 3 a 4 de la relación de esbeltez.

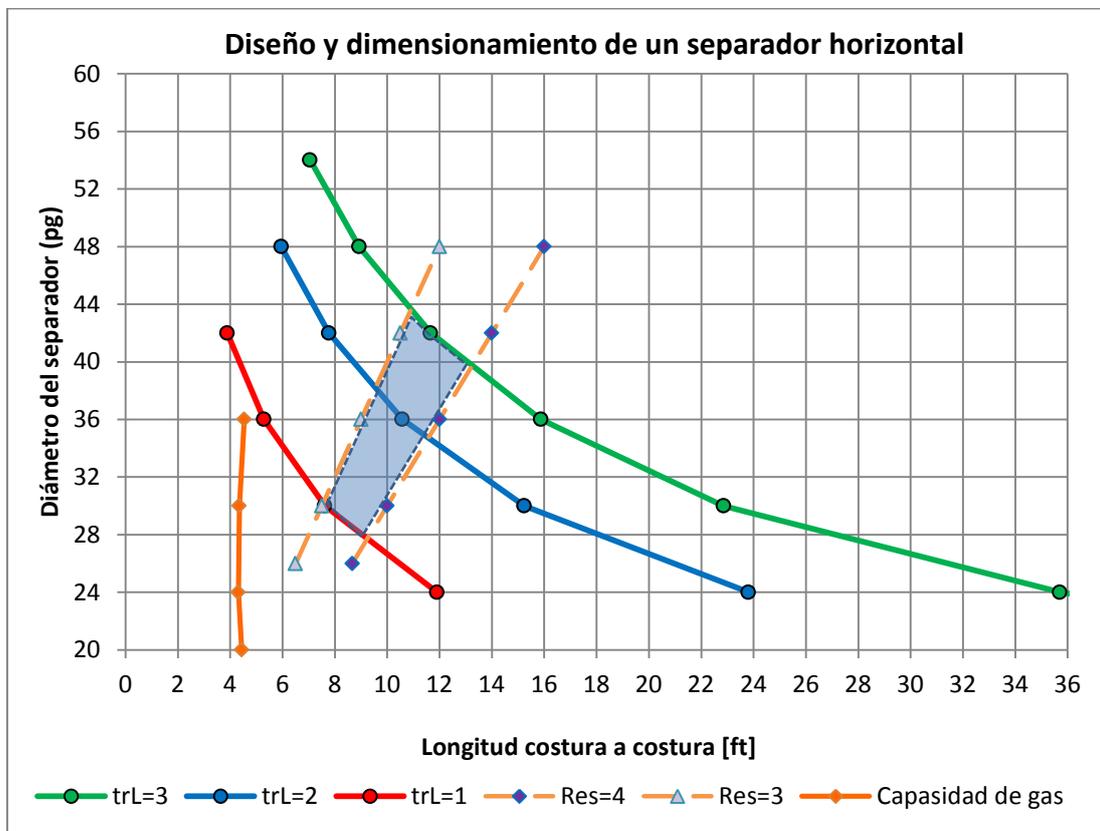


Figura 5.19.- Diagrama de dimensionamiento de un separador horizontal

5.4.3.6 Ejercicio de diseño de un separador vertical bifásico

Determinar las dimensiones de un separador vertical a partir de las condiciones de diseño mostrados en la **Tabla 5.21**, considerando un rango de 3 a 4 minutos en el tiempo de residencia de líquido.

Tabla 5.21.- Datos generales para el dimensionamiento del separador vertical

Condiciones de diseño separador vertical			
Gasto de aceite	q_o	3600	(BPD)
Gasto de gas	q_g	8	(MMPCD)
Densidad relativa del aceite	$^{\circ}\text{API}$	35	$^{\circ}\text{API}$
Presión de operación	P	500	(psia)
Temperatura de operación	T	60	($^{\circ}\text{F}$)
Tamaño mínimo de la partícula de líquido	d_p	100	(micras)
Tiempo de residencia del líquido	t_{rL}	1 a 3	(min)
Número de Reynolds supuesto	Re	0.34	(adim)
Peso molecular del aire	PMa	28.996	[lb/(lb-mol)]
Densidad relativa del gas	γ_g	0.689	(adim)
Factor de desviación del gas	z	0.84	(adim)
Constante universal de los gases	R	10.732	[(lb/psia-ft ³)/(mol-lb- $^{\circ}\text{R}$)]
Condiciones estándar	p	14.696	(lb/pg ²)
	T	60	($^{\circ}\text{F}$)

Utilizando la metodología de diseño y dimensionamiento de un separador, se obtiene un diámetro mínimo requerido para la capacidad de manejo de gas de 25.78 pg. Posteriormente utilizando los diámetros mayores al mínimo requerido se calcularon los parámetros de la matriz de diseño para un separador vertical, los cuales se muestran en la **Tabla 5.22**.

Tabla 5.22.- Matriz de diseño por capacidad de líquido del separador vertical

t_{rL} [min]	d_i [pg]	h_L [pg]	L_{s-s} [pg]	Res [pg]
$t_{rL}=3$	26	133.1	17.4	8.0
	30	100.0	14.7	5.9
	36	69.4	12.1	4.0
	42	51.0	11.1	3.2
	48	39.1	10.6	2.6
$t_{rL}=2$	26	88.8	13.7	6.3
	30	66.7	11.9	4.8
	36	46.3	10.2	3.4
	42	34.0	9.7	2.8
$t_{rL}=1$	26	44.4	10.0	4.6
	30	33.3	9.1	3.6
	36	23.1	8.3	3.0
	42	17.0	8.3	2.4

En la **Figura 5.20** se muestra el diagrama obtenido en el dimensionamiento del separador vertical, el cual permite identificar la zona limitada por el rango de la relación de esbeltez y el tiempo de residencia para diferentes diámetros como solución para el dimensionamiento y diseño del separador. Por ejemplo un diámetro de 36 pg con una longitud del separador costura a costura 10 ft, se encuentra en el rango de 3 a 4 de la relación de esbeltez.

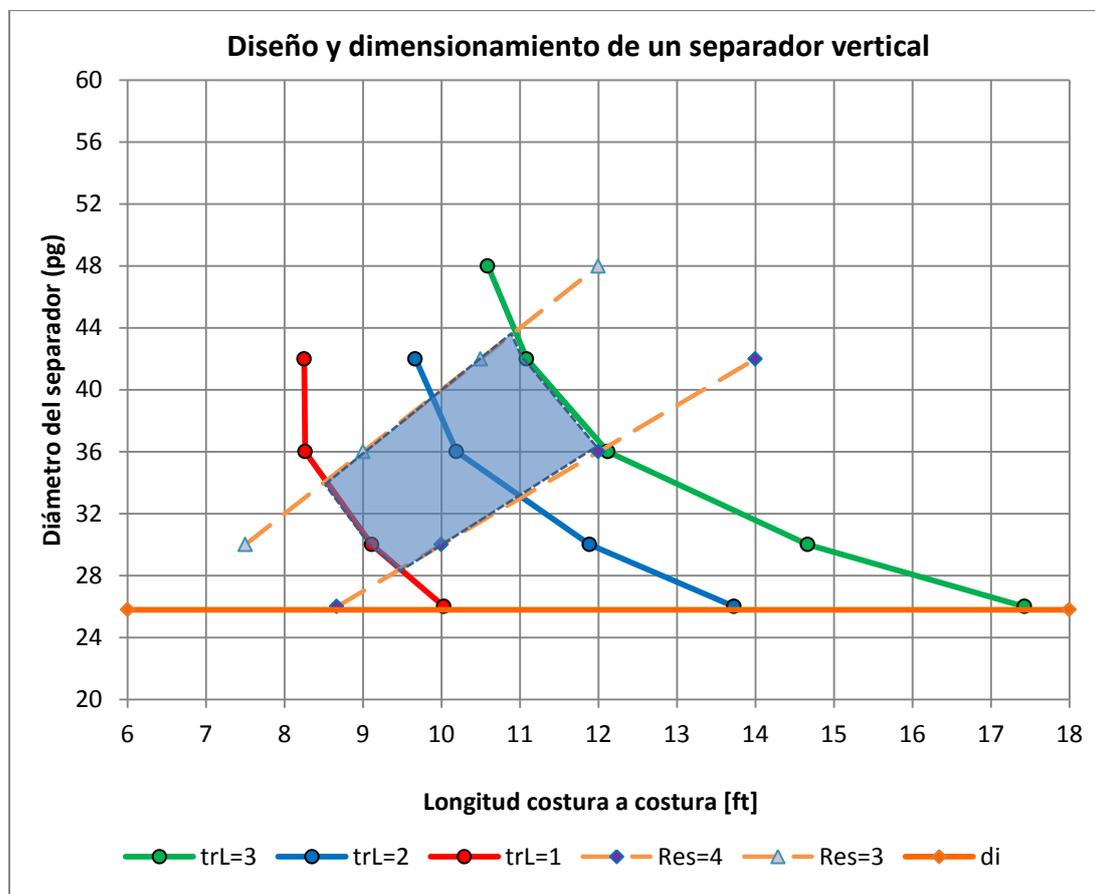


Figura 5.20.- Diagrama de dimensionamiento de un separador vertical

5.4.3.7 Consideraciones generales para el diseño

A continuación se presentan las consideraciones principales que se deben tomar en cuenta para el diseño y dimensionamiento de un separador:

- El coeficiente de arrastre puede determinarse para cualquier diámetro de partícula de líquido.
- Entre más pequeño sea el diámetro nominal seleccionado con respecto al calculado, el peso y el costo del separador será menor.
- Cuando se selecciona un diámetro menor se incrementa la velocidad del flujo de gas y esto incrementa la posibilidad de tener una mayor formación de olas y arrastre de líquido en la interfase gas-líquido.
- En separadores horizontales al tener una Res mayor disminuye el costo debido a que se tendrá una mayor longitud y un menor diámetro del separador.

- Es importante conocer las características físicas, la tendencia a la formación de espuma, el contenido de parafinas, agua y arena entre otros aspectos para establecer adecuadamente el tipo de internos y tiempos de residencia requeridos para el manejo de los fluidos.
- Esta metodología solamente es aplicable para el diseño de separadores que tienen extractores de niebla del tipo malla de alambre. Cuando se emplean otro tipo de internos como placas vane, elementos centrífugos, filtros o tubos ciclónicos las consideraciones y criterios de diseño son diferentes.

5.4.4 Diseño y dimensionamiento de un separador trifásico

En esta sección se presenta el diseño y dimensionamiento de un separador trifásico, el cual incluye conceptos, teorías y ecuaciones para la separación del gas y dos fases líquidas inmiscibles de diferentes densidades, correspondiente a la separación del aceite y agua no emulsionada. Los conceptos de diseño y dimensionamiento para la separación de dos fases vistos anteriormente, son aplicables a la separación de gas que tiene lugar en los separadores de tres fases, depuradores de gas y cualquier otro dispositivo en el cual el gas se separa de una fase líquida.

La producción de los pozos entra normalmente a un cabezal de recolección y es enviada al separador como el mostrado en la **Figura 5.21** o bien a un tren de separación por etapas, el separador debe estar diseñado para separar instantáneamente el gas del líquido, así como separar el aceite y el agua al proporcionado un tiempo de reposo que permita formar una capa de agua libre relativamente limpia en el fondo. El incremento de esta capa seguirá con el tiempo. De acuerdo a lo mencionado anteriormente en la clasificación de separadores trifásicos, después de un período de tiempo que va generalmente desde 3 hasta 30 minutos, el cambio en la altura del agua será despreciable.



Figura 5.21.- Separador horizontal trifásico de alta presión

La fracción de agua obtenida a partir de la separación por fuerza de gravedad, es llamada "agua libre". Los separadores trifásicos y los separadores de agua libre "Knockout" son términos utilizados para describir los recipientes a presión que están diseñados para separar y eliminar el agua libre de una mezcla de hidrocarburos. Normalmente se recomienda separar el agua libre antes de continuar con los procesos de tratamiento y acondicionamiento del aceite y emulsión.

Se recomienda utilizar los separadores trifásicos cuando hay una gran cantidad de gas para separar del líquido, en donde el diseño y dimensiones del separador por capacidad de gas es idéntico a las ecuaciones discutidas anteriormente, la única diferencia es la colocación de un contenedor para la separación líquido-líquido y aditamentos para la salida del aceite y agua libre, la forma y el diámetro del separador se encuentra en función de los métodos de control de nivel utilizados. Cuando el volumen de gas es pequeño en relación a la cantidad de aceite y agua, se recomienda utilizar un separador de agua libre.

Con respecto a la separación de dos fases líquidas inmiscibles que se presentan en los separadores trifásicos y separadores de agua libre, las dimensiones están determinadas por la capacidad de líquido las cuales se describirán en esta sección.

5.4.4.1 Diagramas de construcción de un separador horizontal trifásico

En la **Figura 5.22** se muestra un esquema típico de un separador horizontal de tres fases con un control de nivel en la interfase agua-aceite la cual opera una válvula de descarga que permite la salida del agua y un vertedero con un control de nivel la cual opera una válvula de descarga que permite la salida del aceite. La mezcla entra al separador y chocha con un desviador de entrada, este repentino cambio provoca la separación inicial del líquido y gas, en la mayoría de los diseños el desviador de entrada contiene una sección en la parte inferior que dirige el flujo de líquido por debajo de la interfase agua-aceite.

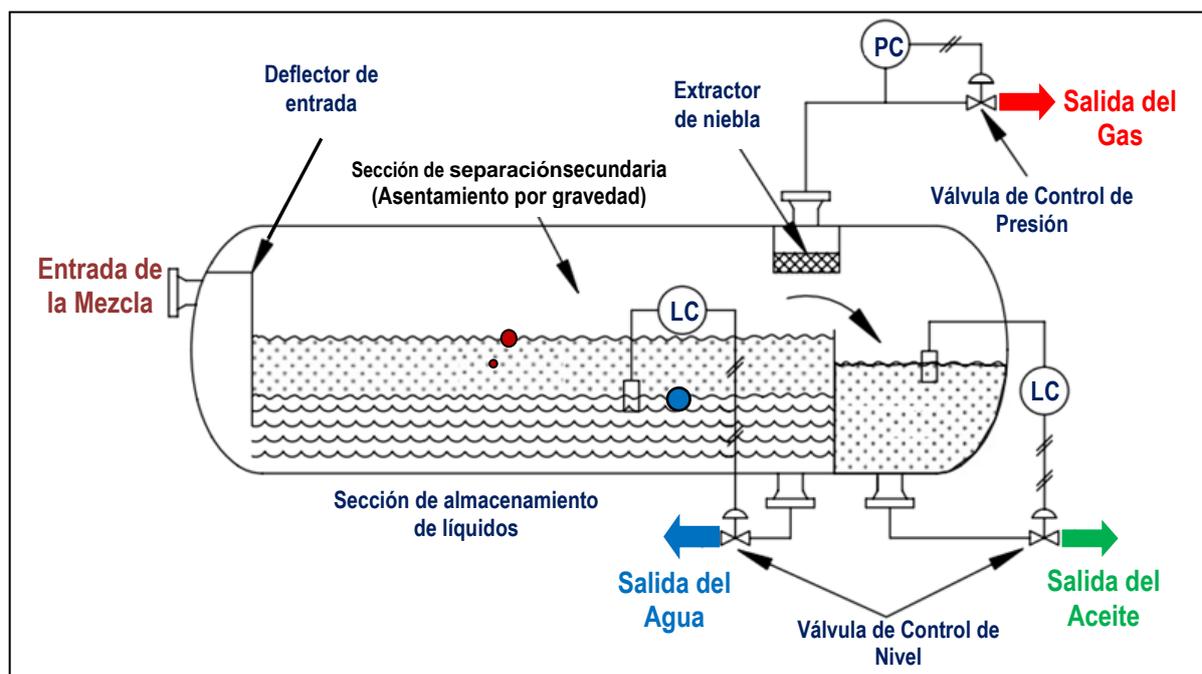


Figura 5.22.- Esquema de un separador horizontal trifásico

Esto obliga a que la mezcla de aceite y el agua que entra al separador, se mezcle con la fase continua de agua en el fondo de la sección de almacenamiento de líquidos y pase a través de la interfase agua-aceite. Este proceso se denomina "lavado con agua" y promueve la coalescencia de las partículas de agua, que son arrastradas en la fase continua de aceite, un ejemplo se muestra en la **Figura 5.23**.

El desviador de entrada asegura que solo un poco de gas es transportado con el líquido, y el lavado con agua asegura que el líquido no caiga en la parte superior de la interfase gas-aceite o agua-aceite, la mezcla de agua y aceite emulsionada acumulada en el separador hace más difícil el control de la interfaz agua-aceite.

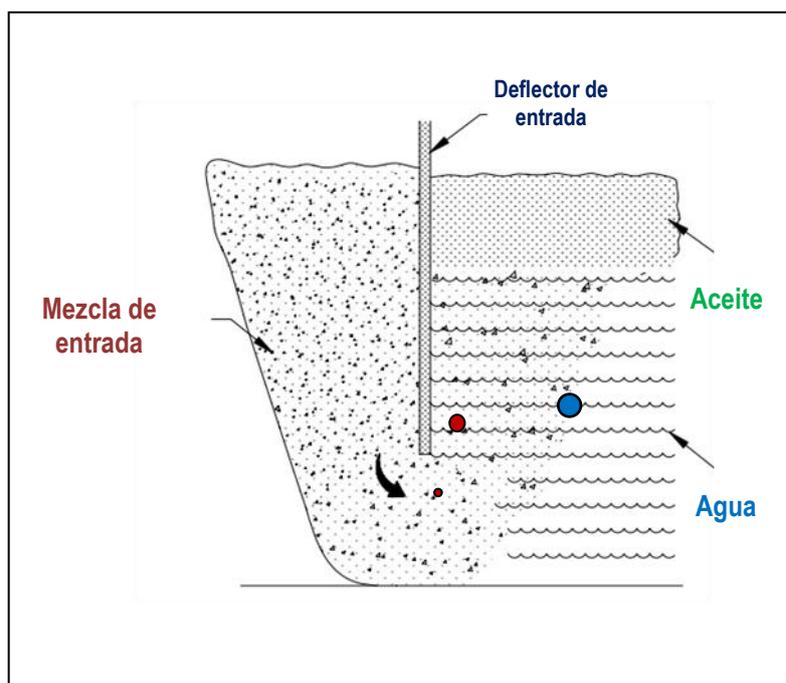


Figura 5.23.- Principios de lavado de con agua en el desviador de entrada

La sección de almacenamiento de líquidos proporciona tiempo suficiente para que la mezcla de hidrocarburos se separe en una capa o colchón de aceite en la parte superior y agua libre en el fondo del separador. Entre el aceite y el agua se encuentra la emulsión que tiene menor densidad que el agua pero mayor densidad que el aceite.

El agua producida es descargada a través de una boquilla en el separador, localizada en la parte inferior del vertedero de aceite, el control de nivel de la interfase percibe la altura de la interfase agua-aceite la cual envía una señal a la válvula de descarga, para permitir salir solo la cantidad adecuada de agua y mantener una altura de diseño.

El gas fluye horizontalmente y pasa a través del extractor de niebla a una válvula de control de presión que mantiene la presión constante dentro del separador. El nivel de la interfase gas-aceite puede variar desde el 50 hasta 75 % del diámetro del separador, dependiendo de la importancia en la eficiencia de separación gas-líquido. La configuración y las ecuaciones para el diseño más común, se obtiene al considerar un nivel de líquido al 50 % de la capacidad del separador y ecuaciones similares pueden ser desarrollados para otros niveles de la interfaz.

La **Figura 5.24** muestra una configuración de diseño que se conoce como un "cubo y el vertedero". Esta alternativa en el diseño, elimina la necesidad de un controlador de nivel en la interfaz de agua-aceite, tanto el aceite y el agua fluyen sobre vertederos donde el control de nivel es por medio de un flotador sencillo. El aceite se desborda del vertedero y entra al cubo contenedor de aceite, donde el flotador opera una válvula de descarga, la cual controla el nivel de aceite. El agua fluye por debajo del cubo contenedor de aceite y luego sobre un vertedero a un contenedor de agua en donde un flotador opera una válvula de descarga, la cual controla el nivel de agua.

Como se observa en **Figura 5.24** la parte delantera del cubo contenedor de aceite es más alto que la parte frontal del vertedero de agua. La diferencia de altura en la configuración, asegura que el aceite no fluya por debajo y que el agua no inunde el cubo contenedor de aceite, manteniendo el nivel con el flotador.

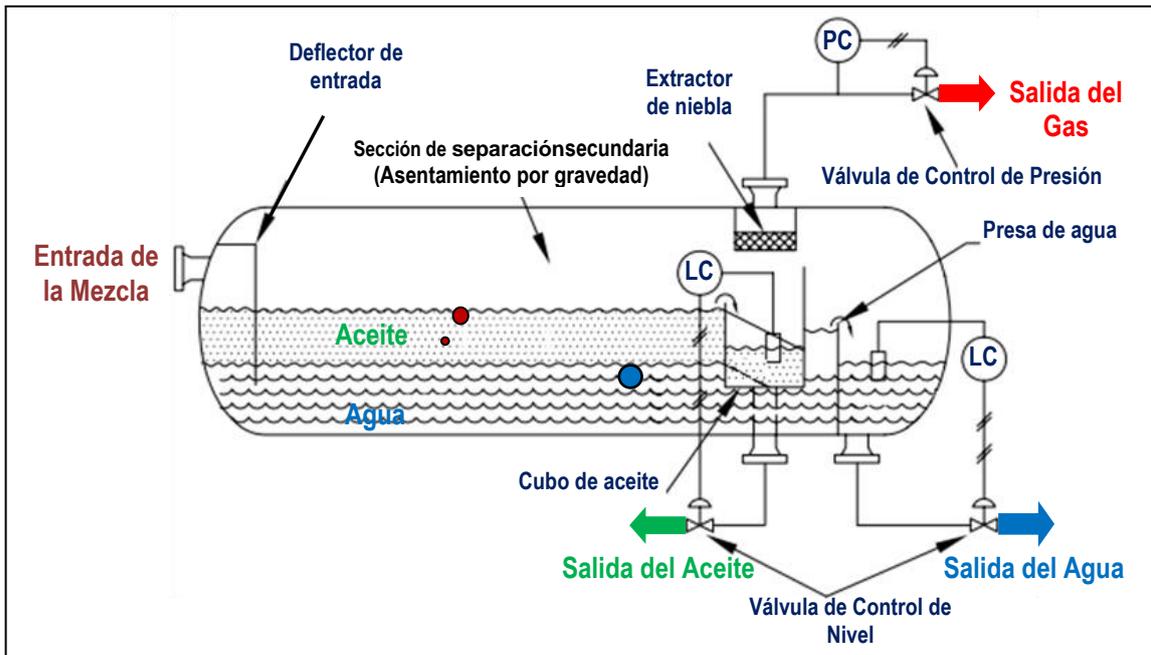


Figura 5.24.- Esquema de un separador horizontal trifásico con un cubo y vertedero

La altura del cubo contenedor de aceite mantiene el nivel de líquido en el separador, la diferencia de altura en los vertederos de aceite y agua, controla el espesor del colchón de aceite debido a la diferencia de densidades. Para la operación óptima del separador, se debe mantener la altura de agua del vertedero por debajo del nivel de aceite de tal manera que el colchón de aceite proporcione suficiente tiempo de residencia al aceite. Si el nivel de agua en el vertedero es demasiado bajo y la diferencia de densidades no es tan grande como se esperaba, el espesor del colchón de aceite aumenta hasta un punto donde el aceite es drenado por debajo del cubo contenedor de aceite, pasa por el vertedero hasta la salida de agua.

Normalmente el nivel de agua y aceite se ajustan de acuerdo a los cambios en la densidad del aceite y agua o a los gastos de producción esperados de acuerdo a la capacidad del separador, para obtener la altura deseada del colchón de aceite (h_o), la altura del agua en el vertedero (h_w) se debe establecer una distancia (Δh) por debajo del vertedero de aceite. Esta distancia se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$\Delta h = h_o \left[1 - \left(\frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \right] \dots \dots \dots (5.69)$$

- Donde: Δh = Distancia debajo del vertedero de aceite (pg).
- h_o = altura deseada del colchón de aceite (pg).
- ρ_o = Densidad del aceite (lb/ft³).
- ρ_w = Densidad del agua (lb/ft³).

Esta ecuación considera la altura en los niveles de aceite y el agua cuando no hay flujo de entrada, sin embargo descuida los efectos del flujo sobre el vertedero. La entrada de una gran cantidad de aceite al separador hará que la parte superior del colchón de aceite aumente incrementando su espesor, de ahí que el cubo contenedor de aceite debe tener suficiente profundidad para que el aceite no fluya por debajo de este, de la misma forma, la entrada de una gran cantidad de agua al separador hará que el agua que fluye sobre el vertedero aumente el nivel y como consecuencia aumentará el flujo de aceite sobre el vertedero, hasta que establezca una nueva altura en el nivel de agua. Estos efectos dinámicos pueden ser minimizados haciendo los vertederos tan largos como sea posible.

La ecuación 5.69 se deriva del ajuste de presiones en el punto A el cual se muestra en la parte inferior de la **Figura 5.25**.

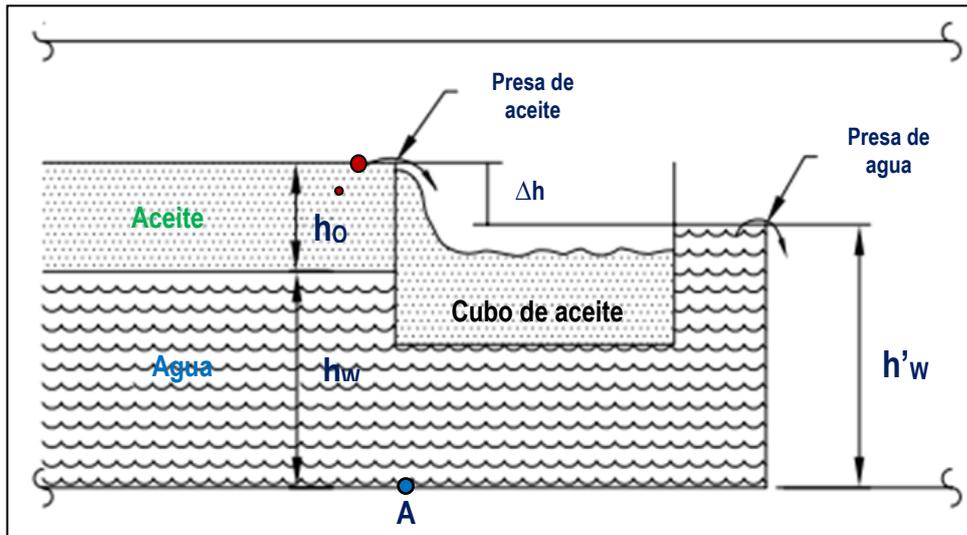


Figura 5.25.- Determinación de la altura de deseada del colchón de aceite

$$\rho_o h_o + \rho_w h_w = \rho_w h'_w \dots\dots\dots (5.70)$$

Despejando \$h_w\$ se tiene:

$$h_w = \frac{\rho_w h'_w - \rho_o h_o}{\rho_w} = h'_w - \frac{\rho_o}{\rho_w} h_o \dots\dots\dots (5.71)$$

\$\Delta h\$ está dado por:

$$\Delta h = h_o + h_w + h'_w \dots\dots\dots (5.72)$$

Finalmente sustituyendo la ecuación 5.71 en la ecuación 5.72 se tiene:

$$\Delta h = h_o - \frac{\rho_o}{\rho_w} h_o = h_o \left[1 - \left(\frac{\rho_o}{\rho_w} \right) \right] \dots\dots\dots (5.73)$$

El diseño de los separadores trifásicos con un cubo contenedor de aceite y vertederos son los más eficientes para altas producciones de agua y aceite o cuando se tiene pequeñas diferencias de densidad ya que permite el control de la interfase y tiene la ventaja de ser fácilmente ajustable para controlar los cambios inesperados en la gravedad específica del aceite o agua o los gastos de producción. Sin embargo, en aplicaciones de aceite pesado o cuando se prevé grandes cantidades de emulsión o parafina, puede ser difícil percibir o detectar el nivel de la interfase.

5.4.4.2 Separador horizontal trifásico con pierna contenedora de agua

La **Figura 5.26** se muestra un separador horizontal de tres fases con una pierna contenedora de agua o bota en el fondo del recipiente. La pierna contenedora recoge una porción del volumen de agua que se depositan en la sección de almacenamiento de líquidos para posteriormente salir por el extremo del separador, este diseño es un caso especial de los separadores de tres fases. Cuando el gasto de flujo de aceite y el agua que entra al separador puede proporcionar suficiente tiempo de residencia para la separación de las fases y adicionalmente la separación es relativamente fácil, no hay necesidad de utilizar el cuerpo principal del separador con el objetivo de proporcionar el

tiempo de residencia, el líquido es recolectado en la pierna contenedora y el diámetro interno del separador puede ser más pequeño.

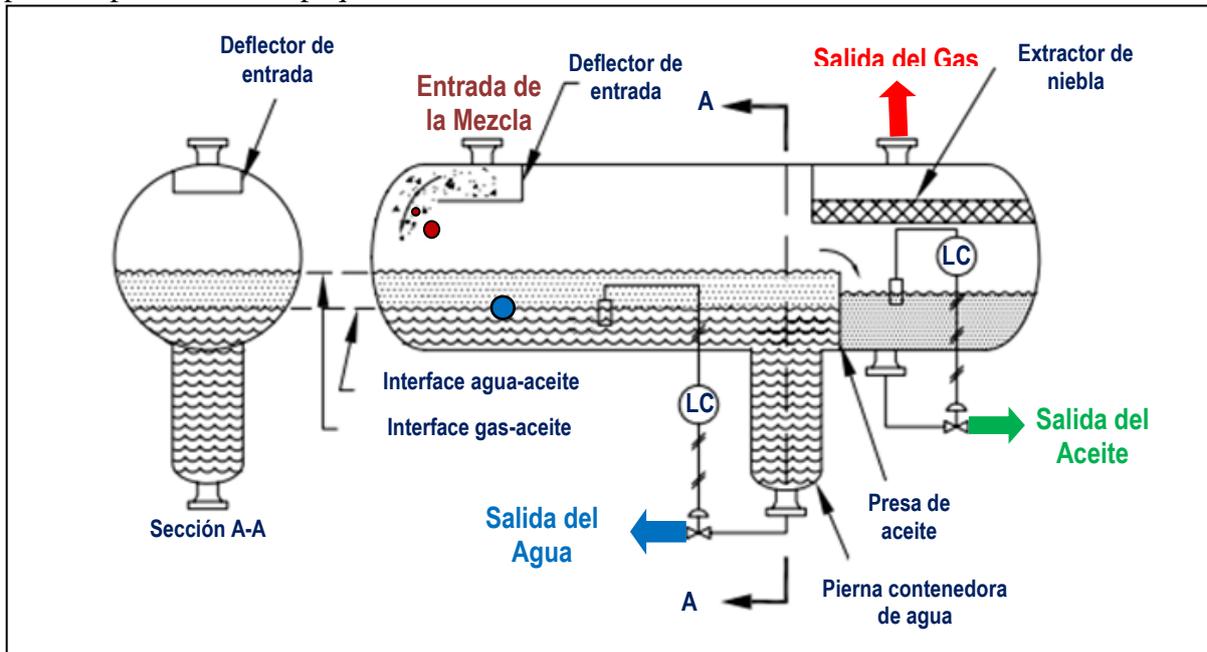


Figura 5.26.- Separador horizontal trifásico con pierna contenedora de agua

5.4.4.3 Diagramas de construcción de un separador vertical trifásico

En la Figura 5.27 muestra un esquema típico de un separador vertical de tres fases. La mezcla entra al separador y choca con el deflector de entrada donde se realiza la separación de la mayor parte del gas. Se cuenta con un tubo que dirige el líquido hacia abajo a través del interfaz gas-aceite, este se une a un tubo difusor el cual se encuentra situado por debajo de la interfase agua-aceite, la salida de los líquidos pase por el proceso de “lavado con agua” y esto permite la coalescencia de las gotas de agua. Adicionalmente es necesaria la colocación de una chimenea para igualar la presión del gas en la sección inferior y la sección de gas.

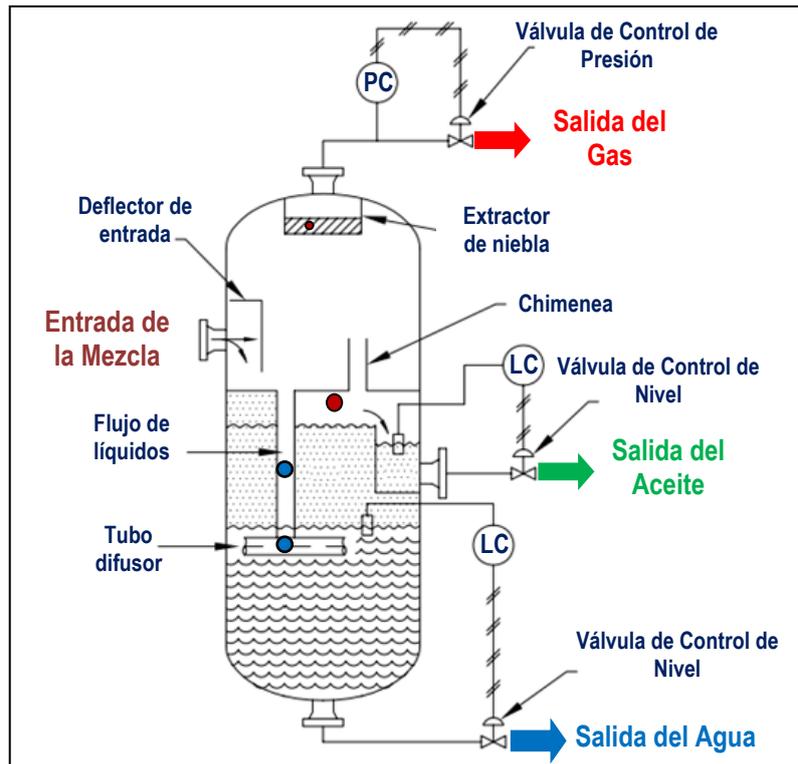


Figura 5.27.- Esquema de un separador vertical trifásico

A medida que aumenta el volumen de entrada, el agua libre se separa de la fase de aceite. Las gotas de agua fluyen en contracorriente al flujo del aceite, de la misma forma, el agua fluye hacia abajo y las gotas de aceite atrapadas en agua fluyen en contra corriente al flujo de agua. En la **Figura 5.28** se muestra un esquema de un separador vertical trifásico con controles de nivel para el aceite y agua, pero sin lavado con agua.

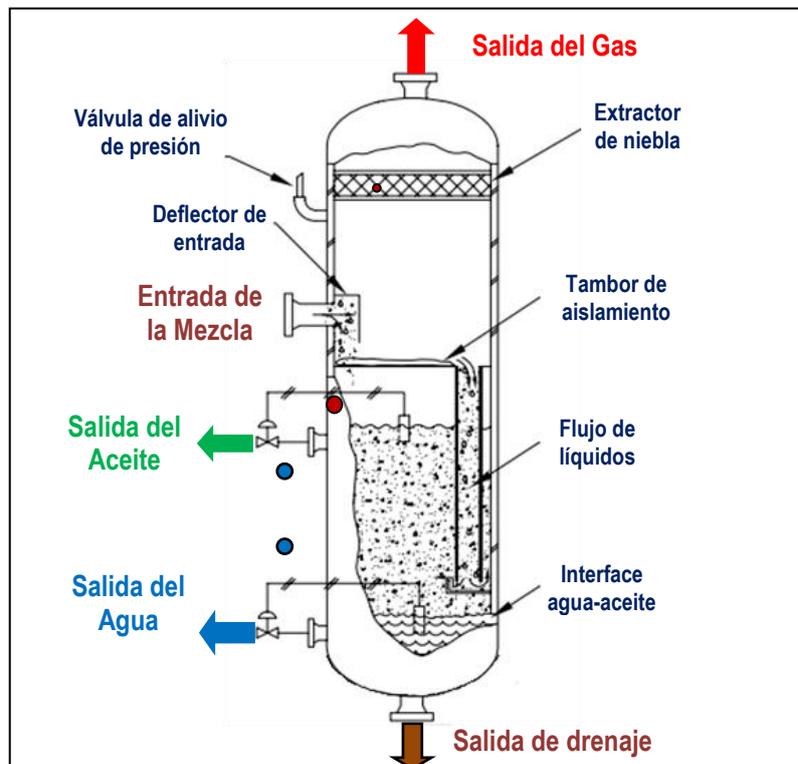


Figura 5.28.- Esquema de un separador vertical trifásico sin lavado con agua

5.4.4.4 Consideraciones para la selección del separador

Las características geométrica, física y de funcionamiento de cada tipo de separador tienen ventajas y desventajas. Por ejemplo: la separación por gravedad es más eficiente en separadores horizontales que en los separadores verticales. En la sección de separación secundaria el asentamiento por gravedad de un separador horizontal, la velocidad de asentamiento y la velocidad de flujo son perpendiculares, sin embargo en un separador vertical la velocidad de asentamiento va en contracorriente al flujo. Los separadores horizontales tienen mayor área de interface, lo cual mejora el equilibrio de fases. Esto es especialmente cierto cuando la espuma o la emulsión se junta en la interfase gas-aceite. Así, desde una perspectiva de proceso, separadores horizontales son los seleccionados. Sin embargo, tiene varios inconvenientes, que podrían llevar a seleccionar un separador vertical en ciertas situaciones:

1. Los separadores horizontales no son tan adecuados en el manejo de sólidos como los separadores verticales. La válvula de descarga de líquido de un separador vertical puede estar situado en el centro de la tapa inferior del separador, de modo que los sólidos no se acumula, sino que siguen a la siguiente etapa de separación en el proceso. Como una alternativa para eliminar los sólidos, se coloca en este lugar una salida para drenar periódicamente los sólidos acumulados en el separador, mientras la salida de líquido se coloca a una altura ligeramente superior. Para un separador horizontal, es necesario colocar varias salidas de drenaje a lo largo del separador, generalmente con una separación de no más de 5 pies dado que los sólidos tendrán un ángulo de reposo de 45° a 60° .
2. Los separadores horizontales requieren más área para realizar la misma separación como los separadores verticales. Si bien esto puede no ser de importancia en las instalaciones terrestres, es de gran importancia en las instalaciones puestas en plataformas. Si se utilizan varios separadores horizontales, la desventaja se puede superar mediante la instalación de infraestructura que permita la colocación de un separador sobre otro.
3. Para un separador horizontal con un diámetro de 3 pies o más pequeño, se tiene menor capacidad de líquido que los separadores verticales diseñados para el mismo gasto de producción. Para un determinado cambio en la elevación de la superficie líquida, normalmente hay un mayor incremento en el volumen de líquido para un separador horizontal que para un separador vertical diseñado para el mismo gasto de producción. Sin embargo, la geometría de un separador horizontal pequeño ocasiona que cualquier incremento en el nivel de líquido cree el cierre y apagado del dispositivo cuando se opera cerca del nivel de funcionamiento normal. Para separadores horizontales con un diámetro de 6 pies o más grandes y separadores verticales, el control de nivel se podría colocar mucho más alto, permitiendo dejar la válvula más tiempo para reaccionar a algún fuerte incremento de líquido. Además, los aumentos repentinos podrían crear ondas internas, que conseguirían activar un sensor de alto nivel prematuramente.
4. Se debe tener cuidado cuando se selecciona un separador horizontal con diámetro de 5 pies, ya que se debe considerar las posibles elevaciones del líquido para la colocación del control de nivel, de modo que el separador debe tener suficiente espacio en distancia vertical a fin de evitar problemas de funcionamiento. Esto es importante si se espera aumentos repentinos en el flujo debido a los baches de líquidos que entran al separador.

Cabe señalar que los separadores verticales tienen algunos inconvenientes adicionales que se deben considerar en la selección. Por ejemplo la válvula de alivio y algunos controles pueden ser de difícil acceso sin escaleras especiales y plataformas para su revisión y mantenimiento.

En resumen, los separadores horizontales para la separación normal de aceite y agua, en particular cuando hay problemas con emulsiones, espumas o altas relaciones gas-líquido. Los separadores verticales trabajan más eficazmente en producciones con alto contenido de sólidos y con baja relación gas aceite.

5.4.4.5 Fundamentos para el dimensionamiento de un separador trifásico

Separación de gas: Los conceptos y ecuaciones desarrolladas para la separación de gas, descritos en la sección de separadores bifásicos son igualmente válidos para los separadores de tres fases.

Asentamiento de aceite y agua: Se puede demostrar que el flujo alrededor del asentamiento de las de las partículas de aceite en agua o de las partículas de agua en aceite es laminar y por lo tanto gobierna ley de Stokes. La velocidad de asentamiento está dado por:

$$v_t = \frac{1.78 \times 10^{-6} \Delta SG d_m^2}{\mu} \dots \dots \dots (5.74)$$

Donde: v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula (ft/s).
 ΔSG = Diferencia de la gravedad específica entre las fases de aceite y agua (adim).
 d_m = Diámetro de la partícula (micras).
 μ = Viscosidad de la fase continua (cP).

Tamaño de la partícula de agua en aceite: Es difícil predecir el tamaño de las partículas de agua que corresponde al asentamiento fuera de la fase de aceite para coincidir lo más cerca a la definición de "aceite libre". A menos que los datos de laboratorio o campo están disponibles, se han obtenido buenos resultados en el dimensionamiento del separador considerando la separación de partículas de agua de 500 micras y mayores. Si se cumple este criterio, la emulsión debe contener menos de 5 a 10% de agua para ser tratada en el siguiente proceso. Para el dimensionamiento de separadores en donde la mezcla es de aceite pesado, a veces es necesario considerar en el diseño un tamaño de partículas de agua de 1,000 micrones. En tales casos, la emulsión puede contener de un 20 a 30% de agua.

Tamaño de la partícula de aceite en agua: Al analizar la ecuación 5.74 se puede determinar que la separación de las partículas de aceite del agua como fase continua, es más fácil que la separación de las partículas de agua del aceite como fase continua, debido a que la viscosidad del aceite es del orden de 5 a 20 veces la del agua. Así, la velocidad de asentamiento de una partícula de aceite en agua es mucho mayor que la velocidad de asentamiento de una partícula de agua en aceite. El propósito principal en la separación de tres fases, es preparar el aceite para un posterior tratamiento. Los datos de campo indican que la producción de agua obtenida de un separador trifásico tiene muy poco contenido de aceite, sin embargo se requiere de instalaciones adicionales para el tratamiento del agua, donde posteriormente esta puede ser ocupada para el mantenimiento de presión por inyección de agua.

La viscosidad del aceite está en función de la temperatura y de la densidad relativa del aceite, se puede concluir que a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad como se observa en la **Figura 5.29**, por otro lado al separar crudos ligeros a pesados donde la densidades relativas del aceite es cada vez más baja aumenta la viscosidad del fluido, la eficiencia de separación disminuye hasta el punto de tener problemas para la separación de fases, siendo necesario la aplicación de reactivos para separar el agua del aceite y romper la emulsión.

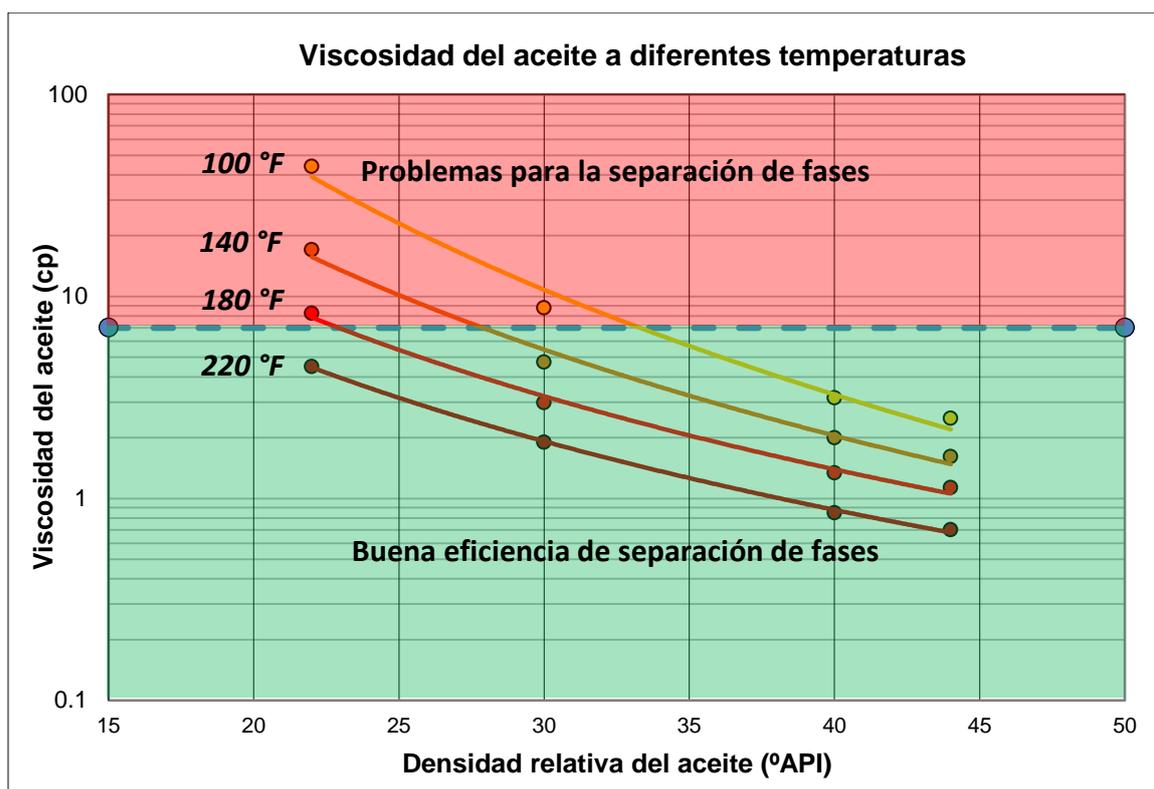


Figura 5.29.- Diagrama de dimensionamiento de un separador vertical

Tiempo de residencia: Una cierta cantidad de aceite almacenado en el separador es necesario para asegurar que el aceite alcance el equilibrio y que el gas sea liberado. Una cantidad adicional es necesaria para asegurar que las partículas de agua coalescen en un tamaño suficiente para caer al fondo del separador de acuerdo con la ecuación 5.74. Generalmente, el tiempo de residencia puede aumentar la densidad relativa del aceite disminuyendo los °API de la mezcla o incrementar la viscosidad. De manera similar, una cierta cantidad de agua almacenada es necesaria para asegurar que la mayor parte de las partículas de aceite arrastradas en el agua tengan el tiempo suficiente para coalescer y subir a la interfase agua-aceite.

Es común usar tiempos de residencia que van desde 3 hasta 30 minutos dependiendo de los datos de laboratorio o de campo. Si esta información no está disponible, se recomienda un tiempo de residencia del agua de 10 minutos y utilizar los criterios del tiempo de residencia del aceite que se presentan en la **Tabla 5.23** para el diseño de *separadores de tres fases*.

Tabla 5.23.- Tiempo de residencia del aceite para separadores de tres fases

Densidad del aceite	Tiempo de residencia (min)
Condesado	2-3
Aceite ligero (30 a 40 °API)	5 a 7.5
Aceite intermedio (20 a 30 °API)	7.5 a 10
Aceite pesado (menor a 20 °API)	10 +

La separación del agua del aceite es debido a la diferencia de densidades y al asentamiento de las partículas de líquido por la fuerza de gravedad expresado en la ecuación 5.74. Algunas conclusiones se pueden sacar de esta ecuación son:

1. Entre mayor sea el tamaño de la partícula de líquido, mayor será la velocidad de asentamiento. La partícula de mayor tamaño necesitará un menor tiempo de residencia para separarse y llegar al fondo del separador, por lo que será más fácil tratar al aceite.
2. Entre más grande sea la diferencia de densidades entre la partícula de agua y el aceite, mayor será la velocidad de asentamiento, los crudos ligeros serán más fáciles de tratar que los crudos pesados. Si la densidad del aceite fueran 10°API y en agua fuera dulce, la velocidad de asentamiento sería cero por no haber diferencia de densidades.
3. A mayor temperatura, menor será la viscosidad del aceite y por tanto mayor será la velocidad de asentamiento de las partículas de líquido, por consiguiente será más fácil tratar a un crudo a altas temperatura que a bajas temperaturas (asumiendo un pequeño efecto sobre la diferencia de densidades debido al incremento de temperatura).

5.4.4.6 Dimensionamiento de un separador horizontal trifásico

Para dimensionar un separador horizontal de tres fases es necesario definir la longitud costura-costura de la vasija y el diámetro. A partir de los criterios y fundamentos antes mencionados de capacidad de gas y tiempo de residencia, se pueden establecer ciertas combinaciones aceptables de longitud y diámetro, así como un diámetro máximo para separar partículas de agua de 500 micras del aceite y partículas de aceite de 200 micras del agua correspondiente al tiempo de residencia del líquido. El principio de asentamiento de la partícula de líquido a través de un gas, puede ser utilizado para desarrollar una ecuación que permita calcular el tamaño del separador para un gasto de gas determinado, al establecer el tiempo de residencia del gas igual al tiempo necesario para el asentamiento de gotas de líquido en la interfase de líquido con un volumen de líquido en el separador a la mitad de su capacidad.

La capacidad de manejo de gas

Al establecer la velocidad del gas igual a la velocidad de asentamiento de una partícula de líquido, la capacidad de gas se obtiene como:

$$d_i L_{eff} = 420 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
- L_{eff} = Longitud efectiva de la vasija donde ocurre la separación(ft).
- T = Temperatura de operación (°R).
- q_g = Gasto de gas (MMPCD).
- p = Presión de operación (psia).
- z = Factor de desviación del gas (adim).
- ρ_g = Densidad del gas(lb/ft³).
- ρ_l = Densidad del líquido(lb/ft³).
- d_m = Diámetro de la partícula de líquido a separar(micras).
- C_D = Coeficiente de arrastre que depende del Número de Reynolds (adim).

Capacidad de manejo de líquido

Las restricciones en el tiempo de residencia del líquido pueden ser utilizadas para desarrollar una ecuación que permita determinar combinaciones aceptables de d_i y L_{eff} .

$$d_i^2 L_{eff} = 1.42 \left[\frac{q_w}{\rho_w} \right] \left[\frac{q_o}{\rho_o} \right] \dots \dots \dots (5.75)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).

- L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft).
- q_w = Gasto de agua (BPD).
- t_{rw} = Tiempo de residencia del agua (min).
- q_o = Gasto de aceite (BPD).
- t_{ro} = Tiempo de residencia del aceite (min).

La ecuación 5.75 se derivan de la siguiente manera:

$$V = \frac{1}{2} \left(\frac{\pi}{4} \right) \left(\frac{d_i^2}{144} \right) L_{eff} = 2.73 \times 10^{-3} d_i^2 L_{eff} \dots \dots \dots (5.76)$$

- Donde: V = Volumen de líquido en el separador(ft³).
- d_i = Diámetro interior del separador (pg).
- L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft).

Para obtener el volumen de aceite y agua en el separador se tienen las siguientes expresiones:

$$V_o = 2.73 \times 10^{-3} d_i^2 L_{eff} \left(\frac{A_o}{A_L} \right) \dots \dots \dots (5.77)$$

$$V_w = 2.73 \times 10^{-3} d_i^2 L_{eff} \left(\frac{A_w}{A_L} \right) \dots \dots \dots (5.78)$$

- Donde: V_o = Volumen de aceite en el separador(ft³).
- V_w = Volumen de agua en el separador(ft³).

Para determinar el gasto de aceite (Q_o) y gasto de agua (Q_w) en ft³/seg se tienen:

$$Q \left[\frac{ft^3}{seg} \right] = q \left[\frac{bls}{día} \right] \left[\frac{5.6146 ft^3}{1 bl} \right] \left[\frac{día}{24 hrs} \right] \left[\frac{1 hr}{3600 seg} \right]$$

$$Q_o \left[\frac{ft^3}{seg} \right] = 6.4998 \times 10^{-5} q_o \dots \dots \dots (5.79)$$

$$Q_w \left[\frac{ft^3}{seg} \right] = 6.4998 \times 10^{-5} q_w \dots \dots \dots (5.80)$$

- Donde: q_o = Gasto de aceite (BPD).
- q_w = Gasto de agua (BPD).

El tiempo de residencia para el aceite y agua se define como:

$$t_o = \frac{V_o}{Q_o} \dots \dots \dots (5.81)$$

$$t_w = \frac{V_w}{Q_w} \dots \dots \dots (5.82)$$

- Donde: t_o = Tiempo de residencia del aceite (seg).
- t_w = Tiempo de residencia del agua (seg).
- V_o = Volumen de aceite en el separador(ft³).
- V_w = Volumen de agua en el separador(ft³).
- Q_o = Gasto de líquido (ft³/seg).
- Q_w = Gasto de líquido (ft³/seg).

Ahora sustituyendo las ecuaciones 5.77 y 5.79 en la ecuación 5.81, así como las ecuaciones 5.78 y 5.80 en la ecuación 5.82 se tiene:

$$t_o = 42 \left(\frac{d_i^2 L_{eff}}{q_o} \right) \left(\frac{A_o}{A_L} \right) \dots \dots \dots (5.83)$$

$$t_w = 42 \left(\frac{d_i^2 L_{eff}}{q_w} \right) \left(\frac{A_w}{A_L} \right) \dots \dots \dots (5.84)$$

A_o, A_w y A_L son áreas de la sección transversal de aceite, agua y líquido respectivamente.

Estableciendo la ecuación para el t_o y t_w .

$$42 \left(\frac{A_o}{A_L} \right) = \left(\frac{t_o q_o}{d_i^2 L_{eff}} \right) \dots \dots \dots (5.85)$$

$$42 \left(\frac{A_w}{A_L} \right) = \left(\frac{t_w q_w}{d_i^2 L_{eff}} \right) \dots \dots \dots (5.86)$$

Para el tiempo de residencia deseado para el aceite y agua se tiene:

$$t_o = 60 t_{r_o} \dots \dots \dots (5.87)$$

$$t_w = 60 t_{r_w} \dots \dots \dots (5.88)$$

Simplificando:

$$0.7 \left(\frac{A_o}{A_L} \right) = \left(\frac{t_{r_o} q_o}{d_i^2 L_{eff}} \right) \dots \dots \dots (5.89)$$

$$0.7 \left(\frac{A_w}{A_L} \right) = \left(\frac{t_{r_w} q_w}{d_i^2 L_{eff}} \right) \dots \dots \dots (5.90)$$

Al sumar las dos ecuaciones se tiene.

$$0.7 \left(\frac{A_o + A_w}{A_L} \right) = \left(\frac{t_{r_o} q_o + t_{r_w} q_w}{d_i^2 L_{eff}} \right) \dots \dots \dots (5.91)$$

El área total de líquido en el separador se obtienen como:

$$A_o + A_w = A_L \dots \dots \dots (5.92)$$

Finalmente al sustituir la ecuación 5.92 en la ecuación 5.91 y despejando el diámetro y la longitud costura a costura se obtiene la ecuación 5.75.

Separación de una partícula de agua de la fase aceite

La velocidad de asentamiento de las partículas de agua a través del aceite se puede calcular utilizando la ley de Stokes. La distancia para que una partícula de agua puede asentarse puede ser

determinada a partir de la velocidad de asentamiento y de la descripción del tiempo de residencia, esta distancia establece un espesor máximo del colchón de aceite dado por la siguiente expresión:

$$h_o = \frac{0.00128 \rho_o \Delta SG d_i^2}{\mu} \dots\dots\dots (5.93)$$

Donde: h_o = Altura del colchón de aceite (pg).
 t_{ro} = Tiempo de residencia del aceite (seg).
 ΔSG = Diferencia de la gravedad específica entre las fases de aceite y agua (adim).
 d_i =Diámetro de la partícula (micras).
 μ = Viscosidad de la fase continua (cP).

La ecuación 5.91 se deriva de la siguiente manera:

$$t_w = \frac{\left(\frac{h_o}{12}\right)}{v_t} \dots\dots\dots (5.94)$$

Donde: t_w = Tiempo de residencia del agua (seg).
 h_o = Altura del colchón de aceite (ft).
 v_t = Velocidad de asentamiento de la partícula (ft/s).

Ahora sustituyendo la ecuación 5.74 en la ecuación 5.94 se tiene:

$$t_w = 46,800 \frac{\mu h_o}{\rho_o \Delta SG d_i^2} \dots\dots\dots (5.95)$$

Al considerar el tiempo de residencia del agua igual al tiempo de residencia del aceite se tiene:

$$t_w = t_o \dots\dots\dots (5.96)$$

$$46,800 \frac{\mu h_o}{\rho_o \Delta SG d_i^2} = 60 t_o$$

Finalmente despejando la altura del colchón de aceite se obtiene la ecuación 5.93.

El espesor máximo del colchón de aceite puede ser determinado al considerar que partículas de agua de 500 micras se depositen a un tiempo de residencia del aceite utilizando la siguiente ecuación.

$$d_{o_max} = 320 \frac{\rho_o \Delta SG}{\mu} \dots\dots\dots (5.97)$$

Para un tiempo de retención del aceite (t_{ro}) y un tiempo de retención de agua(t_{rw}) proporcionados, el máximo espesor del colchón de aceite establece un diámetro máximo de acuerdo con el siguiente procedimiento:

1. Calcular el $(h_o)_{m\acute{a}x}$. Utilizando un diámetro de la partícula de 500 micras, si no existe otra información disponible.
2. Calcular la fracción del área de la sección transversal del separador ocupada por la fase agua dado por la siguiente expresión.

$$\left(\frac{A_w}{A_L}\right) = 0.5 \left(\frac{t_{rw} q_w}{t_{ro} q_o + t_{rw} q_w}\right) \dots\dots\dots (5.98)$$

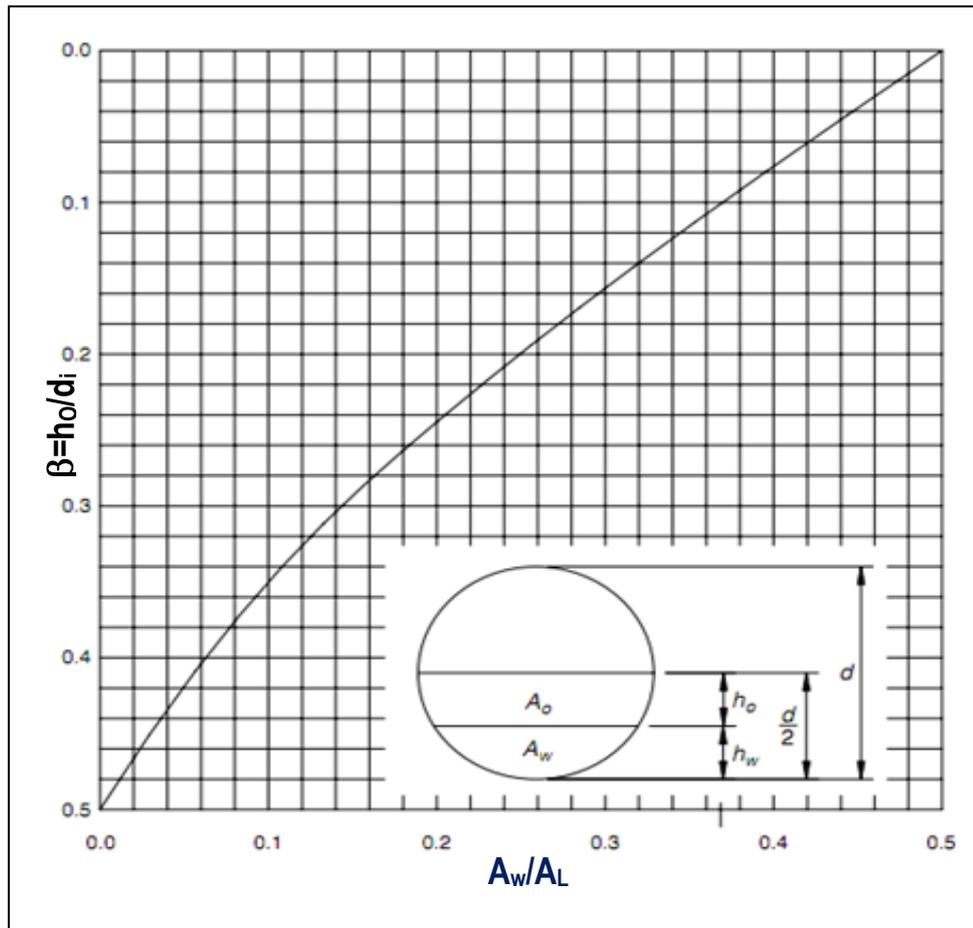


Figura 5.30.- Coeficiente β para un cilindro al 50% de la capacidad de líquido

3. De la Figura 5.30 determinar el coeficiente β .
4. Calcular $(di)_{max}$ con la siguiente expresión.

$$(di)_{max} = \frac{Q_{o,max}}{\beta} \dots\dots\dots (5.99)$$

Donde:

$$\beta = \frac{h_o}{di} \dots\dots\dots (5.100)$$

Cualquier combinación del di y L_{eff} que satisface las tres ecuaciones 5.31, 5.75 y 5.93 reunirá los criterios necesarios.

Separación de una partícula de aceite de la fase agua

La velocidad de asentamiento de las partículas de aceite en la fase agua está definida por la ley de Stokes. Tal como las partículas de agua en el aceite, la velocidad y el tiempo de residencia puede ser utilizado para determinar un diámetro máximo del separador (ecuación 5.93). Frecuentemente el diámetro máximo determinado para que una partícula de aceite de 200 micras pueda separarse y ascender a través de la fase agua, es menor que el diámetro máximo determinado para que una partícula de agua de 500 micras pueda caer a través de la fase aceite. Por lo tanto, el diámetro máximo determinado para separar una partícula de agua de 500 micras a través de la fase aceite normalmente rige el diseño del separador. El espesor máximo del colchón de agua se obtiene como:

$$h_{w \max} = 51.2 \frac{q_w \Delta SG}{\mu_w} \dots \dots \dots (5.101)$$

Donde: $h_{w \max}$ = Espesor máximo del colchón de agua (pg).
 t_{rW} = Tiempo de residencia del agua (min).
 ΔSG = Diferencia de la gravedad específica entre las fases de aceite y agua (adim).
 μ_w = Viscosidad del agua (cP).

El diámetro máximo puede determinarse a partir de la siguiente ecuación:

$$d_i \max = \frac{q_w \max}{\beta} \dots \dots \dots (5.102)$$

Donde: d_i = Diámetro interior máximo del separador (pg).

Longitud efectiva y longitud costura a costura

La longitud efectiva puede ser calculada a partir de la ecuación 5.75. A partir de L_{eff} se estima la longitud costura a costura. La L_{SS} real requerida depende del arreglo y colocación de los internos empleados en el diseño físico del separador.

Para el dimensionamiento de separadores horizontales basada en la capacidad de gas, un segmento de la longitud se requiere para distribuir uniformemente el flujo cerca del desviador de entrada, otra segmento de la longitud se requiere para el extractor de niebla. La longitud del separador entre la entrada y el extractor de niebla con el flujo uniformemente distribuido es la L_{eff} calcula a partir de la ecuación. 5.31. A medida que aumenta el diámetro del separador, se necesita mayor longitud para distribuir uniformemente el flujo de gas. Sin embargo, no importa que tan pequeño pueda ser el diámetro del separador, se requiere de una porción de la longitud para la distribución uniforme del flujo y para la colocación del extractor de niebla.

En base a estos conceptos y junto con experiencia en el campo, la longitud costura a costura para la **capacidad de manejo de gas** de un separador puede ser estimada con mayor aproximación con la siguiente expresión.

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Donde: L_{SS} = Longitud costura a costura del separador(ft).
 L_{eff} = Longitud efectiva del separador(ft).
 d_i = Diámetro interior del separador (pg).

Para el dimensionamiento de los separadores en base a su **capacidad de manejo de líquido**, la longitud costura a costura requiere de un segmento para la distribución uniforme del flujo cerca del deflector de entrada y otra segmento para la salida de líquido. La longitud de la costura a costura no debe superar la siguiente relación:

$$L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff}$$

Relación de esbeltez

Para cada diseño de separador horizontal trifásico, al igual que el diseño de los separadores horizontales bifásicos, una combinación de L_{eff} y d_i proporciona el menor costos del separador, la relación de esbeltez es la relación de longitud y diámetro del separador, se puede demostrar que mientras más pequeños es el diámetro, tendrá menor peso el separador y por lo tanto menor será su

costo. Sin embargo, se debe considerar que cuando disminuye el diámetro aumenta la posibilidad de que la alta velocidad en el flujo de gas genere olas y arraste de líquidos de la interfase.

La experiencia ha demostrado que para el dimensionamiento a partir de la capacidad de manejo de gas, el rango entre 3 a 4 de relación de esbeltez no producirá arrastre de líquidos por el flujo de gas. La relación de esbeltez se define como la longitud dividida por el diámetro interno del separador y se expresa como:

$$R_{es} = \frac{12L_{SS}}{d_i}$$

Donde: R_{es} = Relación de esbeltez (pg).

5.4.3.7 Dimensionamiento general de un separador horizontal trifásico

Para separadores de tres fases donde el nivel de líquido puede ser menor al 50% de su capacidad, es necesario considerar en el diseño el área real que ocupa el aceite y el agua, para calcular la velocidad del gas y el volumen de líquido. Las ecuaciones se obtienen utilizando los mismos principios que en los separadores bifásicos.

Capacidad de manejo de gas

Al establecer la velocidad del gas igual a la velocidad de asentamiento de una partícula de líquido, la capacidad de gas se obtiene como:

$$d_i L_{eff} = 420 \left(\frac{1-\beta}{1-\alpha} \right) \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

La constante de diseño por restricción de capacidad de gas $\frac{1-\beta}{1-\alpha}$, se obtiene a partir de la gráfica mostrada en la **Figura 5.16**.

Capacidad de manejo de líquidos

$$d_i^2 L_{eff} = \left[\frac{t_{rO} q_O + t_{rW} q_W}{1.4 \alpha} \right] \dots \dots \dots (5.103)$$

- Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).
- L_{eff} = Longitud efectiva del separador (ft).
- t_{rO} = Tiempo de residencia del aceite (min).
- q_O = Gasto de aceite (BPD).
- t_{rW} = Tiempo de residencia del agua (min).
- q_W = Gasto de agua (BPD).
- α = Relación entre el área de líquido y el área total (fracción).

La constante α puede ser determinada a partir de la grafica mostrada en la **Figura 5.17**.

A partir del espesor máximo del colchón de aceite, el gasto de flujo del líquido y el tiempo de residencia, el diámetro máximo del separador puede ser calculado. La fracción del área de la sección transversal del separador requerida para la retención del agua puede ser determinada por la siguiente expresión.

$$\alpha_w = \left[\frac{\alpha_L t_{rW} q_W}{t_{rO} q_O + t_{rW} q_W} \right] \dots \dots \dots (5.104)$$

Donde: α_w = Fracción del área de aceite.
 α_o = Fracción del área del agua.

La fracción de área del agua puede determinarse mediante ensayo y error con la siguiente ecuación:

$$\alpha_w = \frac{1}{80} \cos^{-1} \left(-2\beta_w \right) - \frac{1}{\pi} \left(-2\beta_w \right) \dots \dots \dots (5.105)$$

Donde: β_w = Fracción de la altura del agua.

El diámetro máximo del separador puede determinarse a partir de las alturas fraccionales del líquido total y el agua como la siguiente expresión:

$$d_{i \max} = \frac{d_{o \max}}{\beta_L - \beta_w} \dots \dots \dots (5.106)$$

Cualquier diámetro del separador inferior a este máximo puede ser utilizado para separar el tamaño considerado de la partícula de agua en el tiempo de retención de aceite especificado.

5.4.4.8 Dimensionamiento de un separador vertical trifásico

De la misma forma que se realiza el dimensionamiento de los separadores verticales de dos fases, en los separadores de tres fases, se debe mantenerse un diámetro mínimo el cual permita el asentamiento de las partículas de líquido del flujo vertical de la corriente de gas. El separador también debe tener un diámetro suficientemente grande para permitir que las partículas de agua puedan asentarse a través de la fase de aceite la cual fluye hacia arriba, así como permitir que las partículas de aceite coalescan en la fase de agua con flujo descendente. El tiempo de residencia del líquido requerido, especifica una combinación de diámetro y altura del volumen líquido, cualquier diámetro mayor que el mínimo requerido para la capacidad de gas y líquido para la separación puede ser elegido.

La capacidad de manejo de gas

Al establecer la velocidad del gas igual a la velocidad de asentamiento de una partícula de líquido, la capacidad de gas se obtiene como:

$$d_i^2 = 5040 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Para la separación de partículas de líquido de 100 micras, la ecuación anterior se puede reducir a lo siguiente:

$$d_i^2 = 504 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (5.107)$$

Separación de una partícula de agua de la fase aceite

Para la separación de las partículas de agua del aceite se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$d_i^2 = 6690 \frac{q_o \mu}{\Delta SG d_m^2} \dots \dots \dots (5.108)$$

Donde: d_i = Diámetro interior del separador (pg).

- q_o = Gasto de aceite (BPD).
 μ = Viscosidad de la fase continua (cP).
 d_m = Diámetro de la partícula de líquido (pg).
 ΔSG = Diferencia de la gravedad específica entre las fases de aceite y agua (adim).

Para partículas de 500 micras la ecuación anterior puede convertirse a:

$$d_i^2 = 0.0267 \frac{q_o \mu}{\Delta SG} \dots \dots \dots (5.109)$$

Separación de una partícula de aceite de la fase agua

Para la separación de las partículas de aceite del agua se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$d_i^2 = 6690 \frac{q_o \mu}{\Delta SG d_m^2}$$

Para partículas de 200 micras la ecuación anterior puede convertirse a:

$$d_i^2 = 0.0167 \frac{q_o \mu}{\Delta SG} \dots \dots \dots (5.110)$$

Capacidad de manejo de líquido

Las restricciones en el tiempo de residencia del aceite y agua pueden ser utilizadas para desarrollar una ecuación que permita la separación de las fases, esta ecuación incluye las alturas en los niveles del aceite y agua.

$$h_o + h_w = \left[\frac{t_{rO} q_o + t_{rW} q_w}{0.12 d_i^2} \right] \dots \dots \dots (5.111)$$

- Donde: h_o = Altura del colchón de aceite (pg).
 h_w = Altura de la salida de agua a la interfase agua-aceite (pg).
 t_{rO} = Tiempo de residencia del aceite (min).
 q_o = Gasto de aceite (BPD).
 t_{rW} = Tiempo de residencia del agua (min).
 q_w = Gasto de agua (BPD).
 d_i = Diámetro interior del separador (pg).

Longitud costura a costura

Al igual que con los separadores horizontales de tres fases, el diseño específico de los internos del separador afectará a la L_{SS} , esta longitud puede ser determinada en base al diámetro y altura del líquido del separador. Como se muestra en la **Figura 5.31**, se deben tomar en cuenta secciones para: distribución uniforme del flujo, separación del gas y colocación del extractor de niebla, así como un segmento por debajo de la salida de líquido.

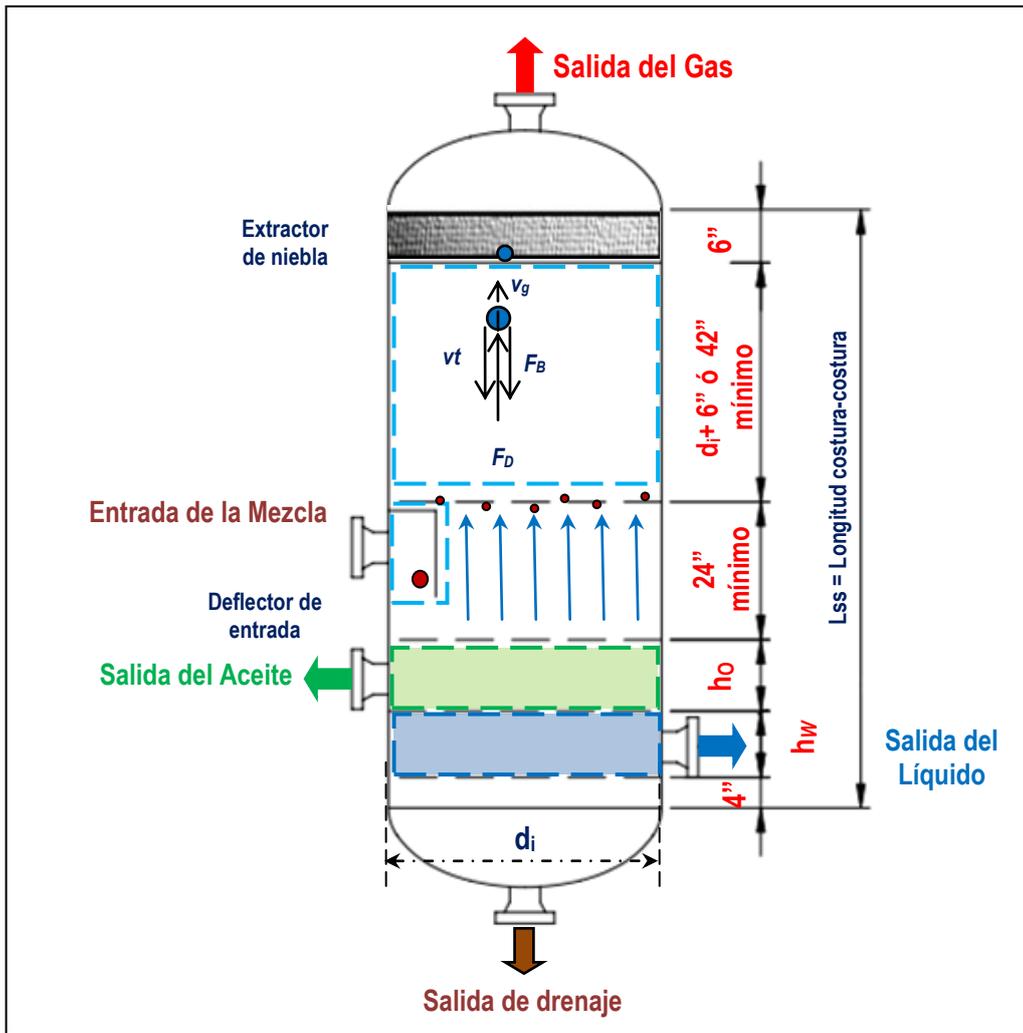


Figura 5.31.- Lss aproximada de un separador vertical trifásico

Para estimar la L_{SS} en función al diámetro interior del separador las siguientes ecuaciones pueden ser utilizadas.

Diámetro menor o igual a 36 pg se tiene:

$$L_{SS} = \frac{h_o + h_w + 76}{12} \dots\dots\dots (5.112)$$

Diámetro mayor a 36 pg se tiene:

$$L_{SS} = \frac{h_o + h_w + d_i + 40}{12} \dots\dots\dots (5.113)$$

- Donde: L_{SS} = Longitud costura a costura del separador(ft).
- h_o = Altura del colchón de aceite (pg).
- h_w = Altura de la salida de agua a la interfase agua-aceite (pg).
- d_i = Diámetro interior del separador (pg).

Se recomienda seleccionar los valores más grandes de L_{SS} para el diseño del separador.

Relación de esbeltez

Al igual que en los separadores horizontales, mientras mayor sea la relación de esbeltez (R_{es}) menor será el costo del separador. En los separadores verticales el tamaño es función del volumen de líquido, para proporcionar al separador una altura adecuada del nivel de líquido es común seleccionar valores mayores a 4 de la relación de esbeltez. Sin embargo, se recomienda la selección de la combinación de d_i y L_{SS} que se encuentre en el rango de entre 1.5 y 3 de la relación de esbeltez, aunque las restricciones de altura pueden obligar a elegir un valor inferior de acuerdo a su diseño, los diámetros que se encuentren dentro de este rango serán factibles de ser encontrados en los catálogos del fabricante y cumplirán con las condiciones de manejo del gas para el dimensionamiento de separadores

5.4.3.9 Metodología de diseño y dimensionamiento de un separador trifásico

Esta metodología tiene como objetivo realizar el diseño y dimensionamiento de un separador trifásico, considerando como base la separación de partículas de agua de 500 micras del aceite y la separación de partículas de aceite de 200 micras del agua, con el objetivo de obtener resultados conservadores. Para su aplicación se deben conocer los siguientes parámetros: producción máxima y mínima de aceite y gas, condiciones de presión y temperatura de operación, propiedades de los fluidos.

1. Análisis y validación de la información de las condiciones de operación, así como los factores que intervienen en el diseño y dimensionamiento del separador.
2. Calcular de las propiedades de los fluidos a partir de correlaciones.
3. Calcular la velocidad de asentamiento de la partícula de líquido (v_t) con la ecuación 5.13 considerando un valor del coeficiente de arrate de 0.34.
4. Calcular el número de Reynolds (Re) con la ecuación 5.16 a partir del valor obtenido de la velocidad de asentamiento de la partícula.
5. Calcular el coeficiente de arrate (C_D) con la ecuación 5.12 a partir del valor obtenido del número de Reynolds.
6. Si el valor calculado de C_D es igual al valor supuesto, la solución ha sido alcanzada. Si no, entonces el procedimiento debe ser repetido utilizando el C_D calculado como el nuevo valor supuesto para realizar nuevamente los cálculos y obtener v_t , posteriormente el Re y finalmente el C_D .
7. Realizar el dimensionamiento por capacidad de gas:

- **Separadores horizontales.**

Calcular el espesor máximo del colchón de aceite (h_{Omax}), seleccionando un tiempo de residencia para el aceite (t_{ro}) y agua (t_{rw}), si se conoce el diámetro de la partícula se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$h_{Omax} = 1.28 \times 10^{-3} \frac{v_{tO} \Delta SG d_m^2}{\mu} \dots \dots \dots (5.114)$$

Si no se cuenta con información disponible se considera se considera la separación de partículas de agua de 500 micras a partir de la siguiente expresión:

$$C_{O \max} = 320 \frac{C_{O \max} SG}{\mu}$$

Calcular $\frac{A_W}{A_L}$:

$$\left(\frac{A_W}{A_L}\right) = 0.5 \left(\frac{t_{rW} q_W}{t_{rO} q_O + t_{rW} q_W} \right)$$

Obtener el valor del coeficiente de la **Figura 5.30** y calcular $(d_i)_{\max}$ el cual depende del gasto flujo y tiempo de residencia de aceite y agua, con la siguiente expresión:

$$C_{i \max} = \frac{C_{O \max}}{\beta}$$

Calcular las combinaciones de d_i y L_{eff} para el diámetro interior menor al $d_{i \max}$ del separador que satisfaga la restricción de la capacidad de gas, si no se cuenta con información disponible use un diámetro de la partícula de 100 micras a partir de la siguiente expresión:

$$d_i L_{\text{eff}} = 420 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

- **Separadores verticales**

Determinar el diámetro mínimo requerido del separador que permite el asentamiento de una partícula de líquido a través de la fase gas, si se conoce el diámetro de la partícula se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$d_i^2 = 5040 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Si no hay información disponible use un diámetro de la partícula de 100 micras a partir de la siguiente expresión:

$$d_i^2 = 504 \left[\frac{T z q_g}{p} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_L - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{\frac{1}{2}}$$

8. Realizar el dimensionamiento por capacidad de líquido:

- **Separadores horizontales**

Calcular las combinaciones de d_i y L_{eff} para el diámetro interior menor al $d_{i \max}$ del separador que satisfaga la restricción del tiempo de residencia del agua y del aceite.

$$d_i^2 L_{\text{eff}} = 1.42 \left[\frac{K_W C_W}{\mu} + \frac{C_O C_O}{\mu} \right]$$

- **Separadores verticales**

Determinar el diámetro mínimo requerido del separador que permite el asentamiento de una partícula de agua a través de la fase aceite, si se conoce el diámetro de la partícula se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$d_i^2 = 6690 \frac{q_o \mu}{\Delta SG \bar{d}_m^2}$$

Si no hay información disponible use un diámetro de la partícula de 500 micras a partir de la siguiente expresión:

$$d_i^2 = 0.0267 \frac{q_o \mu}{\Delta SG}$$

Determinar el diámetro mínimo requerido del separador que permite el asentamiento de una partícula de aceite a través de la fase agua, si se conoce el diámetro de la partícula se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$d_i^2 = 6690 \frac{q_o \mu}{\Delta SG \bar{d}_m^2}$$

Si no hay información disponible use un diámetro de la partícula de 200 micras a partir de la siguiente expresión:

$$d_i^2 = 0.0167 \frac{q_o \mu}{\Delta SG}$$

Comparar el diámetro del separador vertical calculado en el paso 8, con el diámetro mínimo requerido para la separación de agua de la fase aceite y con el diámetro mínimo requerido para la separación de aceite de la fase agua. Seleccione el mayor de los tres diámetros considerando que cualquier valor mayor que este mínimo puede ser utilizado para el diámetro del separador

Para el diámetro seleccionado y considerando t_{rO} y t_{rW} , determinar $h_o + h_w$ a partir de la siguiente expresión:

$$h_o + h_w = \left[\frac{t_{rO} q_o + t_{rW} q_w}{0.12 d_i^2} \right]$$

9. Obtener la longitud costura a costura (L_{SS}) a partir de los valores calculados en el punto anterior.

- **Separadores horizontales**

Por capacidad de manejo de gas.

$$L_{SS} = L_{eff} + \frac{d}{12}$$

Por capacidad de manejo de líquido.

$$L_{SS} = \frac{4}{3} L_{eff}$$

- **Separadores verticales**

Para diámetro interno del separador menor o igual a 36 pg.

$$L_{SS} = \frac{h_o + h_w + 76}{12}$$

Para diámetro interno del separador mayor a 36 pg.

$$L_{SS} = \frac{h_o + h_w + d_i + 40}{12}$$

10. Calcular la relación de esbeltez, se recomienda elegir la combinación de longitud y diámetros de los separadores que proporcionen una relación de esbeltez entre 3 y 5 para separador horizontal y entre 1.5 a 3 para un separador vertical.
11. Seleccionar un diámetro y un longitud costura a costura del separador (d_i y L_{SS}) de tamaño estándar que se encuentre dentro del rango de la relación de esbeltez recomendada ya que siempre es más económico.

5.5 Condiciones de operación en la producción

Debido a la naturaleza multicomponente de los fluidos producidos, conforme más alta sea la presión a la cual se realiza la primera etapa de separación, se obtendrá una mayor cantidad de líquido en el separador, pero si esta presión es demasiado alta muchos componentes ligeros permanecerán en la fase líquida y serán liberados hacia la fase gaseosa en el tanque de almacenamiento, por otro lado si esta presión es demasiado baja, muchos componentes no permanecerán estables en el líquido, siendo liberados y arrastrados por la corriente de gas.

Por esto, es muy importante seleccionar adecuadamente las presiones de separación y el número de etapas, para encontrar un punto de equilibrio. Para los estudios de optimización adicionalmente se deben tomar en cuenta los factores principales que intervienen en el diseño y capacidad de los separadores con el objetivo de seleccionar el proceso de separación económicamente rentable al menor costo de inversión.

La selección de las condiciones de operación del equipo de separación depende de los objetivos de producción establecidos, generalmente estos objetivos están orientados a obtener:

- Alta eficiencia en la separación de aceite y el gas.
- Incrementos de producción en los pozos.
- Máxima recuperaciones de hidrocarburos líquidos.
- Mínimos requerimientos por compresión del gas.
- Estabilización del aceite y gas.

El diseño de un sistema de separación de gas-aceite depende en forma primordial de la presión de vapor máxima que se fije, de la composición de los fluidos producidos, así como de la presión y temperatura de operación en la central de recolección.

La presión de diseño será equivalente a la máxima presión de operación en el separador, más un factor de seguridad del 10% o 2 Kg/cm^2 para el diseño adecuado del separador, empleándose el valor que resulte mayor. En el caso de que la presión del vapor del líquido correspondiente a la temperatura máxima que pudiera alcanzar dicho líquido, fuera superior a los valores anteriores, se considerará una presión de diseño equivalente a la presión de vapor con su correspondiente factor de seguridad. La temperatura de diseño será equivalente a la máxima temperatura que pueda presentarse en el separador en condiciones de operación, incrementada en 15°C como factor de seguridad.

5.5.1 Alta eficiencia en la separación de aceite y el gas

La eficiencia de un separador depende fundamentalmente de su diseño y de los diferentes tipos de internos utilizados para su construcción. Las características de los fluidos y los gastos determinan el tipo y las dimensiones del separador para cada caso particular, por lo que en muchas ocasiones se requiere la instalación de separadores con internos de alta eficiencia.

5.5.2 Incrementos de producción en los pozos

Cuando las condiciones de explotación de un yacimiento son favorables, el ritmo de producción de sus pozos puede aumentarse reduciendo su contrapresión en la superficie. La menor contrapresión y por consiguiente el mayor gasto, se obtiene colocando el separador junto al pozo y simultáneamente ajustando su presión de operación al valor mínimo que las condiciones de producción lo permiten.

5.5.3 Máxima recuperaciones de hidrocarburos líquidos

Como los hidrocarburos producidos de mayor valor comercial son los líquidos, frecuentemente la eficiencia del proceso de separación se relaciona con la cantidad de hidrocarburos licuables que contiene la fase gaseosa que abandona los separadores. Para reducir al mínimo esta cantidad de líquidos es necesario generalmente realizar el proceso de separación en varias etapas; es decir que el líquido desalojado del primer separador pase por otros que operan a presiones reducidas secuencialmente, hasta llegar a el tanque de almacenamiento, donde en forma natural se efectúa la última etapa de separación a la temperatura y presión atmosférica. En esta forma también se obtiene un alto grado de estatización del aceite y del gas separado.

Para la separación de la mezcla de hidrocarburos generalmente se tienen tres etapas, en algunos casos el tanque de almacenamiento funciona como última etapa de separación o complementa una cuarta etapa de separación con el fin de obtener la menor pérdida económica del aceite y gas.

5.5.4 Mínimos requerimientos por compresión del gas

En la determinación de las presiones de separación de un sistema en etapas se puede establecer como meta esencial, la minimización de los costos por el equipo de compresión que se requiere para transportar el gas producido. En general los costos por este concepto resultan bastante significativos, debido esencialmente a los siguientes factores:

- a) Los volúmenes de gas que se separan en las baterías de recolección son con frecuencia elevados, siendo esto especialmente válido para baterías donde se maneja la producción de yacimientos de aceite volátil, así como de gas y condensado, que se caracterizan por tener una alta relación gas-aceite.
- b) La presión con la que debe llegar el gas a las plantas de proceso es del orden 1000 lb/pg² por especificaciones de diseño de las propias plantas.
- c) Por lo general la distancia entre las baterías de recolección y las plantas de endulzamiento es considerable. Esto ocasiona que sea necesaria cierta energía adicional para enviar el gas a la planta.

5.5.5 Estabilización del aceite y gas

A fin de que el aceite no experimente pérdidas substanciales por evaporación durante su manejo y almacenamiento a condiciones superficiales, así como al ser transportado a las refinerías o al

cargar los buques tanque para su exportación y venta, es necesario estabilizarlo previamente. El aceite se estabiliza ajustando su presión de vapor de modo que este sea menor que la atmosférica a la temperatura máxima esperada. El grado de estabilización de un líquido se acostumbra expresar mediante su presión de vapor reid.

Para yacimientos de aceite negro, pero sobre todo para yacimientos de aceite volátil y yacimientos de gas y condensados, es recomendable el uso de equipos especiales en el campo (torres estabilizadoras, rectificadores, recuperadora de vapores, calentadores y enfriadores), para conseguir la PVR requerida, adicionalmente se obteniendo otras ventajas. En algunos casos la estabilización de aceite, además de reducir sus pérdidas de evaporación permite incrementar la recuperación de los hidrocarburos líquidos producidos a condiciones estándar por unidad de volumen de aceite a condiciones de yacimientos, así como remover el contenido de H_2S en el aceite y reducir los costos por compresión del gas.

La presión de vapor de un aceite que es descargado de un separador puede disminuirse aumentando la temperatura del separador o reduciendo la presión de operación, la forma más simple de estabilizar un aceite volátil es mediante el calentamiento. En este caso el volumen de aceite producido en el tanque de almacenamiento se reducirá ligeramente por liberación adicional del gas en el separador provocado por el incremento en la temperatura, aumentando el volumen de gas por los componentes ligeros y recuperando los condensados permitiendo obtener un mayor redimiendo económico por barril de aceite extraído a condiciones de yacimiento.

Las torres estabilizadoras permiten realizar la función de un tren de separación en serie a presión cada vez más baja, la columna fraccionadora vaporiza los componentes ligeros obtenido en el fondo del la torre el aceite o condensado utilizado. Mediante la utilización de la torre estabilizadora se obtienen producciones de aceite comparables en volumen y propiedades a los obtenidos por medio de un tren de separación de cuatro a seis etapas. En algunos casos se han obtenido volúmenes de aceite en el tanque de almacenamiento de 10 a 15% mayor al proporcionado por el uso de separadores convencionales.

En la práctica, una vez establecido el ritmo de producción, se optimizan las presiones y número de etapas de separación con el fin de recuperar el mayor volumen de líquidos, sin descuidar los aspectos de estabilización y compresión del gas.

5.6 Estabilización y Endulzamiento del aceite

La estabilización es el proceso que tiene como objetivo remover los componentes ligeros metano (C_1), etano (C_2) y propano (C_3) del hidrocarburo con alta presión de vapor de una mezcla de aceite o condensados tanto como sea posible, dejando el mayor porcentaje de los componentes butano (C_4), pentanos (C_5) y más pesados en el aceite. En los campos de producción de aceite se llama estabilización de aceite y en un campo de producción de gas se llama estabilización de condensados.

El principal propósito es que las mezclas de aceite ligero no sufran pérdidas sustanciales por vaporización durante su almacenamiento o al ser manejado a condiciones superficiales en líneas de transporte para su distribución a las refinerías o al cargar barcos para su exportación, ya que significa tener pérdidas económicas y baños al medio ambiente. El aceite se estabiliza ajustando su presión de vapor de tal forma que sea menor que la presión atmosférica a la temperatura máxima esperada en el medio ambiente, a partir de pasar la mezcla de aceite a través una serie de separadores a presiones menores sucesivamente, este proceso puede ser combinado una torre estabilizadora, así como con el calentamiento del aceite y compresión y enfriamiento del gas.

La presión de vapor verdadera (PV) se define como la presión que ejerce un líquido sobre su vapor en condiciones de equilibrio, a una temperatura dada. El grado de estabilización de un líquido se acostumbra expresar mediante su presión de vapor reid (PVR), la cual se determina mediante un procedimiento estándar, utilizando una botella metálica especial bajo condiciones controladas a 100 °F.

Lo anterior garantiza el tener una mezcla con las condiciones apropiadas para su transporte y almacenamiento, evitando con ello los riesgos y pérdidas. Se considera un producto estable, aquel que no vaporiza a presión atmosférica y temperatura ambiente en el tanque de almacenamiento, la presión de vapor de la mezcla y el contenido de ácido sulfhídrico son los dos parámetros más importantes que están relacionados con la estabilidad del crudo. Los hidrocarburos más volátiles en el aceite son metano, etano, propano y butano, en un estado puro cada uno de estos hidrocarburos es un gas a presión atmosférica y temperatura ambiente, y se les denomina comúnmente como componentes ligeros.

La mayor parte de los componentes ligeros, debe ser removida del aceite condensados antes de descargarlos en el tanque de almacenamiento, el cual se encuentra a condiciones atmosféricas de lo contrario, parte de los componentes ligeros se vaporizarán en el tanque de almacenamiento, dando como resultado una pérdida en el volumen de la mezcla, así como el crear un ambiente de peligro y contaminación.

La cantidad de componentes ligeros en el aceite crudo o condensado, depende de la relación gas-aceite (RGA) y de la presión en la cabeza del pozo. Para pozos con alta presión y elevada RGA, el aceite tiene una gran concentración de componentes ligeros, por otro lado en pozos de baja presión y baja RGA, el aceite tiene una cantidad menor de componentes ligeros. Para los pozos de gas, los condensados tienen una concentración alta de componentes ligeros.

Un gas estabilizado no formará condensados al quedar sometido a los cambios de presión y temperatura que experimentará durante su transporte por tuberías superficiales. Los condensados se forman al disminuir la temperatura de un gas y/o al incrementar su presión, por lo tanto, el gas se estabiliza eliminando los componentes que pudieran llegar a condensarse al ser manejado posteriormente.

En esta forma se ajusta su temperatura de rocío a la presión máxima de operación del gasoducto que lo transportara. Si el gas no es estabilizado, el agua y los hidrocarburos condensados pueden ocasionar problemas de corrosión, represionamiento en las líneas e instalaciones, formación de hidratos, incrustaciones de sales y una disminución en la capacidad de transporte de los gasoductos.

5.6.1 Presión de vapor

La presión de vapor (PV), se define como la presión de la fase vapor de una sustancia cuando se encuentra en equilibrio con su fase líquida a una temperatura dada. Refiriéndose a una sustancia en fase líquida, la presión de vapor es aquella a la que se inicia su vaporización a una temperatura fija y representa una medida de la fuerza con la que las moléculas de un líquido volátil como el aceite, tiende a vaporizarse.

Como se mencionó anteriormente, el aceite y los condensados son mezclas multicomponentes, cada uno de los cuales tiene propiedades diferentes. La propiedad física principal relacionada con la estabilización es la presión de vapor, en un separador que contiene gas y líquido, la presión de vapor se toma de la lectura del manómetro cuando el gas está en equilibrio con el líquido. La presión de vapor es una propiedad termodinámica como la densidad, viscosidad, etc. que, como muchas propiedades termodinámicas, cambia con la temperatura, se debe de considerar que las pérdidas de vapores de los componentes más ligeros modifican la composición del líquido, por lo que los valores experimentales son menores a los reales. Una presión de vapor demasiado elevada genera problemas en el manejo y transporte del aceite, así como pérdidas de los componentes ligeros en el tanque de almacenamiento. En un aceite mal estabilizado los componentes que se liberan son más pesados que el aire y como consecuencia difícilmente se dispersan originando riegos de explosión.

La presión de vapor se debe al movimiento de las moléculas, por ejemplo el gas golpea las paredes del recipiente que lo contiene. El metano tiene una presión de vapor más alta que cualquier otro hidrocarburo, como consecuencia las moléculas golpean con mayor rapidez por que ejerce una mayor presión en el separador. El movimiento molecular de los hidrocarburos con ocho o más átomos de carbono es muy lento, por lo que ejercen presiones muy pequeñas dentro de un separador. La presión de vapor de una mezcla de hidrocarburos, es igual a la suma de los productos de la presión de vapor por la fracción molar del componente en la mezcla. A continuación en la **Tabla 5.24** se presenta en la un ejemplo del cálculo de la presión de vapor a 100 °F.

Tabla 5.24.- Cálculo de la presión de vapor

Mezcla de aceite				
Componentes		[% Mol]	PV del componente puro @ ° F [psia]	PV que cada componente ejerce en la mezcla [psia]
Metano	C ₁	4	5000	200.00
Etano	C ₂	2	800	16.00
Propano	C ₃	3	188	5.64
Butano	C ₄	3	60	1.80
Pentano	C ₅	6	18	1.08
Hexano	C ₆	7	5	0.35
Heptano	C ₇	9	1.60	0.14
Octano	C ₈	10	0.53	0.05
Nonano y más pesados	C ₉₊	56	0.09	0.05
TOTAL		100	PV	225.12
Presión atmosférica [psi]		14.7	PV [psi]	210.42

La mezcla de aceite es almacenado en tanques atmosféricos antes de enviarse a la refinería, donde también es descargado en un mismo tipo de tanques antes de ser procesado. En este lugar si el aceite contiene cantidades significantes de componentes volátiles, parte de ellos se vaporizaran dando como resultado una pérdida de productos, y un peligro latente debido a que se crea una atmósfera explosiva por la liberación del gas de los tanques.

Se sabe que el agua no hierve a presión atmosférica y temperatura ambiente; sin embargo cuando se calienta a 212 °F se presenta este fenómeno. Esto se debe a que la presión de vapor del agua a 212 °F es la presión atmosférica. Cualquier líquido en un recipiente abierto, hierve cuando es calentado a un nivel tal que su presión de vapor es la presión atmosférica. Inversamente, un líquido no hierve mientras que su presión de vapor es menor que dicha presión. De este modo, si la presión de vapor del aceite en el tanque de almacenamiento es menor que la presión atmosférica, no se presenta la evaporación.

La presión de vapor del aceite a la entrada del tanque puede ser menor que la atmosférica, de esta manera inicialmente no ocurre la evaporación, sin embargo los tanques de almacenamiento absorben el calor del medio ambiente, aumentando su temperatura y como consecuencia la presión de vapor del aceite se incrementa y puede llegar a ser mayor que la atmosférica, comenzando la evaporación. La presión de vapor se incrementa cuando se eleva la temperatura, por lo que se recomienda que la presión de vapor de la mezcla sea lo suficientemente baja para que no ocurra la vaporización si aumenta su temperatura durante su almacenamiento o al ser transportado y distribuido a sus puntos de venta y/o comercialización.

5.6.2 Presión de Vapor Reid

La Presión de Vapor Reid (PVR) surge a partir del desarrollo de un procedimiento estándar de una prueba de presión de vapor para determinar la presión de vapor del aceite, condensados, gasolinas y otros productos del petróleo que se almacenan en tanques atmosféricos. El objetivo de la prueba PVR fue proporcionar un medio para determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque atmosférico, vaporizará o no cuando su temperatura se eleva a 100 °F, esta temperatura se seleccionó arbitrariamente como una temperatura probable que podría esperarse durante los meses de verano en el tanque de almacenamiento.

La PVR es un parámetro para evaluar el grado de estabilización del aceite y es un indicador de la tendencia del aceite para desprenderse de los componentes ligeros del hidrocarburo. La cantidad de componentes ligeros en el aceite depende de la presión en la cabeza del pozo y de la relación gas-aceite. Las especificaciones de la PVR del aceite para venta a refinería y a exportación es de 6.5 psia máximo, la cual corresponde a mezcla de crudo estable y no representa un riesgo para la seguridad. Generalmente se considera un aceite estable cuando el rango de la PVR se maneja entre 10 a 12 psia, la cual corresponde a una PV de 13.7 a 17.6 lb/pg² abs @ 100 °F, pero es el máximo permisible por seguridad para el almacenamiento en tanques a presión atmosférica.

La presión de vapor del aceite crudo influye en el diseño de los sistemas de separación gas-aceite, para carga en buques petroleros u oleoductos, puede permitirse un rango de 8 a 14 psia de presión de vapor de Reid. Generalmente para el transporte del aceite, los oleoductos están diseñados como un sistema de alta presión para manejar componentes gaseosos y líquidos. La meta económica de la estabilización es maximizar el aceite recuperado en el tanque de almacenamiento mientras se permita cumplir con la presión de vapor y las especificaciones de H₂S. Se debe tomar en cuenta que los butanos incrementan la presión de vapor del aceite, puesto que la presión de vapor verdadera para el i-C₄ y n-C₄ es de 72.6 y 52.1 psia respectivamente, el control del contenido de butano controla la PVR y PVV.

5.6.3 Contenido de ácido sulfhídrico

Cuando la producción de los pozos son crudos amargos, contiene componentes sulfurosos. El proceso de estabilización también puede endulzar el aceite porque el principal contaminante es el ácido sulfhídrico (H_2S), el cual tiene un punto de burbuja a los -76 °F, a un nivel intermedio entre el etano y propano.

El proceso de estabilización requiere de restricciones adicionales para el manejo de mezclas de aceite con un alto contenido de H_2S el cual es extremeñamente toxico y corrosivo, es decir se debe bajar el contenido de H_2S en la mezcla hasta un valor que no represente peligro para la seguridad del personal y que no genere corrosión en las instalaciones superficiales, con el fin de cumplir con principios y estándares para mejorar la eficiencia y competitividad se recomienda que los niveles de H_2S sean tan bajos como sea posible ya que la seguridad, salud y protección ambiental tienen la misma prioridad que la producción, transporte y venta de los hidrocarburos.

Las especificaciones generalmente se encuentran en un rango de 60 a 80 ppm de H_2S máximo en el crudo, sin embargo, en algunos casos pueden ser tan bajos como sea posible hasta 10 ppm. Así entonces, conocer el nivel de H_2S requerido en el producto resulta bastante importante para el diseño y selección del método de estabilización aplicable a un sistema de producción ya entre más rigurosa sea esta especificación se limita la recuperación de aceite para cumplir con la PVR.

5.6.4 Métodos de estabilización del aceite

Los principales objetivos en el proceso de estabilización del aceite son: separar los componentes volátiles, maximizar la recuperación de aceite y cumplir con las especificaciones para tener un aceite estable y adecuado para su almacenamiento y transporte. Los métodos y tecnologías más importantes aplicados en el proceso estabilización del aceite son:

- Separación en multietapas.
- Separación simple en multietapas con recuperación de condensados del gas natural.
- Agotamiento en frío.
- Agotamiento en caliente.
- Rectificación en dos etapas.
- Columna de estabilización con reflujo.
- Separación multietapas con vacío.
- Separación multietapas con tren de calentamiento.
- Fraccionamiento con regulación interna de calor.
- Combinación proceso BOOT - Fraccionamiento.

Tradicionalmente los métodos seleccionados para el proceso de estabilización del aceite, fueron basados en la sencillez y confiabilidad, los criterios en ese entonces fueron obtener corrientes de aceite y gas de manera fácil y rápida con instalaciones simples sin considerar la máxima recuperación de líquidos. La presencia de ácido sulfhídrico en la producción de los yacimientos era el factor considerado para el proceso de estabilización, Por lo que se tiene una amplia área de oportunidad para el trabajo de optimización de las instalaciones superficiales.

El valor agregado en los estudios de estabilización, es la optimización de los métodos para obtener una mayor recuperación y proporcionar un beneficio económico incrementando las ganancias anuales de los proyectos. Los métodos contemplan desde una simple separación hasta el más sofisticado proceso de destilación considerando los criterios económicos actuales.

5.6.4.1 Consideraciones en el proceso de estabilización del aceite

Para el análisis, diseño y selección del proceso de estabilización del aceite con el objetivo de obtener la máxima recuperación de líquidos, adicionalmente se deben de considerar la inversión, los costos de operación y mantenimiento, confiabilidad del sistema, seguridad e impacto ambiental, así como el precio del aceite y gas en el estudio de optimización del proyecto en desarrollo.

Evaluando todos los productos obtenidos, se requiere de procesos adicionales, tales como: compresión de gas, fraccionamiento y purificación, estos procesos convencionales utilizados en plantas de gas, ofrecen la oportunidad para maximizar la recuperación del crudo mediante la reinyección de fracciones ligeras al mismo. Los crudos ligeros son preferidos en el mercado, las mezclas de aceite con mayor °API son las más deseadas ya que significa una mayor ganancia, esto es un resultado del análisis e investigación para una máxima recuperación de con un contenido máximo de componentes ligeros.

Como ya se mencionó la presión de vapor del aceite es un factor muy importante para la estabilización, durante el almacenamiento y transporte. Valores altos de presión de vapor se traducen en una pérdida de componentes volátiles en los tanques de almacenamiento o en el buque-tanque, la presión de vapor es una limitante en la búsqueda para lograr una mayor gravedad API durante la estabilización del crudo.

Una alta presión de vapor también llega a ser un problema de seguridad, los gases generados de un aceite inestable son más pesados que el aire y tienen dificultad para dispersarse. Esto incrementa el riesgo de una explosión, para prevenir que esto ocurra, durante el almacenamiento del gas o su transporte, la especificación de la presión de vapor reíd (PVR) se consideran en el estudio entre un rango de 8 a 14 psia @ 100 °F. La especificación se selecciona de acuerdo a la temperatura ambiente del lugar de embarque y el destino, así como de la ruta del buque-tanque.

La presencia del ácido sulfhídrico complica el manejo, acondicionamiento y estabilización del aceite, por lo que se requiere de un sistema de agotamiento en el crudo amargo para reducir el contenido de H₂S en el aceite estabilizado y estar dentro de las especificaciones para su distribución y venta, el ingeniero de producción debe maximizar el volumen de producción, así como los °API del aceite considerando la limitaciones por la presión de vapor y el contenido permisible de H₂S. Para proporcionar seguridad personal en las instalaciones y evitar corrosión en las líneas de transporte y equipos, se requiere que el nivel de H₂S se encuentre dentro de las especificación de 60 a 80 ppm, considerando la reducción hasta de 10 ppm.

Dependiendo de los niveles de H₂S en el aceite y de la especificación considerada en el diseño, requieren diferentes métodos de estabilización, el H₂S puede limitar el volumen de la recuperación del aceite. Por ejemplo: se requiere un agotamiento más severo para obtener la especificación del H₂S en lugar de un agotamiento somero necesario para encontrar la presión de vapor reid especificada.

La deshidratación y el desalado del crudo normalmente no influyen en el proceso de estabilización; pero si la instalación requiere una columna de estabilización, es necesario desalar el crudo antes de esta columna a fin de evitar problemas causados por la depositación de sales en los calentadores. En la actualidad es muy importante considerar las políticas de conservación del medio ambiente y enfatizar el valor de los fluidos producidos, por lo que se debe minimizar el volumen de hidrocarburos que se envían al quemador.

5.6.4.2 Separación en multietapas

Este método de separación en multietapas (MSS) en el proceso de estabilización del aceite emplea como principio la reducción de la presión por una serie de separadores, la cual provoca una separación flash o instantánea de los componentes ligeros del hidrocarburo, un porcentaje pasa a la fase vapor el cual está en función de la temperatura, presión y composición del fluido en cada una de las etapas de separación. La última etapa de la separación se lleva a cabo a una presión cercana a la atmosférica. Las especificaciones y requerimientos de H_2S y presión de vapor del aceite, se logran en la última etapa de separación mediante una separación flash a temperatura controlada.

En este sistema, normalmente no se diseñan más de cuatro etapas de separación ya que la recuperación adicional con más etapas, es están pequeña que llega a ser despreciable. Las presiones de los separadores deben seleccionarse muy cuidadosamente ya que las pérdidas en la recuperación entre un sistema optimizado y uno no optimizado, puede alcanzar el 0.5 %. En la **Figura 5.32** se muestra un esquema de estabilización por el método de separación simple en multietapas.

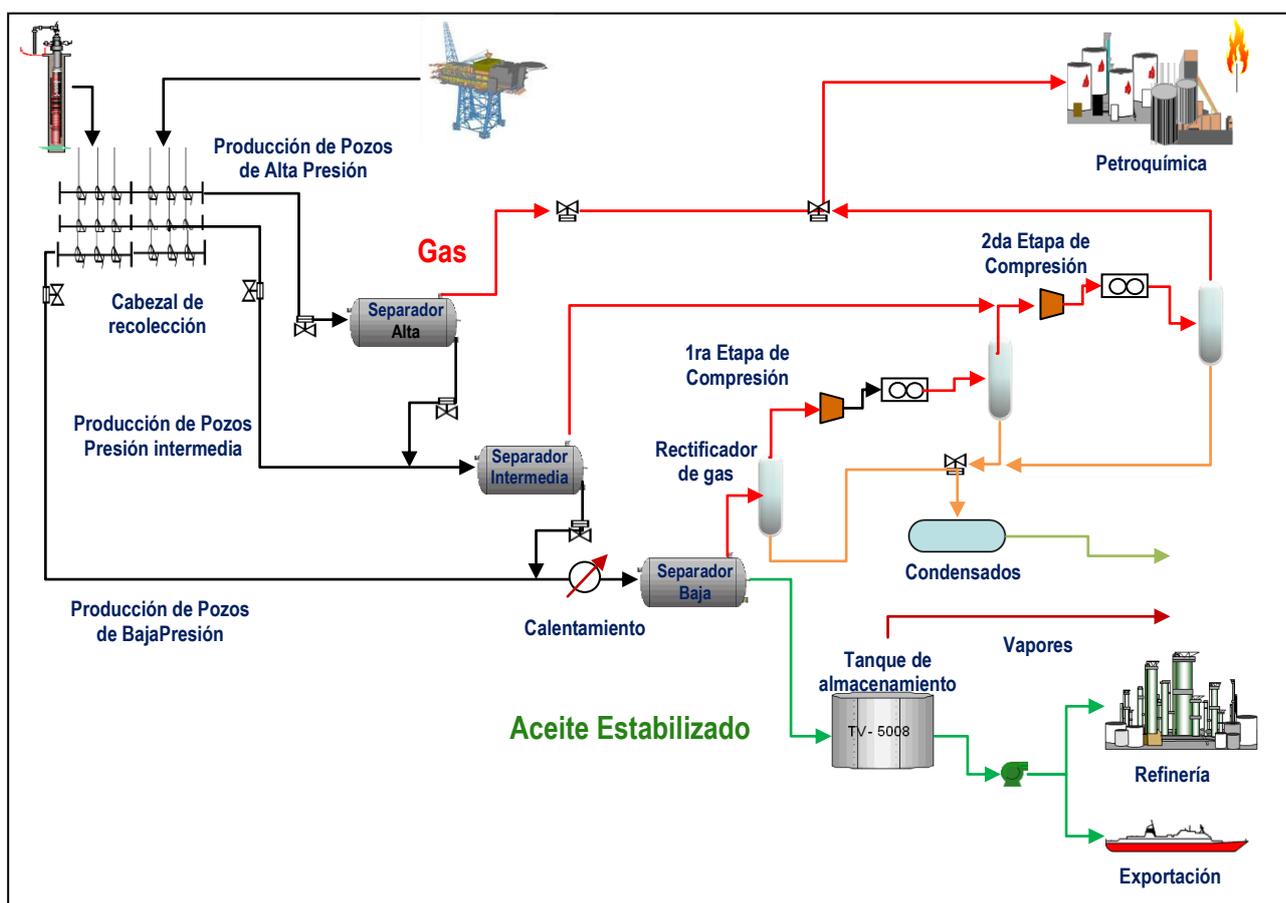


Figura 5.32.- Método de separación en multietapas

El proceso de estabilización mediante la reducción de la presión en un sistema de separación en multietapas es el procedimiento más común y simple usado en la mayoría de las instalaciones de producción, por su facilidad de operación y bajo costo.

El método consiste en hacer llegar la producción de los pozos a la batería de separación a través de líneas de transporte. La producción de los pozos que cuentan con energía suficiente, llegan a una primera etapa de separación en alta presión (AP) con el fin de aprovechar la presión del pozo.

El gas separado en esta etapa, es enviado directamente a la planta petroquímica para su procesamiento y el líquido separado ingresa a la etapa siguiente de separación de presión intermedia (PI), simultáneamente con la producción de los pozos que cuentan con energía para que los fluidos entre a esta etapa.

En esta etapa de separación se pueden tener dos casos para la separación del gas. En el primero; el gas es enviado a un sistema de compresión para incrementar la presión e incorporarlo a la corriente de gas de alta presión, en el segundo; el gas es enviado directamente a la línea de salida del segundo rectificador de la primera etapa de separación. Por otro lado, el líquido separado entra a la etapa de separación de baja presión (BP) junto con la producción de los pozos que no cuentan con la energía suficiente.

El gas de este separador entra a un sistema de rectificación, compresión y enfriamiento hasta alcanzar un valor de presión ligeramente superior al de la corriente de gas de alta presión, este se incorpora y es enviado a la planta petroquímica; el aceite separado en esta etapa, es enviado al tanque de almacenamiento, el cual funciona como la última etapa de separación, debido a que el crudo aún cuenta con una cantidad pequeña de gas disuelto mismo que por la reducción de presión se vaporiza y libera a la atmósfera.

Cuando la producción de los yacimientos tiene un contenido de H_2S entre 0 y 700 ppm, la temperatura en la última etapa está dada por el valor de PVR de 10 psia, si el contenido H_2S es mayor a 700 ppm la temperatura estará determinada por la especificación requerida para H_2S y la PVR tiende a ser menor a 10 psia. En estos casos la recuperación de aceite es pobre ya que hay una pérdida significativa de componentes en los vapores del tanque de almacenamiento y la capacidad de remoción de H_2S es limitada.

Si el contenido de H_2S es mayor de 1000 ppm, se requiere una temperatura muy alta en la última etapa de separación para cumplir con las especificaciones del producto e incrementando la evaporación.

En general la ventaja que presenta este método es la sencillez del proceso de estabilización y flexibilidad en el manejo de altas variaciones en la relación gas-aceite. Su desventaja es la baja recuperación de hidrocarburos líquidos al compararlo con respecto a otras tecnologías. Sobre todo si la temperatura requerida en la última etapa de separación es elevada para cumplir con la presión de vapor y el contenido de H_2S .

En la **Tabla 5.25** se describen las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de separación en multietapas “MSS”.

Tabla 5.25.- Ventajas y desventajas del método de MSS

Estabilización del aceite	
Ventajas	Simplicidad de operación.
	Permite manejar un amplio rango en las variaciones de la relación gas-aceite.
	Adaptable a diversas condiciones ambientales.
	Bajo costo de inversión y consumo de servicios.
Desventajas	No es conveniente para obtener un producto con bajos contenidos de H_2S ya que se requiere de altas temperaturas en la última etapa de separación.
	Baja recuperación de aceite en comparación a otros métodos.

5.6.4.3 Separación en multietapas con recuperación de condensados

El método de separación multietapas con recuperación de condensados del gas natural es una mejora considerable sobre el método de MSS ya que adicionalmente a la recuperación de condensados asociado al gas natural a través de su compresión y enfriamiento se inyectan a la mezcla de crudo después de una estabilización previa tal como se muestra en la **Figura 5.33**.

El método está diseñado para remover la mayor parte de etano (C_2) y obtener un aceite con baja presión de vapor en la última etapa de separación. La PVR se ajusta a 10 psia por medio de una inyección controlada de los líquidos (C_3 , C_4 y C_{5+}), que provienen de la torre estabilizadora de condensados.

El gas de la última etapa de separación es comprimido a 300 psig aproximadamente y enfriado posteriormente, los condensados pesados resultantes de la corriente de gas son fraccionados en una columna de destilación. El fondo de la torre estabilizadora es ajustado, de tal manera que al mezclar los condensados y el aceite de la última etapa de separación, se obtenga una mezcla con PVR de 10 psia.

El gas de la primera y segunda etapas de separación contiene menores volúmenes de fracciones pesadas por lo que usualmente no es procesado para propósitos de estabilización.

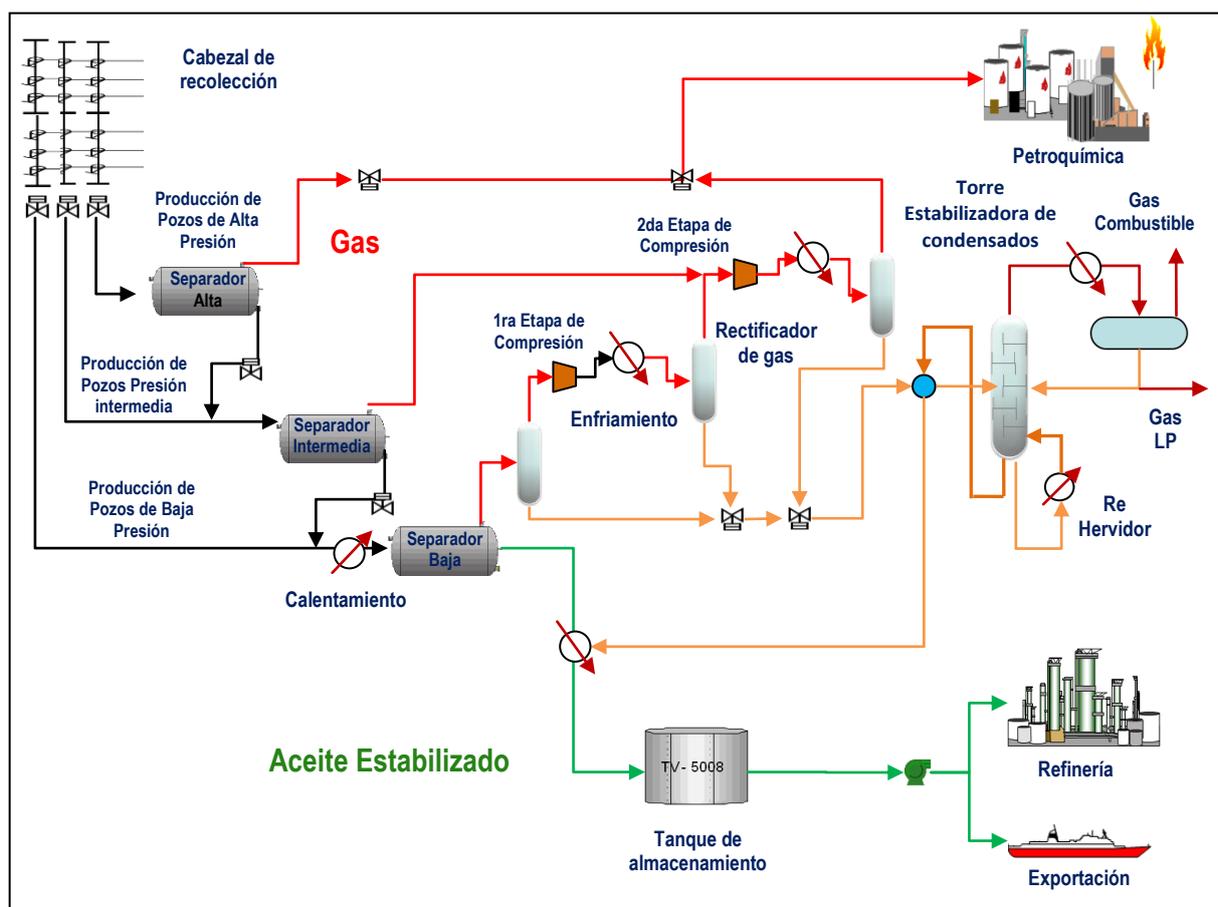


Figura 5.33.- Método de Separación en multietapas con recuperación de condensados

Es importante en este método fraccionar el condensado ya que permite la selectividad de los componentes, si el condensado no es utilizado la ganancia en la recuperación serían mucho menor.

Los parámetros de diseño, son casi los mismos que para el método de MSS y adicionalmente se debe considerar la presión del gas comprimido y la temperatura después del enfriamiento, ya que estas variables determinan las pérdidas de fracciones pesadas en el gas combustible.

Los dos parámetros más importantes que afectan la eficiencia de la columna son: la temperatura en la última etapa de separación, la cual controla el contenido de H_2S en el aceite estabilizado e indirectamente determina el volumen de la recuperación y para una presión de vapor obtenida del aceite estabilizado, la recuperación se incrementa elevando la temperatura de la última etapa de separación si la temperatura de reflujo puede ser disminuida proporcionalmente, si esto no se logra la recuperación disminuye. La presión y temperatura de la torre de estabilización son función de la composición de entrada a la torre y de los productos.

El proceso de estabilización del aceite por el método de MSS con recuperación de condensados del gas natural tiene una buena capacidad de recuperación de aceite, pero la capacidad para remover económicamente el H_2S es limitada. Si la alimentación contiene más de 2000 ppm de H_2S , se requiere de una alta temperatura en la última etapa para cumplir con las especificaciones de la mezcla. La estabilización requiere adicionalmente de la aplicación de procesos como: separación, calentamiento, enfriamiento, compresión, fraccionamiento con condensador y re-hervidor.

Este método tiene la ventaja de alcanzar las especificaciones cuando tiene una corriente de alimentación baja en H_2S y puede operar aun cuando el sistema de recuperación de condensado este fuera de servicio, así mismo ofrece la posibilidad de producir gas LP. En la **Tabla 5.26** se describen las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de MSS con recuperación de condensados.

Tabla 5.26.- Ventajas y desventajas del método de MSS con recuperación de condensados

Estabilización del aceite	
Ventajas	Cumple satisfactoriamente con los requerimientos del proceso de estabilización cuando se tienen bajos contenidos de H_2S en la corriente de entrada o cuando no se tienen restricciones estrictas en el contenido de H_2S del producto.
	Puede operarse aún cuando el sistema de recuperación de condensados no esté trabajando.
	Ofrece la posibilidad de producir gas LP.
	Favorece la recuperación de aceite y asegura su calidad por la reinyección de fracciones más ligeras obtenidas en forma selectiva.
Desventajas	Limitada capacidad de remoción de H_2S . Si la alimentación es del orden de 2.000 ppm, se requiere de una temperatura alta en la última etapa de separación para cumplir con las especificaciones de la mezcla.
	Altos costos de inversión y de consumo de servicios con relación a la separación multietapas simple.
	Este método requiere de equipo más sofisticado y tiene menos flexibilidad, así como altos costos de inversión y consumos de servicios en comparación al MSS.

5.6.4.4 Agotamiento en frio

El proceso de estabilización por el método agotamiento en frio involucra una columna de agotamiento con gas para ajustar las especificaciones de H_2S , además se puede reducir el número de etapas de separación requeridas, ya que la torre efectúa la función de la etapa de baja presión, se utiliza solamente el gas de la primera etapa para llevar a cabo el agotamiento porque tiene menor contenido de H_2S . Para el diseño de la columna de agotamiento se tienen de 5 a 6 platos.

El contenido de H_2S del gas en la columna está limitado por el contenido requerido de H_2S del aceite en la especificación. El flujo del gas para el agotamiento es un factor muy importante ya que fuera del rango óptimo, el nivel de H_2S del aceite procesado tiende a incrementarse y la recuperación tiende a disminuir. En la **Figura 5.34** se muestra en esquema de estabilización por el método de agotamiento en frío.

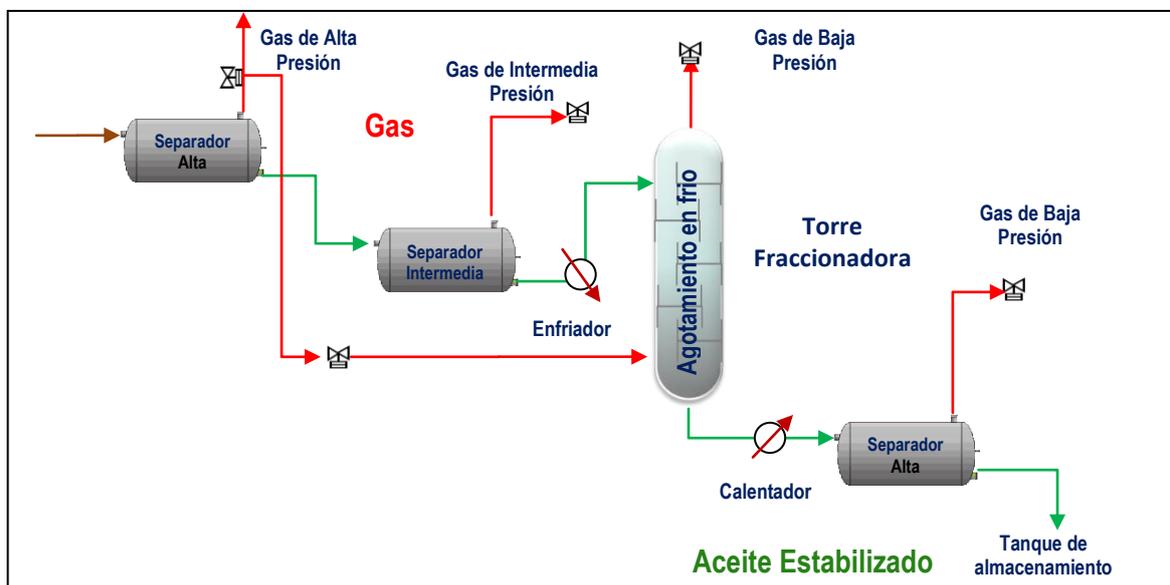


Figura 5.34.- Método de agotamiento en frío

La temperatura de la mezcla que entra a la columna de agotamiento con gas debe ser tan baja como sea posible, sin embargo está limitada por la viscosidad que debe ser suficientemente baja para asegurar una buena operación de destilación en los platos. En general el rendimiento del agotamiento en frío es pobre, la capacidad para eliminar el H_2S limita a la corriente de entrada a 2000 ppm o menos para obtener un aceite estabilizado con 60 ppm de H_2S , la recuperación es casi la misma que con el método MSS. Sin embargo, si hay un gas dulce disponible de una fuente externa, el límite de 2000 ppm puede incrementarse.

La recuperación de líquidos en el proceso de estabilización de agotamiento en frío es baja y disminuye significativamente conforme la especificación de H_2S es cada vez más estricta, sin embargo una presión de operación alta en el proceso favorece la recuperación del aceite. La PVR es independiente de la concentración de H_2S , ya que esta se controla por la etapa de separación posterior al agotamiento.

La ventaja de este método es que amplía ligeramente las posibilidades para eliminar H_2S comparado con el método de MSS, es un proceso simple con bajos consumos de servicios. En la **Tabla 5.27** se describen las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de agotamiento en frío.

Tabla 5.27.- Ventajas y desventajas del método de agotamiento en frío

Estabilización del aceite	
Ventajas	Proceso muy simple.
	Bajo consumo de servicios.
Desventajas	Recuperación de líquidos es baja, limitada por la concentración de H_2S en la mezcla y la especificación requerida.
	Proceso con poca flexibilidad para especificaciones de H_2S .

5.6.4.5 Agotamiento en caliente

El proceso de estabilización por el método de agotamiento en caliente utiliza una columna con re-hervidor como se muestra en la **Figura 5.35**, esta columna permite llegar a las especificaciones de H_2S y de presión de vapor por medio del control de temperatura del re-hervidor. Para mejorar la recuperación del aceite se recomienda optimizar el control de temperatura a la entrada del agotador.

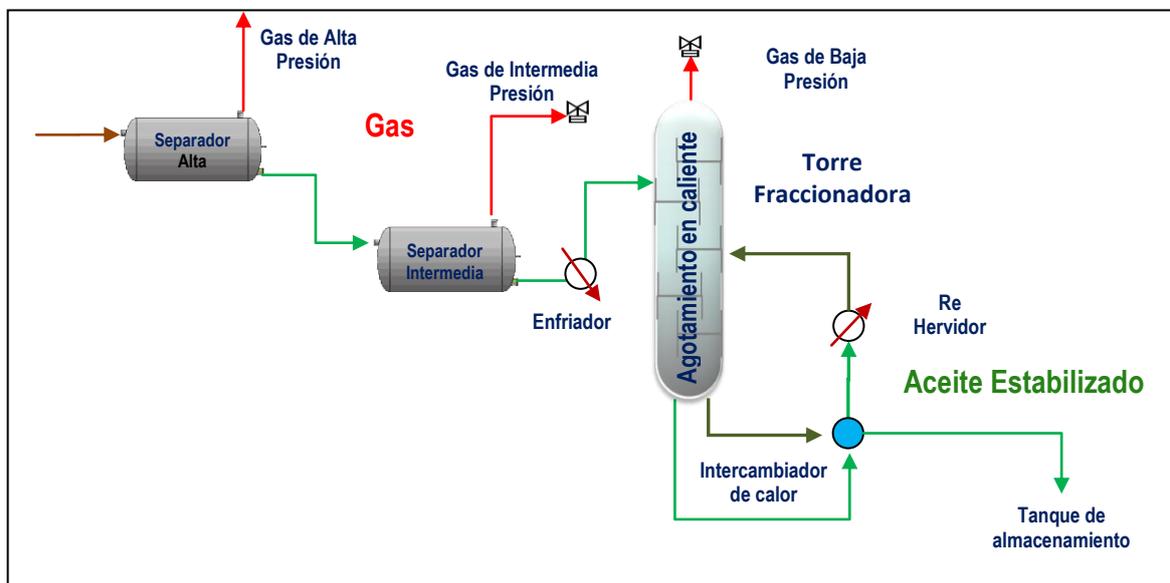


Figura 5.35.- Método de agotamiento en caliente

El diseño de este método involucra varios parámetros:

- Número de etapas de separación.
- Número de platos de agotamiento, usualmente 5 a 6 etapas teóricas.
- Temperatura de alimentación a la entrada del agotador, a menor temperatura favorece la recuperación, pero resulta en una disminución de la viscosidad, lo cual es un factor limitante.
- Presión del agotador, a mayor presión de operación en la torre fraccionadora favorece el incremento en la recuperación del líquido, sin embargo estará limitada por la temperatura máxima permisible en el re-hervidor. La presión puede estar en un rango de 15 a 30 psig.
- La temperatura del re-hervidor, la calidad de la alimentación (por el contenido de sal principalmente) puede limitar la temperatura de fondos para evitar problemas de ensuciamiento. Para el rango de 15 a 30 psig de presión, las temperaturas podrían estar en el rango de 250 a 270 °F.

El proceso de estabilización por el método de agotamiento en frío puede tratar cualquier aceite y obtener cualquier especificación del H_2S . La recuperación de líquidos depende de la severidad del agotamiento, si las especificaciones del H_2S son más rigurosas por ejemplo de 60 a 10 ppm y la concentración de H_2S en la corriente de entrada aumenta, la recuperación disminuye en aproximadamente 0.5%

En general presenta buena recuperación para un amplio rango en la especificación de H_2S y permite alcanzar especificaciones menores a 10 ppm si la concentración en la corriente de entrada es menor a 1000 ppm. El agotamiento en caliente puede procesar cualquier contenido de H_2S y puede manejar variaciones de la RGA con alta eficiencia en la recuperación.

La desventaja de este método es la complejidad a consecuencia de la columna con re-hervidor ya que la corriente de alimentación a la torre fraccionadora no debe contener agua, si el contenido de agua en la mezcla es alto se requiere adicionalmente de un proceso de deshidratación. En la **Tabla 5.28** se describen las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de agotamiento en caliente.

Tabla 5.28.- Ventajas y desventajas del método de agotamiento en caliente

Estabilización del aceite	
Ventajas	Puede manejar variaciones en la concentración de H ₂ S en la corriente de alimentación.
	La presión de vapor del aceite estabilizado puede modificarse de acuerdo a los requerimientos, en base al control de temperatura en el re-hervidor.
Desventajas	No es recomendable para especificaciones muy rigurosas de H ₂ S de 10 ppm en el aceite cuando las concentraciones en la corriente de entrada son mayores de 1000 ppm.
	Presenta un grado de complejidad considerable. Debe mantenerse lo más baja posible la temperatura en el re-hervidor para prevenir el ensuciamiento si existe alta concentración de sales.

5.6.4.6 Rectificación en dos etapas

El proceso de estabilización por el método de rectificación en dos etapas es una mejora al proceso de agotamiento en caliente como se muestra en el esquema de la **Figura 5.36**. El gas que sale de la torre fraccionadora del agotamiento en caliente pasa a través de una serie de separadores-rectificadores, comprimiendo el gas al alrededor de 300 psi y posteriormente se enfrían con el fin de recuperar la mayor cantidad de líquidos por el efecto del enfriamiento

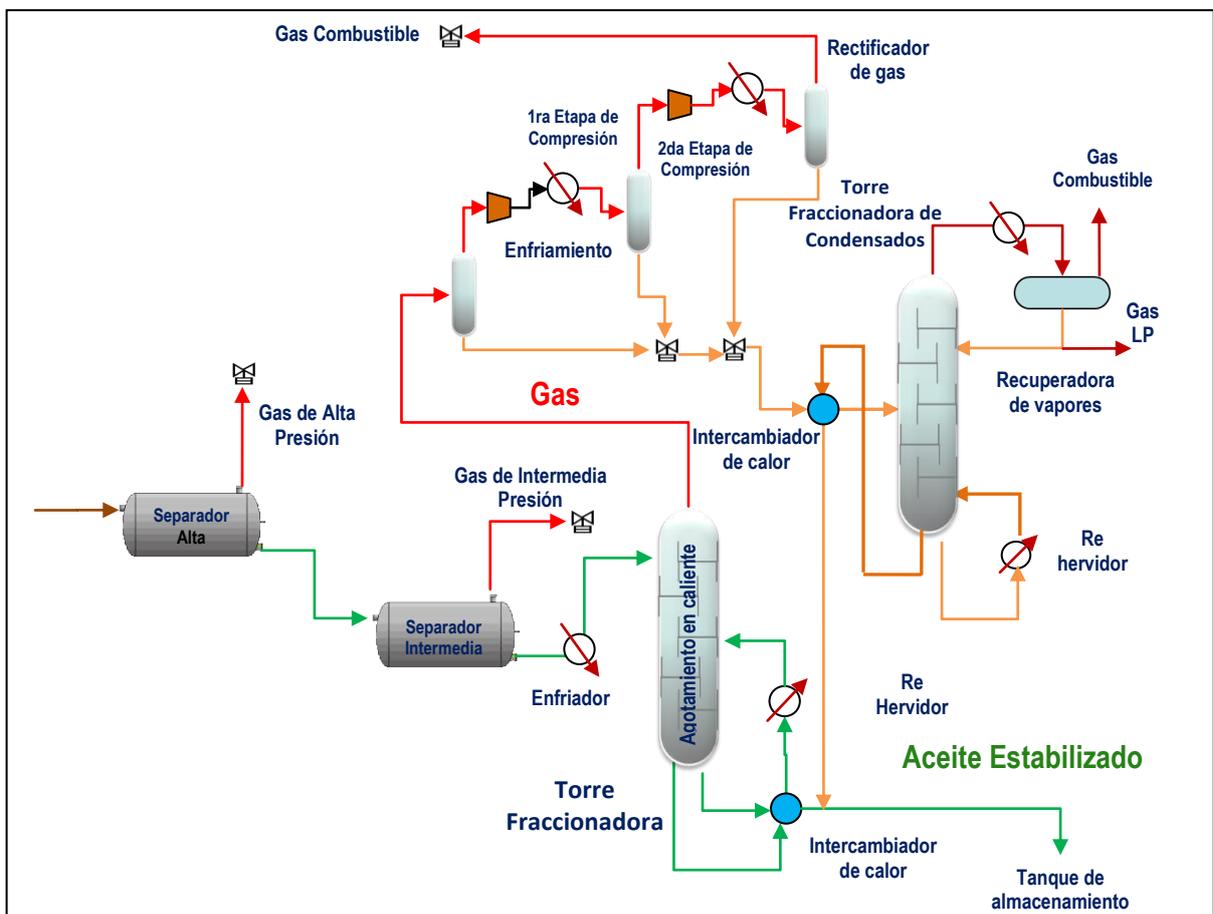


Figura 5.36.- Método de rectificación en dos etapas

Los líquidos obtenidos son enviados a una torre fraccionadora, los condensados obtenidos en el fondo de la torre contiene la mayor cantidad de componentes pesados, el cual posteriormente es re inyectado a la mezcla de aceite. Esto permite mayor selectividad en las fracciones de los componentes del aceite.

Los parámetros de diseño son una combinación del proceso de estabilización por los métodos de agotamiento en caliente y separación multietapas con recuperación de condensados del gas natural, el método de rectificación en dos etapas puede procesar cualquier tipo de aceite y dar mayor recuperación inclusive que el método de agotamiento en caliente, con este método es posible obtener un especificación muy baja en el contenido de H_2S del aceite (10 ppm) con la más alta recuperación y ofrece buena flexibilidad para el manejo de mezclas con un rango más amplio en el contenido de H_2S de 2000 a 5000 ppm.

No existe limitaciones para el contenido de H_2S en la corriente de alimentación ya que la recuperación y PVR del aceite obtenido disminuyen solo un poco cuando la concentración de H_2S se incrementa.

Este método presenta una recuperación muy alta del líquido, cerca del 87.8%, la cual puede disminuir de manera poco significativa si se vuelven más rigurosas las especificaciones de H_2S o se incrementa la concentración de H_2S en la corriente de alimentación. Con una baja presión en el agotador y una baja temperatura en el condensador de la torre fraccionadora de condensados, se obtiene una alta recuperación.

La principal desventaja de este método es que no debe contener agua, si el contenido de agua en la mezcla es alto se requiere adicionalmente de un proceso de deshidratación. En la **Tabla 5.29** se describen las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de rectificación en dos etapas.

Tabla 5.29.- Ventajas y desventajas del método de rectificación en dos etapas

Estabilización del aceite	
Ventajas	Alta recuperación de aceite.
	Permite manejar un amplio rango en las variaciones de la relación gas-aceite.
	Puede manejar un rango amplio en el contenido de H_2S en la corriente de alimentación.
	Se puede producir gas LP.
	Tiene flexibilidad en la operación, ya que el método puede operar sin el fraccionar como un método de agotamiento en caliente.
Desventajas	Complejo debido al uso de dos torres de fraccionamiento con sus respectivos re-hervidores, sistema de reflujo en la columna de condensados, así como sistemas de compresión y enfriamiento del gas.
	Alto consumo de servicios auxiliares
	No es adecuado para crudos pesados ya que se tendrían altas temperaturas en el re-hervidor, lo que haría necesario el desalado del crudo antes de su alimentación a la torre estabilizadora

5.6.4.7 Columna estabilizadora con reflujo

Este método usa una columna con reflujo para la estabilización del aceite. Después de las etapas de separación sucesivas, el líquido de la última etapa entra a una torre de agotamiento con reflujo para producir gas LP, gas asociado y crudo estabilizado.

La corriente de alimentación entra a la columna estabilizadora, en donde el mezcla desciende a través de esta con la mayor cantidad de componentes pesados y disminuyendo sus componentes ligeros, el aceite que sale del fondo de la torre es calentado por medio del re-hervidor posteriormente entra a la torre por debajo del plato superior, donde la temperatura en el plato es igual a la temperatura de alimentación lo cual minimiza el separación flash de la mezcla.

Finalmente el aceite estabilizado se enfría a través de un intercambiador de calor por medio de la corriente de alimentación como se muestra en el esquema de la **Figura 5.37**.

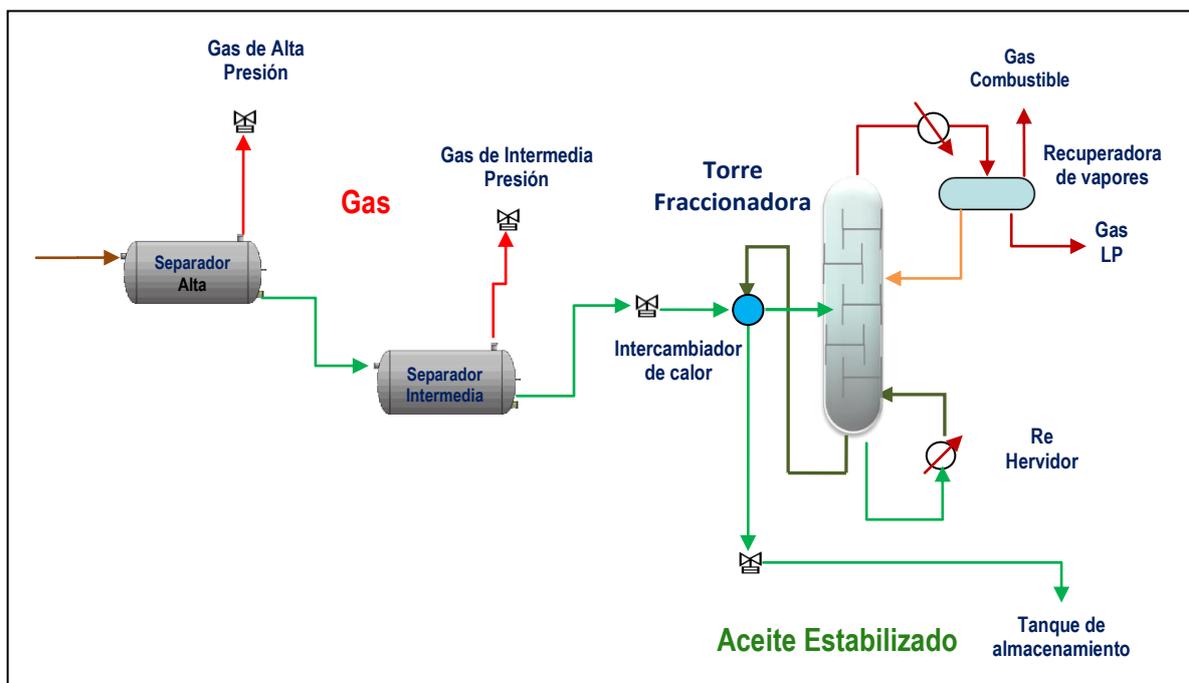


Figura 5.37.- Método de columna estabilizadora con reflujo

El gas que sale por el domo de la columna estabilizadora contiene componentes intermedios, este gas es enfriado y posteriormente pasa a través de una recuperadora de vapores, los condensados recuperados nuevamente entran a la torre fraccionadora como un proceso de reflujo. Los principales factores de diseño en el método de columna estabilizadora con reflujo, son el número de platos en la torre, la presión de estabilización y la relación de reflujo, el proceso es controlado por medio de la temperatura del re-hervidor, la recuperadora de vapores y la presión de operación en la torre.

Este método puede procesar crudos con altos contenidos de H_2S y obtener cualquier especificación. Se debe de tomar en cuenta que para producir un líquido con reflujo en la columna estabilizadora, se requiere de una presión alta de operación si solo se dispone con un enfriamiento común (aire o agua), esto conlleva a requerir una alta temperatura en el fondo de la columna, especialmente cuando se procesan crudos pesados. Bajo condiciones de estudio, con una presión de operación de 150 psig, la temperatura en el fondo se determinó en 660 °F (350 °C) con una temperatura de reflujo de 36 °F (2 °C). Las mezclas de aceite ligeros se operan a condiciones menos severas.

La ventaja de este método es que se pueden obtener una alta recuperación de aceite, así como especificaciones hasta de 10 ppm en el contenido de H_2S para el aceite estabilizado. En la **Tabla 5.30** se describen las principales ventajas y desventajas del método de columna estabilizadora con reflujo.

Tabla 5.30.- Ventajas y desventajas del método columna estabilizadora con reflujo

Estabilización del aceite	
Ventajas	Alta recuperación de aceite.
	Flexibilidad operativa.
	Manejo de crudos con alto contenido de H ₂ S.
	Se obtiene producción de gas LP.
	Se obtienen buenos resultados manejando crudos ligeros.
	Para crudos pesados requiere un desalado "in situ" debido a las altastemperaturas que se requieren en el re-hervidor.
Desventajas	Un estabilizador con reflujo puede recuperar más componentes intermedios delgas que un agotamiento en caliente. Sin embargo requiere más equipo.
	Este método no es recomendado para crudos pesados, ya que requiere mayores temperaturas en el re-hervidor que el método de agotamiento en caliente
	Para el manejo de crudos pesados se requiere desalar in situ.

5.6.4.8 Separación multietapas con vacío

Otra forma de llevar a cabo la estabilización del aceite es someter a vacío el gas de la última etapa de separación en la **Figura 5.38** se muestra el esquema del proceso de estabilización por el método de separación multietapas con vacío.

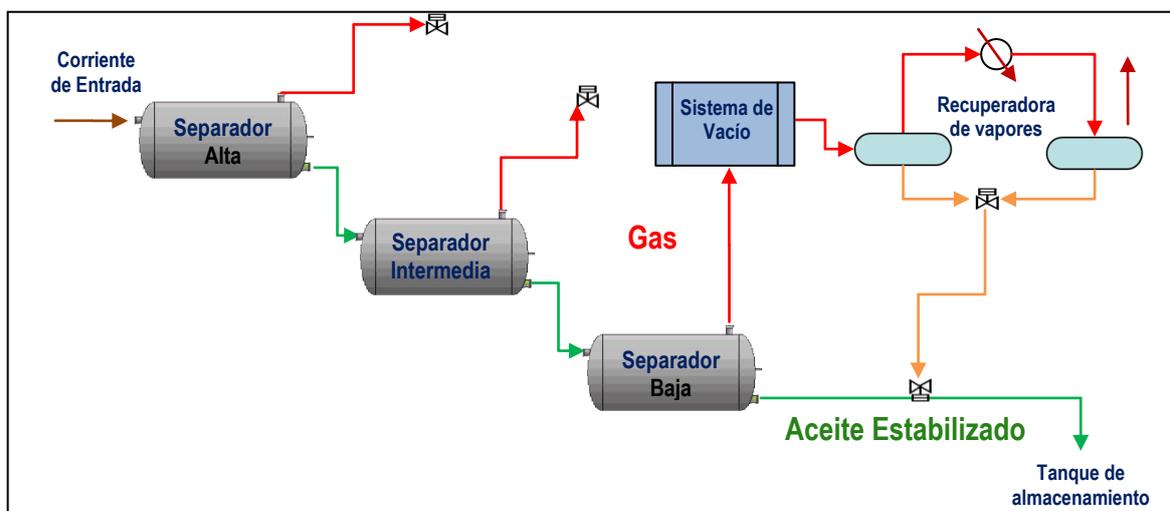


Figura 5.38.- Método de separación multietapas con vacío

El método de separación multietapas con vacío es aplicable cuando la mezcla se encuentra muy cercana a la condición de estabilización por medio de la MSS, esto permite incrementar la recuperación del aceite, sin embargo si las condiciones de la mezcla no se encuentran cercanas a la estabilización, se requerirá de un equipo de vacío de capacidad alta, además se reducirá la recuperación del aceite drásticamente.

La etapa de vacío es equivalente a la última etapa de separación con precalentamiento, y la selección entre una y otra, será función de las características de la corriente de alimentación y de los servicios auxiliares disponibles. El método está limitado en lo que respecta a una especificación estricta de H₂S en el aceite estabilizado. Una de las ventajas principales del proceso de estabilización por el método de separación multietapas con vacío es que es simple.

Se debe tomar en cuenta que la potencia en el sistema se incrementa ya que se debe reincorporar la corriente de ligeros que se succiona con el equipo de vacío al sistema de compresión del gas que se libera en las etapas anteriores a la del vacío. Sin embargo, debe considerarse que lo mismo ocurre cuando se efectúa un precalentamiento en la última etapa de separación. Adicionalmente el método involucra los problemas operacionales y de mantenimiento propio a un equipo mecánico de vacío, en la **Tabla 5.31** se muestran las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de estabilización multietapas con vacío.

Tabla 5.31.- Ventajas y desventajas del método de separación multietapas con vacío

Estabilización del aceite	
Ventajas	Simplicidad del proceso.
	Elimina los requerimientos de calentamiento.
Desventajas	La potencia del sistema de compresión se incrementa.
	El equipo mecánico de vacío requiere de supervisión y mantenimiento continuo.
	Existen limitaciones cuando se requiere de una especificación estricta en el contenido de H ₂ S del aceite estabilizado.

5.6.4.9 Separación multietapas con tren de calentamiento

El método de estabilización del aceite por separación en multietapas con tren de calentamiento, se basa en la combinación de etapas sucesivas de expansión y calentamiento. Por medio del calentamiento a ciertos niveles intermedios de presión, se obtiene la composición del líquido de los separadores, requerida para obtener el producto dentro de las especificaciones que tiene que cumplir como se muestra en la **Figura 5.39**. Es decir, que la estabilización del crudo puede llevarse a cabo por medio del control adecuado de la presión y de la temperatura de cada etapa.

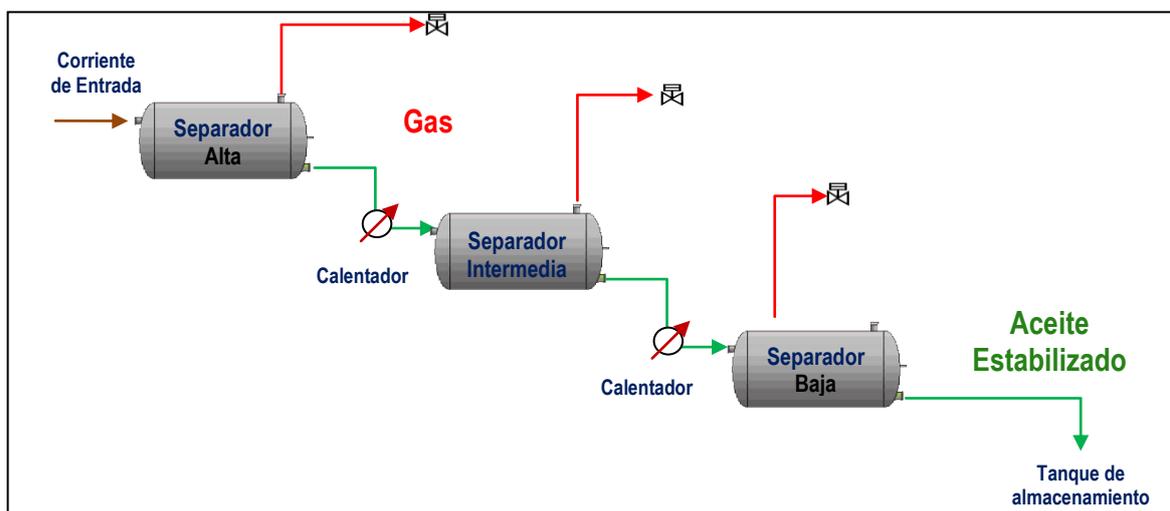


Figura 5.39.- Método de separación multietapas con tren de calentamiento

Este método requiere mantener un control adecuado en las condiciones de presión y temperatura a la entrada de cada separador para asegurar el control de la estabilización, el porcentaje de recuperación del aceite es bajo en comparación con otros procesos (un caso ideal es del 85 %), ya que se pierden componentes ligeros del hidrocarburo en cada una de las etapas por el calentamiento. El gas asociado puede ser procesado o enviado directamente a venta, por medio de este proceso se pueden alcanzar la presión de vapor y restricciones estrictas en H₂S especificadas menores a 60 ppm.

En la **Tabla 5.32** se muestran las principales ventajas y desventajas del proceso de estabilización por el método de separación multietapas con tren de calentamiento.

Tabla 5.32.- Ventajas y desventajas del método MSS con tren de calentamiento

Estabilización del aceite	
Ventajas	Menor costo inicial y menor complejidad, con respecto a los métodos y tecnologías que requiere de fraccionadoras.
	Adaptable a diversas condiciones ambientales.
Desventajas	El calentamiento reduce la producción de crudo estabilizado y la densidad API.
	Se incrementa la potencia requerida para la compresión del gas.
	Se requiere de equipo de calentamiento entre las etapas de separación y de enfriamiento al final del proceso de estabilización.

5.6.4.10 Fraccionamiento con regulación interna de calor

El proceso de estabilización por el método de fraccionamiento con regulación interna de calor, consiste en una o varias etapas de separación de acuerdo a las características y condiciones de presión y temperatura de la mezcla de alimentación, la fase líquida se envía a una torre de fraccionamiento a una presión menor o igual que la del separador. La torre de fraccionamiento cuenta con una zona interna con un intercambio de calor y un re-hervidor como se muestra en la **Figura 5.40**. Con esto se obtiene una fracción gaseosa y una fracción líquida, posteriormente el líquido se hace pasar por la zona interna de intercambio de calor y el gas que sale de la torre estabilizadora se comprime y se enfría a fin de recuperar condensados e introducirlos al primer separador.

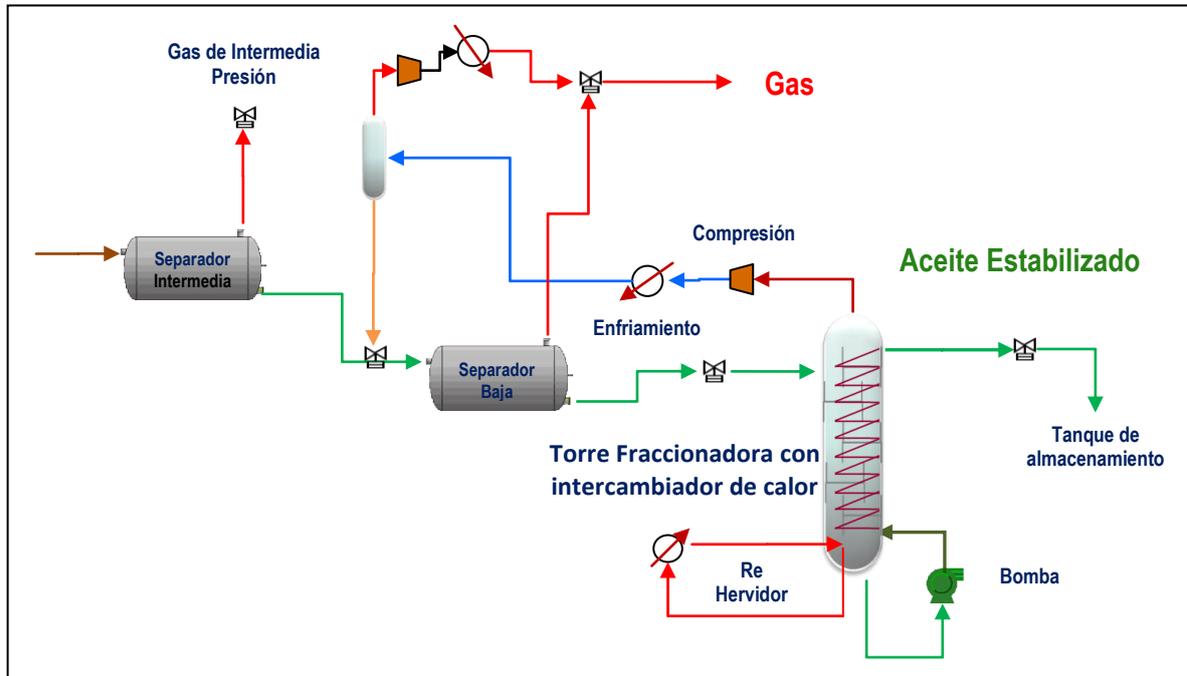


Figura 5.40.- Método fraccionamiento con regulación interna de calor

El re-hervidor de la torre consiste en un tanque que puede utilizar energía eléctrica o un fluido como medio de calentamiento. El intercambiador de calor que se encuentra en la torre, está formado por dos espacios para la circulación. Uno para el aceite (fluye por efecto de la gravedad) y el gas que se libera (sale para su compresión y enfriamiento). Por el otro espacio, el líquido calentado en el re-hervidor fluye del fondo al domo de la torre por medio de una bomba.

Se recomienda la aplicación de este método cuando se tenga producción de aceite ligero en los pozos, con este tipo de fraccionamiento se obtiene un alto rendimiento de líquido estabilizado con un contenido de H_2S dentro de especificación (60 ppm).

Al utilizar un intercambiador de calor dentro de la torre de destilación, se obtienen ahorros substanciales de energía al recuperar el calor emitido por el re-hervidor, de esta forma el aceite es estabilizado. Para lograr una buena eficiencia de separación se debe asegurar una adecuada transferencia de calor dentro de la torre con el fin de estabilizar el aceite.

5.6.4.11 Combinación de proceso Boot y fraccionamiento

El objetivo de este método consiste en obtener un crudo estabilizado en el que se puede recuperar la máxima cantidad de hidrocarburos de C_4 a C_7 , lo que por lo general no se logra en los procesos convencionales, en los que solo se pretende ajustar la cantidad de C_3 para obtener un crudo con una PVR óptima para su almacenamiento y transporte.

El proceso de estabilización del aceite por el método de fraccionamiento con regulación interna de calor, consiste en la combinación de un proceso Boot y una torre estabilizadora, el objetivo es que los componentes de C_4 a C_7 del vapor sean absorbidos por una corriente de aceite estabilizado el cual entra por la parte superior de la mini-columna, posteriormente la mezcla entra a la torre estabilizadora con reflujo el cual está formado por fracciones de hidrocarburos de C_4 y C_5 .

En el fondo de la torre se obtiene el aceite estabilizado para enviarse al tanque de almacenamiento, parte de éste se circula a la mini-columna. Paralelamente para crear el flujo de vapor ascendente se re-inyecta en el fondo de la columna los condensados que se obtiene de la recuperadora de vapores como se muestra en el esquema de la **Figura 5.41**.

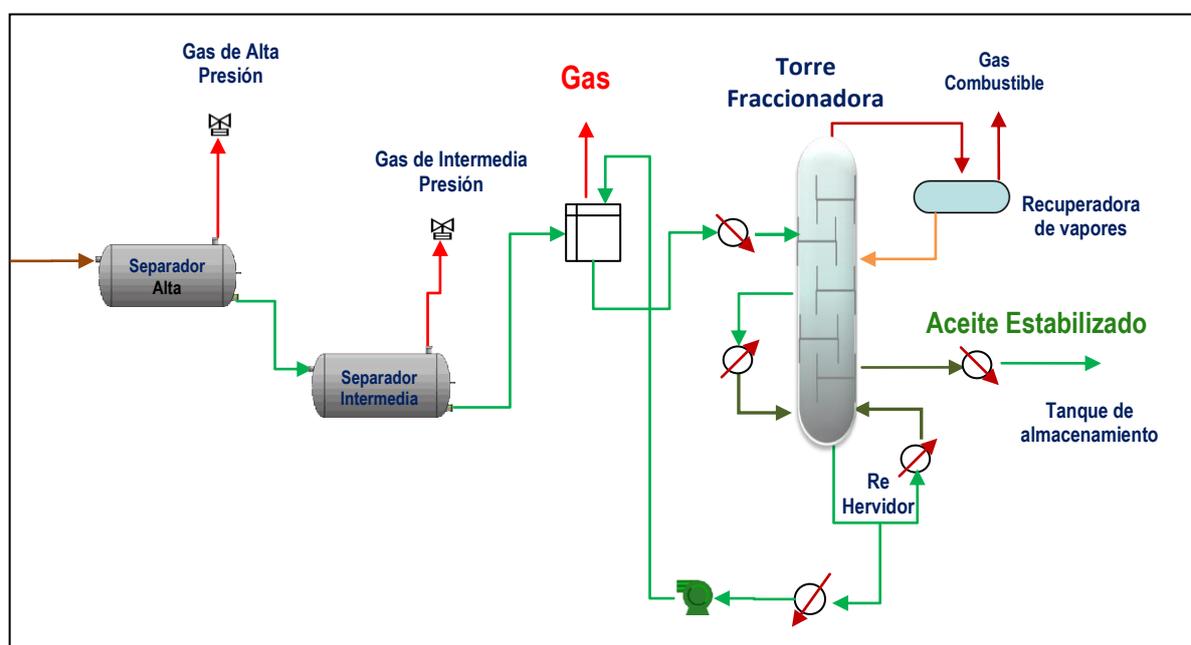


Figura 5.41.- Combinación del proceso Boot y fraccionamiento

Con este método se obtiene un aceite estabilizado con la máxima recuperación de componentes de C_4 en adelante lo que generalmente no se logra en otros procesos convencionales, una de sus desventajas es que requiere de una cantidad considerable de equipo por lo que su costo de operación y mantenimiento se eleva con respecto a otros métodos.

5.6.5 Análisis y evaluación de los métodos de estabilización del aceite

Para el análisis de los métodos de estabilización se consideró obtener las siguientes especificaciones para el aceite:

- Contenido de H₂S en el aceite estabilizado menor a 60 ppm.
- Presión de vapor Reid menor a 10 psia.
- Para los métodos donde se requiere de enfriamiento la temperatura del agua es 35 °C.

Adicionalmente los métodos fueron evaluados de acuerdo al rendimiento en la recuperación del aceite y la capacidad de procesar crudos amargos obteniendo los siguientes resultados.

1. Los métodos de más baja recuperación son: separación en multietapas (MSS) y el agotamiento en frío, ambos métodos están limitados a bajos contenidos de H₂S en la mezcla de alimentación para obtener una recuperación de aceite, sin embargo cuando se incrementa el contenido de H₂S en la mezcla de alimentación tiene un decremento muy fuerte en la recuperación final del aceite.
2. El método de separación multietapas con recuperación de condensado ofrece buena recuperación de aceite y es menos sensibilidad al contenido de H₂S cuando la mezcla de alimentación está en el rango de 0 a 2000 ppm, además permite obtener un aceite estabilizado con un PVR de 10 psia cuando se tienen bajos contenidos de H₂S incrementando la recuperación.
3. Los métodos de agotamiento en caliente y rectificación en dos etapas, pueden manejar un amplio rango en el contenido de H₂S y permiten una alta recuperación de aceite, adicionalmente se puede obtener la presión de vapor de acuerdo a los requerimientos del aceite estabilizado.
4. La recuperación en dos etapas puede encontrar la especificación en el contenido de H₂S de 10 ppm, se tiene una alta recuperación de aceite, puede manejar mezclas con un amplio rango en el contenido de H₂S.
5. Los métodos de MSS con vacío y tren de calentamiento están limitados en el contenido de H₂S, el primero es adecuado cuando la mezcla se encuentra cerca de la estabilización antes de entrar al proceso de vacío y el segundo requiere un control adecuado de la temperatura para obtener un aceite estable.

5.6.6 Selección del método de estabilización del aceite

Para optimizar la estabilización del aceite, el ingeniero de producción debe tomar en cuenta las tecnologías existentes en el mercado, los costos de inversión y el consumo de servicios, dependiendo del contenido de H₂S en la mezcla de alimentación en el estudio técnico económico.

Los resultados del análisis y evaluación de los métodos de estabilización determinan que es rentable la implementación de los métodos más complejos y sofisticados para estabilizar mezclas de aceite con un bajo contenido de H₂S.

Cuando el gas asociado no va a ser comprimido por otras razones que no sea la recuperación de condensados, el método de agotamiento en caliente es menos caro que el método MSS con recuperación de condensados y sí la compresión es requerida por otras razones, por ejemplo para el suministro de combustible el método de agotamiento en caliente incrementa sustancialmente sus costos.

En la **Figura 5.42** se muestra el comportamiento del proceso de estabilización por los métodos de agotamiento en caliente y rectificación en dos etapas realizado a una mezcla de aceite con un contenido de H_2S de 5000 ppm para obtener un aceite estabilizado con una presión de vapor de 10 psia. Comparando ambos métodos se puede observar que se obtiene mayor recuperación de aceite con el método de rectificación en dos etapas, sin embargo la recuperación disminuye si se tienen especificaciones más rigurosas en el contenido de H_2S menores a 10 ppm.

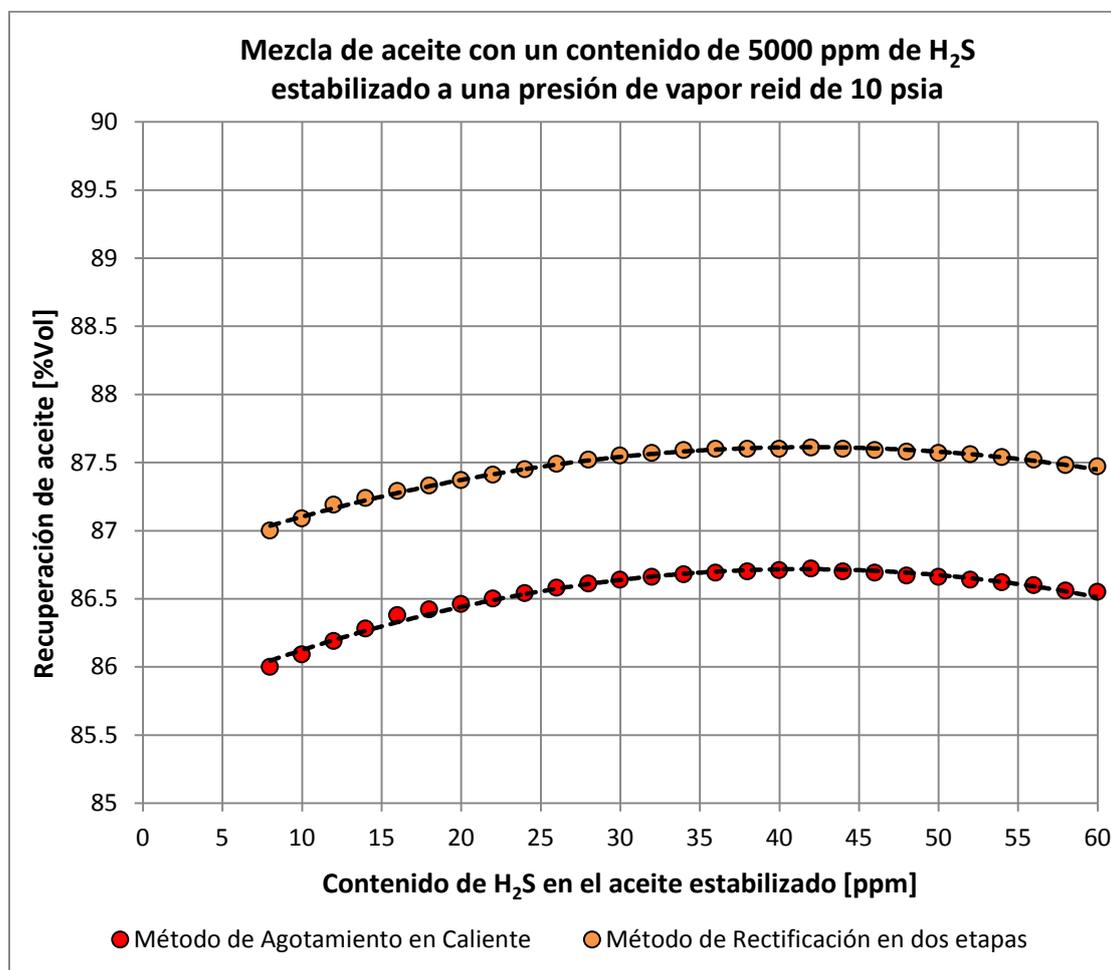


Figura 5.42.- Estabilización del aceite con un contenido de 5000 ppm de H_2S

En la **Figura 5.43** se muestra el comportamiento del proceso de estabilización por los métodos de rectificación en dos etapas, separación en multietapas con recuperación de condensados, agotamiento en caliente, agotamiento en frío y separación en multietapas realizado a una mezcla de aceite con un contenido de H_2S de 1000 ppm para obtener un aceite estabilizado con una presión de vapor de 10 psia. Comparando estos métodos se puede observar que se obtiene mayor recuperación de aceite con el método de rectificación en dos etapas y la menor recuperación de aceite se obtiene con el método de separación en multietapas, sin embargo cuando a este método se le acondiciona la recuperación de condensados la recuperación de aceite incrementa sustancialmente, adicionalmente el método proporcionan la flexibilidad operativa cumpliendo con el objetivos de la estabilización. Nuevamente la gráfica muestra que la recuperación disminuye si se tienen especificaciones más rigurosas en el contenido de H_2S menores a 10 ppm.

Los resultados obtenidos aplican específicamente a las condiciones de operación y a la mezcla de aceite analizada, sin embargo se pueden generalizar las tendencias y sacar conclusiones similares para condiciones diferentes.

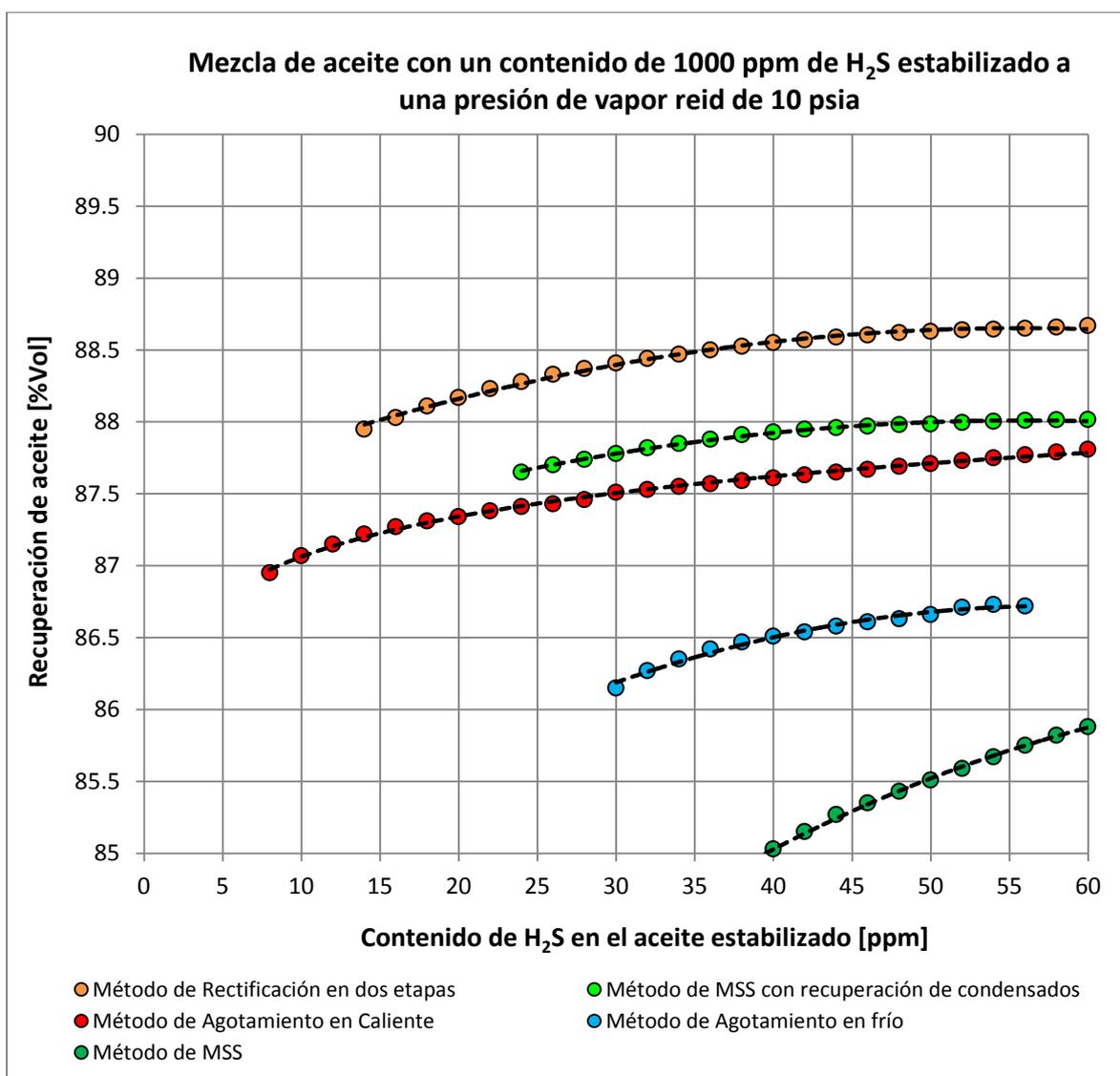


Figura 5.43.- Estabilización del aceite con un contenido de 1000 ppm de H₂S

Los criterios técnicos y operacionales en la selección de proceso de estabilización que se deben tomar en cuenta son:

- Confiabilidad de los métodos de estabilización.
- Simplicidad de operación y mantenimiento de los equipos.
- Flexibilidad en el proceso de estabilización.
- Espacio requerido de las instalaciones.

Para reducir el paro en los equipos por mantenimiento y no perder la recuperación del aceite es importante tomar en cuenta estos criterios con el fin de tener alternativas en el proceso de estabilización.

Finalmente se recomienda la instalación más simple y confiable del proceso de estabilización en los campos pequeños, no obstante sacrificando una recuperación más baja, así como en los campos grandes puede justificarse el uso de métodos más sofisticados ya que el incremento en la recuperación del aceite es mayor.

5.7 Selección del sistema de separación gas-aceite

La información más importantes con la que debe contar el ingeniero de producción es la caracterización del aceite y cromatografía del gas, validados con los principios de equilibrio termodinámico, así como las condiciones de presión y temperatura de operación y el gasto de producción para el diseño de las instalaciones superficiales. La composición de la mezcla cambia con el tiempo a medida que decrece la presión del yacimiento por lo que el diseño de las instalaciones debe ser suficientemente flexible y/o de tamaño adecuado para operar pozos con un amplio rango en el gasto de producción, composición y relación gas aceite durante el desarrollo de la vida productiva del campo. El diseño no debe ser subestimado o sobreestimado ya que esto generaría pérdidas económicas o incrementos en los costos de inversión.

No hay un sistema de separación, tratamiento y acondicionamiento del aceite y gas que se haya encontrado adecuado para todos los campos petroleros. Cada campo presenta diferentes retos en términos de las características y propiedades del fluido, características del yacimiento, así como de las condiciones de explotación y planes de desarrollo, etc. Dentro de la cartera de proyectos de PEP para maximizar la producción se recomienda realizar estudios de optimización del sistema integral de producción (yacimiento, pozo e instalaciones superficiales), con una inversión necesaria, pero justificable en la planeación y estudios de diseño.

Los estudios deben ser hechos y completados a principios del desarrollo del campo, sin embargo, estos estudios son comúnmente basados en una información limitada; pero rara vez se permiten estudios adicionales de diseño los cuales pudieran retrasar la terminación de los proyectos, dado que el valor de solo unos pocos meses de producción, muy probablemente contrarreste cualquier ahorro del desarrollo del diseño. Las condiciones dictadas para los proyectos, indican que se requieren sistemas selectivos y flexibles dentro de las consideraciones de diseño.

Se debe considerar la aplicación de sistemas de separación, tratamiento y acondicionamiento para el aceite y gas en los campos petroleros con el fin de obtener corrientes estabilizadas para su manejo y transporte, para de esta manera evitar la formación de condensados, ya que los cambios por condensación y vaporización de la mezcla genera problemas de manejo de los hidrocarburos y pérdidas potenciales de los componentes ligeros. Si para el desarrollo del campo se tiene considerado la inyección del gas producido, es crítico tener un sistema adecuado de deshidratación para prevenir la formación de hidratos.

Un proceso simple es normalmente menos selectivo en los componentes del hidrocarburo y menos eficiente pero los procesos más simples requieren una menor área para su instalación y por consiguiente menor peso reduciendo los costos de instalación, lo cual es muy conveniente en las plataformas. Para la separación del gas, la menor potencia en la compresión reduce el tamaño significativamente en los compresores del sistema de separación gas-aceite. El diseño del sistema de separación, particularmente con el manejo de corrientes de recirculación, incrementa significativamente la potencia total requerida por unidad de crudo producido.

La flexibilidad del diseño para un rango amplio que considere diferentes condiciones, es necesaria debido a que el diseño, está basado sobre datos muy limitados. Es muy probable que la composición de la corriente, la relación gas-aceite o la presión con que fluyen los pozos y la temperatura sean diferentes a aquellos que se predijeron inicialmente y durante la perforación de los primeros pozos. Por esta razón los sistemas de separación gas-aceite deben tener una flexibilidad adecuada para operar en forma confiada bajo condiciones considerablemente diferentes a las de diseño.

5.7.1 Factores relevantes

Hay dos factores muy relevantes en el diseño de un sistema de separación gas-aceite: La presión de vapor del aceite y las condiciones de flujo en las líneas de transporte lo cual incluye el punto de rocío del gas.

La presión de vapor del aceite es influida principalmente por la presencia o ausencia de hidrocarburos ligeros e intermedios. La composición de un aceite teniendo una presión de vapor Reid de 10 psi en función al porcentaje mol de cada componente tiene una presión de vapor verdadera aproximadamente de 13.9 psia a 100° F de temperatura. En general los componentes C₅ al C₇₊ contribuyen con el 20 % de la presión de vapor, la mayor aportación la hacen en C₃ y C₄.

Este aceite estabilizado es producto de un proceso extremadamente selectivo. Cuando tenemos mezclas de aceite con un alto contenido de C₁ y C₂ pueden mantenerse una menor cantidad de componentes pesados del hidrocarburo considerando obtener una presión de vapor equivalente para la estabilización.

Pequeñas cantidades de componentes ligeros tienen un efecto aún mayor en la presión de vapor verdadera que en la presión de vapor Reid, Generando pérdidas por evaporación durante su el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos. La presión de vapor verdadera mide con más precisión la tendencia de un aceite a causar problemas en el almacenamiento o en las estaciones de bombeo para su transporte al boque-tanque.

Las especificaciones del punto de rocío establecidas para gasoductos, alivian problemas ocasionados por la condensación de los líquidos. Además de incrementar la caída de presión, los líquidos deben ser removidos antes de que el gas sea comprimido en cada estación a lo largo del gasoducto. Alguna forma de un cachador de líquidos puede ser instalado en cada estación de compresión y tener provisiones para correr diablos en la línea. Tanto las trampas de diablos como los cachadores de líquidos requieran de mucho espacio, de tal manera que un cachador de líquidos efectivo, incrementa económicamente los costos en la instalación. La condensación de los hidrocarburos es función de las condiciones de presión y temperatura, así como la composición de la mezcla. Los condensados se obtienen al incrementar la presión del gas o al reducir su temperatura.

5.7.2 Selección de los sistemas de separación

Cuando se tienen pozos que fluyen con una presión entre 35 a 70 kg/cm², el sistema de separación gas-aceite seleccionado al tomar en cuenta los factores principales que intervienen en el diseño y capacidad de los separadores, es el de separación multietapas con recuperación de condensados. La presión óptima del primer separador será siempre la más alta, ya que ofrece ventajas por reducir los mínimos requerimientos de compresión del gas. Sin embargo hay que considerar el fenómeno de condensación retrógrada ya que incrementarían los requerimientos de re-compresión. Si la temperatura con que fluyen los pozos es alta, proporciona una ventaja en la estabilización del aceite.

Si se agregan más etapas de separación, se incrementa la recuperación de líquidos en términos de barril de aceite por unidad de volumen producido por el pozo, sin embargo tiene un límite económico. Donde el gas producido va a ser comprimido como parte de un sistema integrado y el número de etapas secundarias y los niveles de presión tendrán que ser fijados por la relación de compresión y potencia requerida. Para una primera etapa de separación con una presión de operación de 1000 psi, cuatro etapas de compresión del gas resultan razonables.

Una o más etapas de separación pueden ser reemplazadas por una torre de estabilización, especialmente cuando el sistema comprende la separación y calentamiento del aceite, así como compresión y enfriamiento del gas. El volumen de líquido puede ser manejado en equipos de tamaño estándar. La torre fraccionadora reducirá la recirculación del gas en las etapas de más bajas presiones.

En la **Figura 5.33** se muestra un sistema de separación multietapas con recuperación de condensados, como se puede observar cuenta con cuatro etapas de separación con recompresión de vapor y enfriamiento en la descarga del compresor. Mientras este arreglo puede ser satisfactorio para algunas composiciones, el único control sobre la presión de vapor es la presión en la etapa final D, dada que las temperaturas de entrada, establece la temperatura en las otras etapas. Si la temperatura en D es menor de 100°F, será necesario utilizar una presión debajo de la atmosférica para obtener un crudo estabilizado.

Las tendencias actuales en el diseño de procesos pasan por:

- Reducción de los costos de las materias primas.
- Reducción de la inversión de capital.
- Reducción del consumo energético.
- Incremento de la flexibilidad del proceso y reducción del almacenamiento de productos.
- Mayor énfasis en seguridad.
- Mayor atención a la calidad.
- Mejor comportamiento medioambiental.

Para la ejecución de todos estos objetivos la simulación de procesos juega un papel muy importante, ya que:

- Reduce el tiempo de diseño de la planta, permitiendo al diseñador comprobar varias configuraciones de planta.
- Ayuda a optimizar el proceso, permitiendo responder a preguntas del tipo "y si", así como determinar las condiciones de proceso óptimas para unas restricciones dadas.
- Predice los costes de planta y la viabilidad económica.

5.7 Procesos de acondicionamiento y tratamiento de aceite y gas

5.8.1 Introducción

La explotación del petróleo requiere de especial atención en su manejo y procesamiento en la superficie (Figura 5.44), debido a que para su distribución, transporte y comercialización, requiere cumplir con ciertos parámetros de control de calidad, como son:

- Contenido de agua (deshidratación).
- Contenido de sales (desalado).
- Gas disuelto (Estabilización).
- Ácido sulfhídrico (Endulzamiento).
- Entre otros.

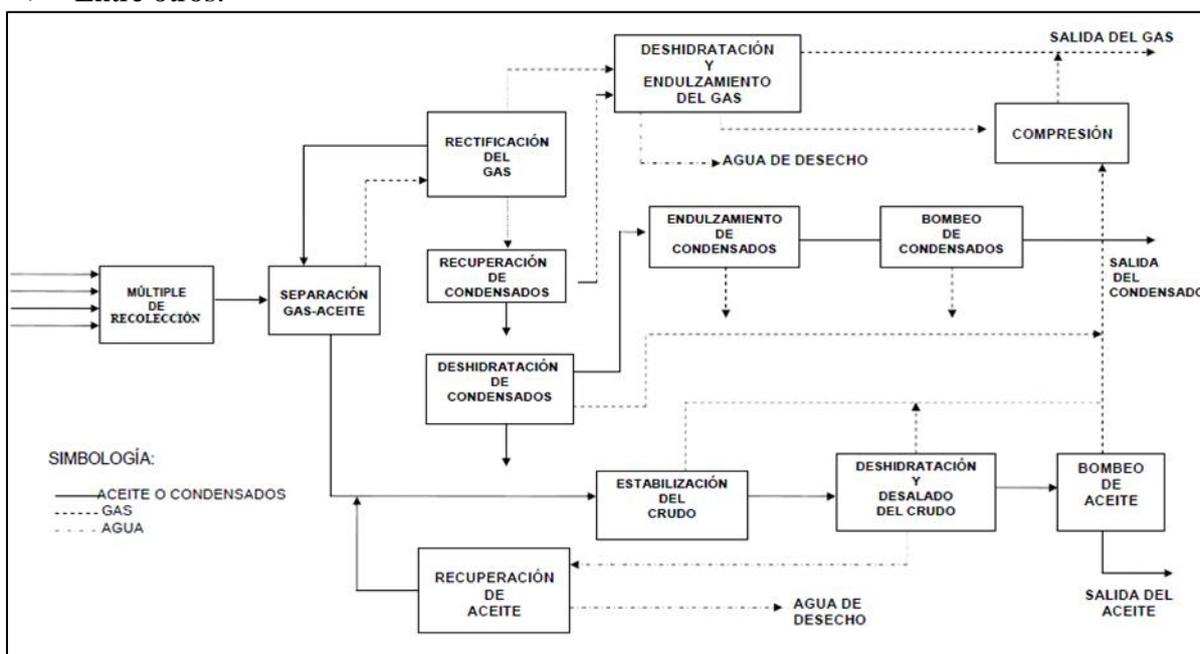


Figura 5.44.- Tratamiento típico de crudo

5.8.2 Deshidratación y desalado del crudo (emulsiones)

Uno de los requisitos de calidad que debe cumplir el crudo a comercializar, contempla los límites de contenido de sal y de agua en ≤ 50 lb/1000 barriles y $\leq 0.5\%$ en volumen respectivamente, para alcanzar estas especificaciones, el crudo se somete a un proceso de deshidratación y desalado. La Figura 5.45 indica un diagrama de bloques típico para la deshidratación y desalado.

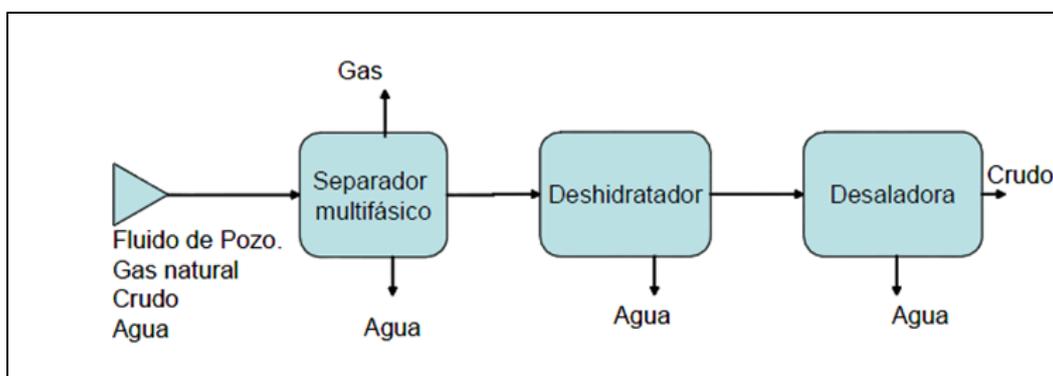


Figura 5.45.- Diagrama de bloques de deshidratación y desalado.

Muchos de los aceites producidos alrededor del mundo son acompañados por agua en una emulsión que requiere tratamiento. En esos campos donde inicialmente no hay producción de agua, el corte de agua quizás se incremente con el tiempo hasta el punto que será necesario tratar la emulsión. El contenido de agua en el aceite no tratado varía desde 1 a 90% en volumen. Para prevenir que los costos de transporte se incrementen, así como costos de tratamiento y disposición de agua y los costos por deterioro de los equipos, los compradores de aceite crudo limitan el contenido de agua y sedimentos básicos (BS&W) del aceite que ellos compran.

Los límites varían dependiendo de las condiciones locales, prácticas y acuerdos contractuales, típicamente son del rango desde 0.2 a 3% de agua y sedimentos básicos (BS&W) usualmente el agua es predominante pero tal vez contenga sólidos. Los sólidos contenidos en el BS&W vienen de la formación de producción y consisten de arena, arcilla, lodo, incrustaciones y precipitados de sólidos disueltos. Estos sólidos varían ampliamente de campo a campo de producción, de zona a zona y de pozo a pozo.

Los compradores también limitan el contenido de sal en el aceite. Removiendo el agua de la corriente, decrece el contenido de sal. El contenido de sal junto con el BS&W son los dos requerimientos de compra más importantes de crudo. Cuando el agua forma una emulsión estable con el aceite crudo y no puede ser eliminada en los tanques de almacenamiento convencionales, se deben utilizar métodos para el tratamiento de emulsiones

5.8.2.1 Definición de emulsión

Una emulsión es un sistema líquido heterogéneo consistente de dos líquidos inmiscibles en el cual uno de los líquidos está íntimamente dispersado en forma de gotas en el segundo líquido. Una emulsión se distingue de una simple dispersión de un líquido en otro por el hecho de que, en una emulsión, la probabilidad de coalescencia de las gotas en contacto con otra se ve grandemente reducida por la presencia de un emulsionante, el cual inhibe la coalescencia. Tal inhibición no está presente en la dispersión.

La estabilidad de una emulsión está controlada por la cantidad y el tipo de agentes de superficie activa y/o sólidos finamente divididos, los cuales comúnmente actúan como agentes emulsificantes. En la **Figura 5.46** se muestra una foto micrografía de una emulsión agua con aceite, donde se observa una película o envoltura de apariencia rígida que retarda la coalescencia por el efecto de agente emulsificante. Estos agentes emulsificantes forman una película interfacial alrededor de las gotas de la fase dispersa y crean una barrera que desacelera o previene la coalescencia de las gotas.

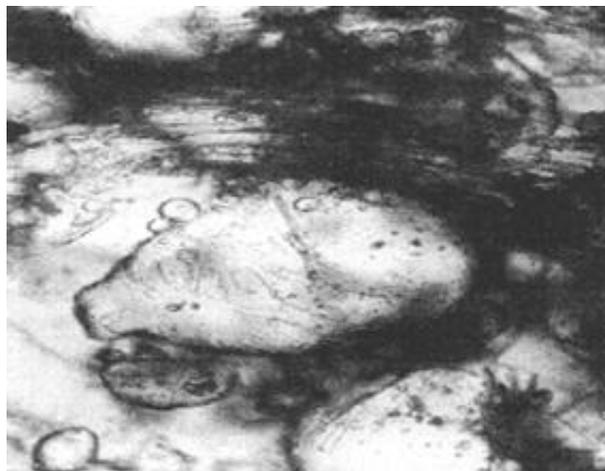


Figura 5.46.- Foto micrografía de una emulsión agua con aceite

La matriz de una emulsión es llamada la fase externa o continua. La porción de la emulsión que está en forma de pequeñas gotas es llamada la fase interna, dispersa o discontinua. Las emulsiones consideradas en este capítulo consisten de aceite crudo y agua o salmuera producida con el crudo. Una emulsión agua en aceite es referida como una emulsión “normal”. El aceite puede estar dispersado en el agua para formar una emulsión aceite en agua, la cual es conocida como una emulsión “inversa”. En la **Figura 5.47** se muestra una foto micrografía típica de una emulsión inversa (aceite con agua), el tamaño uniforme de las partículas de aceite son de 10 μm aprox. de diámetro y están dispersas en la fase continua de agua.

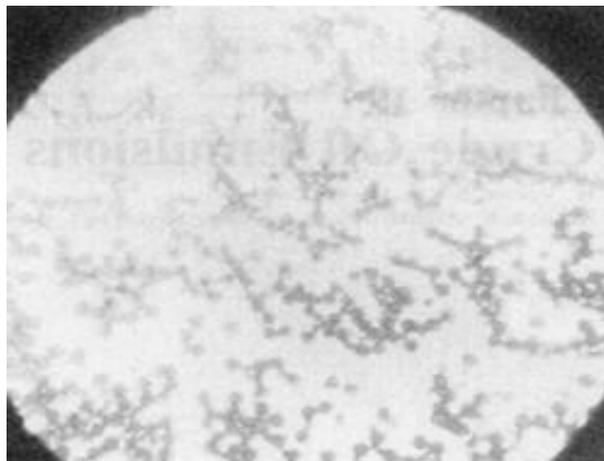


Figura 5.47.- Foto micrografía típica de una emulsión inversa

5.8.2.2 Emulsiones multietapa

Las emulsiones son algunas veces Inter-relacionadas en formas más complejas. La emulsión puede comenzar con cualquier forma ya sea agua en aceite o aceite en agua, pero una agitación adicional puede causar que llegue a ser multietapa.

También es posible formar emulsiones multietapa en una fase continua de aceite como se muestra la foto micrografía de una emulsión de aceite en agua en aceite (**Figura 5.48**), las gotas de aceite están dispersas en gotas de agua que a su vez están dispersas en la fase continua del aceite, así como en la **Figura 5.49** se muestra una foto micrografía de una emulsión múltiple del campo Rocky Mountain donde la fase dispersa de agua contiene pequeñas partículas de aceite. Este arreglo alternante de fase externa/fase interna/fase externa, se ha conocido hasta en ocho etapas. Las emulsiones multietapa complican apreciablemente el problema de separar la emulsión en aceite y agua. Una violenta agitación, muy probablemente formen emulsiones multietapas.

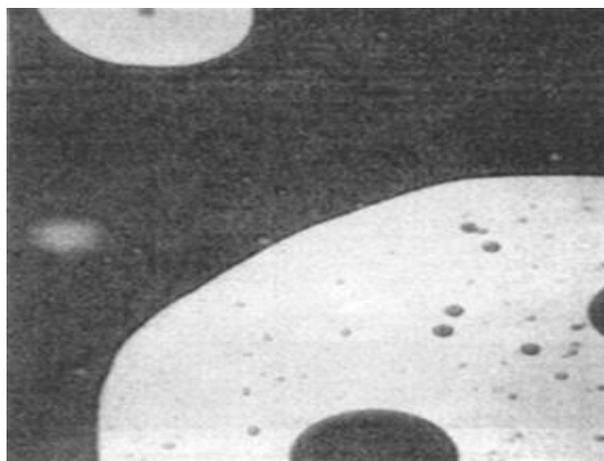


Figura 5.48.- Foto micrografía de una emulsión de aceite en agua en aceite.

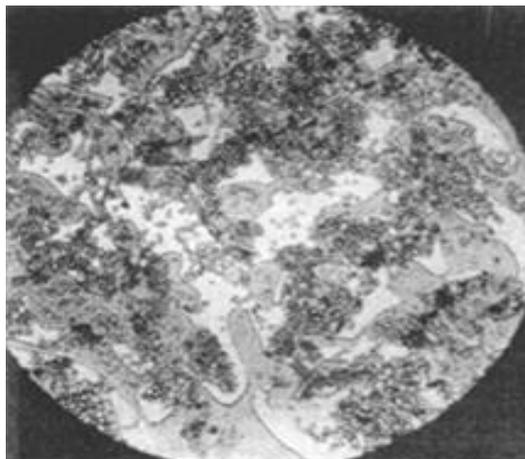


Figura 5.49.- Foto micrografía de una emulsión múltiple del campo Rocky Mountain

5.8.2.3 Formación de emulsiones de aceite crudo

Las tres condiciones necesarias para la formación de una emulsión son:

- Los dos líquidos que forman la emulsión son inmiscibles.
- Debe haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas en el otro.
- Debe haber un agente emulsificante presente.

El aceite crudo y el agua son inmiscibles. Si se vierten en un mismo contenedor, ellos rápidamente se separan. Si el aceite y el agua son violentamente agitados, pequeñas gotas de agua serán dispersadas en la fase continua de aceite y pequeñas gotitas de aceite serán dispersadas en la fase continua de agua. Si dejamos la perturbación, el aceite y el agua rápidamente se separan en una capa superior y una inferior respectivamente. Si se forma alguna emulsión, estará entre el aceite y el agua.

Cuando consideramos las emulsiones de aceite crudo, nosotros usualmente estamos hablando de emulsiones agua en aceite ya que la mayoría de las emulsiones son de este tipo. Las emulsiones aceite en agua son encontradas en algunas campos de aceite pesado, tales como los que se encuentran en las áreas de Canadá, California, Venezuela y otras más. La agitación necesaria para formar una emulsión resulta de cualquiera de las siguientes fuentes, una o combinación de varias:

- La bomba del fondo del pozo.
- Flujo a través de la tubería.
- Cabezal del pozo.
- Manifold y líneas de flujo.
- Bomba de transferencia en la superficie.
- Caída de presión a través de estrangulador, válvulas u otros equipos de superficie.

A mayor cantidad de agitación, las gotas de agua dispersas en el aceite se hacen más pequeñas, la **Figura 5.50** muestra una foto micrografía de una emulsión muy “suave” del oeste de Kansas conteniendo como 30% de agua emulsionada de forma de gotas de aproximadamente 60 μm , en promedio y la **Figura 5.51** muestra una foto micrografía de una emulsión agua en aceite con partículas de agua dispersas que van de 1 a 250 μm en diámetro. En ambos casos se muestran emulsiones comunes de aceite crudo de rango de tamaños de gotas normalmente encontradas. Algunos estudios de emulsiones agua en aceite han mostrado que las gotas de agua varían ampliamente en rango de tamaños, desde menores de 1 hasta 1000 μm . En la **Figura 5.52** se muestra una foto micrografía de una emulsión relativamente suave, las gotas grandes son de 60 μm , las medianas de 40 μm y las pequeñas de 1 a 20 μm .

Las emulsiones que tienen gotas más pequeñas de agua son más estables y difíciles de tratar que las que tienen gotas más grandes.

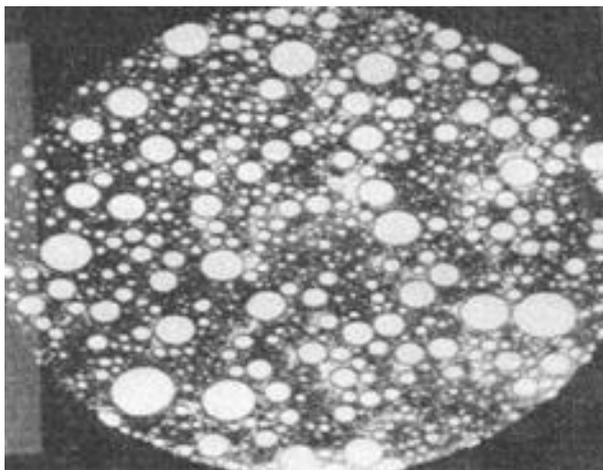


Figura 5.50.- Foto micrografía de una emulsión muy “suave” del oeste de Kansas

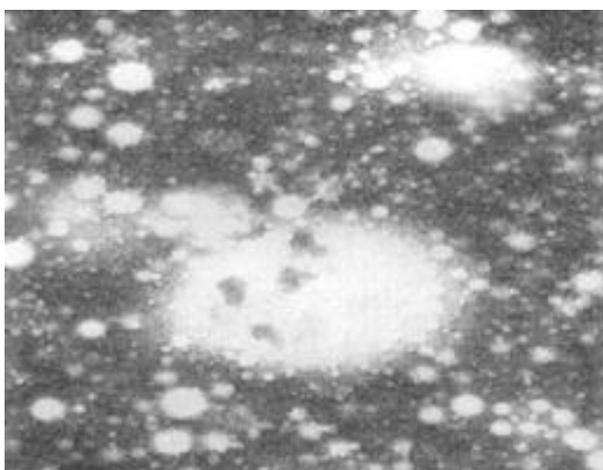


Figura 5.51.- Foto micrografía de una emulsión agua en aceite con partículas de agua dispersas

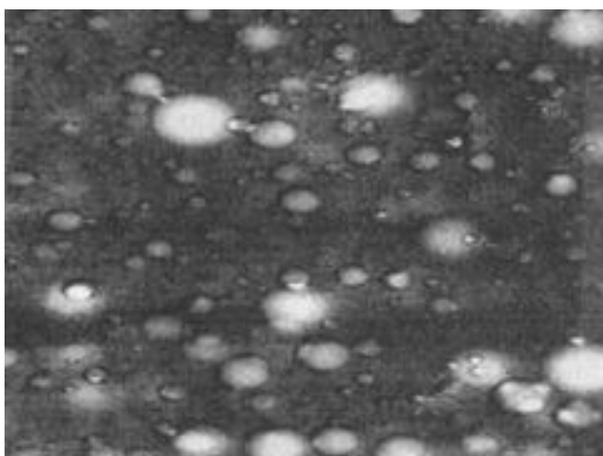


Figura 5.52.- Foto micrografía de una emulsión relativamente suave

Los aceites crudos varían ampliamente en sus tendencias emulsificantes. Algunos forman emulsiones muy estables que son difíciles de separar, mientras que otros no emulsifican o forman una emulsión muy débil que se separará rápidamente. La presencia, cantidad, y naturaleza de un agente emulsificante determina si una emulsión será formada y la estabilidad de esa emulsión.

Si el aceite crudo y agua no contienen agentes emulsificantes, el aceite y el agua pueden formar una dispersión que se separarán rápidamente por la coalescencia rápida de las gotas dispersas. En otra manera, si un agente emulsificante está presente en el aceite crudo, puede formarse una emulsión muy estable.

5.8.2.4 Estabilidad de las emulsiones

Generalmente, aceites crudos con una gravedad API baja (alta densidad) formarán emulsiones más estables y con un mayor porcentaje de agua que las que forman aceites de alta gravedad API (baja densidad). Los aceites de base asfáltica tienen una tendencia a emulsionar más fácilmente que los aceites de base parafínica. Aceites crudos de alta viscosidad usualmente formarán una emulsión más estable que uno de baja viscosidad. Emulsiones de aceites crudos de alta viscosidad normalmente son muy estables y difíciles de tratar porque la viscosidad del aceite bloquea o previene el movimiento de las gotas de agua dispersas y esto retarda su coalescencia. Además, los aceites con alta densidad/alta viscosidad usualmente contienen más emulsificantes que los aceites ligeros.

5.8.2.5 Efecto de la emulsión en la viscosidad de los fluidos

Las emulsiones son siempre más viscosas que el aceite limpio contenido en la emulsión. La relación de la viscosidad de una emulsión a la viscosidad del aceite de crudo limpio depende del corte de agua a la que están sujetas. Los autores han encontrado que para muchas emulsiones y diferentes rangos de corte de agua, normalmente encontradas en sistemas de tuberías, la relación puede ser aproximada por la siguiente ecuación, si no hay ningún otro dato disponible.

$$\frac{\mu_e}{\mu_o} = 1. + 2.5 f + 14.1 f^2 \dots\dots\dots (5.115)$$

Donde

- μ_e = Viscosidad de la emulsión,
- μ_o = Viscosidad del aceite limpio, y
- f = fracción de la fase dispersa.

5.8.3 Procesos de acondicionamiento y tratamiento del aceite

Tres pasos básicos usualmente son requeridos para separar una emulsión de aceite-crudo/agua en las fases globales de aceite y agua. En la práctica, es común que dos o más técnicas sean empleadas para la deshidratación del crudo.

- **Des-estabilización:** Una emulsión es des-estabilizada al contrarrestar el efecto de estabilización del emulsificante. La resistente capa o película alrededor de las gotas del agua dispersada deben ser debilitadas y rotas. Esto usualmente se realiza por calentamiento y/o por la adición de un componente químico de superficie activa apropiado para el rompimiento de la emulsión.
- **Coalescencia:** Después que las películas que envuelven las gotas son rotas, las gotas dispersadas deben coalescer en gotas más grandes para asentarse y salir de la fase continua de aceite. La **Figura 5.53** muestra una emulsión agua en aceite, donde una pequeña gota de agua va coalesciendo con una gota más grande a través de una película rota de emulsión des-estabilizada. Esto normalmente se realiza al tener un periodo moderado de agitación o por exponer la emulsión des-estabilizada a un campo eléctrico. Lo cual ocasionará que las gotas dispersas tengan mayor contacto. La coalescencia se incrementará, resultando en gotas más grandes.

- **Separación por gravedad:** Se debe proveer un periodo corto de asentamiento para permitir que las gotas coalescan y se asienten fuera del aceite por la diferencia de densidad entre el agua y el aceite. Esto se realiza al proveer suficiente tiempo de residencia y un patrón de flujo favorable en el tanque o recipiente que permitirá que las gotas de agua coalescan para separarse del aceite.



Figura 5.53.- Emulsión con las películas que rodean a las gotas de agua en proceso de ruptura

5.8.3.1 Tratamientos químicos

El tratamiento químico consiste en la adición de desemulsificantes (opuesto a los emulsificantes), cuya finalidad es desestabilizar la emulsión (romper la emulsión). Los desemulsificantes son de naturaleza química similares a los emulsificantes, ambos son compuestos tensoactivos.

Los desemulsificantes deben ser altamente solubles en el aceite, y muy poco en el agua en el caso de las emulsiones regulares. Al revés, para las soluciones inversas, los desemulsificantes deben ser altamente solubles en el agua y poco solubles en el aceite.

Existen ventajas al emplear métodos para la des-estabilización empleando tratamientos químicos, los cuales son:

- La formación de emulsiones puede evitarse introduciendo los desemulsificantes en una etapa temprana en el tratamiento.
- Las emulsiones puede romperse o desestabilizarse a temperaturas significativamente bajas, ahorrando combustible y reduciendo las mermas de aceite.

De igual manera existen desventajas:

- La mayor desventaja es la sobredosis (la adición excesiva de desemulsificante), ya que puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las originales.
- A menudo no es económico tratar las emulsiones utilizando sólo químicos. La adición de energía (calor y/o electricidad), es usualmente necesaria para reducir la dosificación y de aquí los costos de los químicos”.

5.8.3.2 Calentamiento

El uso de calor en el tratamiento del crudo tiene algunos beneficios básicos:

- El calentamiento reduce la viscosidad del crudo, resultando en una fuerza más grande durante el choque de las partículas de agua. También, la reducción de la viscosidad del aceite permite que las partículas de agua se asienten más rápidamente a través de la poca viscosidad del aceite. Especificación API 12L recomienda que los crudos se calientan para que su viscosidad esté debajo de 150 SSU (unos 50 cSt) para el tratamiento.
- El calentamiento aumenta el movimiento molecular de las partículas de agua, esto ayuda a la coalescencia por el incremento de la frecuencia de las gotas dispersas.
- El calentamiento puede desactivar al agente emulsificador (por ejemplo disolviendo los cristales de parafina) o puede incrementar la acción de tratamientos químicos, causando que el producto químico tenga un trabajo más rápido y más profundo en el rompimiento de la película que rodea las partículas de la fase dispersada de la emulsión.
- Al calentamiento puede también incrementar la diferencia entre las densidades del aceite y el agua, acelerando la sedimentación. En general, a temperaturas por debajo de 180°F, la adición de calor incrementaría la diferencia en densidades. La mayoría de los crudos ligeros son tratados por debajo de los 180°F, así el efecto del calor en la gravedad es benéfico. Para crudos pesados (abajo de 20°API), cuales normalmente son tratados arriba de 180°F, el calor puede hacer un efecto negativo sobre la diferencia en densidades. En casos especiales, el incremento de calor puede causar que la densidad del agua sea menor que del aceite.

El calentamiento de los fluidos de un pozo es caro. La adición de calor puede causar una significativa pérdida de hidrocarburos de bajo punto de ebullición (cortes ligeros). Esto resulta en un “encogimiento” del aceite, o pérdida de volumen, debido a que los cortes ligeros se evaporaron, los líquidos restantes tienen gravedad API más baja y por tanto puede tener un menor precio. En la **Figura 5.54** se muestra una planta típica de tratamiento térmico para crudos.



Figura 5.54.- Planta de tratamiento térmico

5.8.3.4 Coalescencia electrostática

Las pequeñas gotas de agua dispersadas en el crudo pueden coalescer por la exposición de la emulsión a un campo eléctrico de alto voltaje. Cuando un líquido no-conductor (aceite) contiene un líquido conductor dispersado (agua) y el conjunto es factible de someterlo a un campo electrostático, las partículas conductoras en forma de gotas se unirán por cualquiera de los siguientes fenómenos:

- Las gotas de agua empiezan a ser polarizadas y tienden a alinearse con las líneas de fuerza. De tal manera que los polos negativo y positivo de las gotas quedan adyacentes uno de otro. La atracción eléctrica hace que la gota de agua coalesca.
- Las gotas de agua son atraídas a los electrodos debido a una carga eléctrica inducida. En un campo de corriente alterna, debido a la inercia, las pequeñas gotas de agua vibran una distancia mayor que las gotas más grandes, promoviendo la coalescencia. En un campo de corriente directa, las gotas tienden a colectarse sobre los electrodos, formando gotas más grandes cada vez que terminan por asentarse por gravedad.
- El campo eléctrico tiende a distorsionar y de aquí a ablandar la película de emulsificante que rodea a las gotas de agua. Las gotas de agua dispersadas en el aceite sujetas a una campo de corriente alterna – sinusoidal serán alargadas a lo largo de las líneas de fuerza mientras el voltaje aumenta durante la primera mitad del ciclo. Durante la porción de bajo-voltaje las gotas se relajan, la tensión superficial las regresa a su forma esférica original. El mismo efecto es obtenido en la siguiente mitad del ciclo alternativo. La película debilitada es entonces fácilmente rota y las gotas coalescen.

5.8.3.5 Agitación

La agitación o turbulencia es necesaria para formar una emulsión de crudo. Sin embargo cuando la turbulencia es controlada, puede ayudar en la resolución de la emulsión. La agitación causa incremento en las colisiones de las partículas dispersadas del agua e incrementa la probabilidad que se unan y se asienten. Debe tenerse cuidado para prevenir una agitación excesiva que resultaría en una emulsificación posterior en lugar de resolver la emulsión. Si la turbulencia es mantenida para tener números de Reynolds de 50,000 a 100,000, se obtendrán buenas condiciones de coalescencia.

5.8.3.6 Tiempo de residencia

Si una emulsión no es tratada, una cierta cantidad de agua se separará del aceite por coalescencia natural y sedimentación debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua. A menos que alguna forma de tratamiento se utilice para completar la separación, un pequeño porcentaje de agua permanecerá en el aceite, aún después de un asentamiento prolongado. El agua que permanece en el aceite estará en forma de gotas diminutas que tienen muy bajas velocidades de asentamiento. Estarán ampliamente dispersadas por lo que tendrán poca oportunidad de que choquen y coalescan en gotas mayores y se asienten.

La cantidad de agua que emulsifica con el aceite crudo en la mayoría de los sistemas de producción pueden variar desde menos de 1 a más del 60% (en casos raros). El rango más común de agua emulsionada en aceite crudo ligero arriba de 20° API es de 5 a 20% en volumen. Mientras que el rango más común de agua emulsionada en aceites crudos más pesados de 20° API es de 10 a 35%.

En un asentador por gravedad, tal como un tanque deshidratador o la sección de coalescencia de una vasija tratadora de emulsiones, la coalescencia ocurrirá. Sin embargo, debido a pequeñas fuerzas el rango de contacto entre las gotas de agua es pequeño, cuando dos gotas chocan, la coalescencia raramente ocurre de inmediato. De aquí que el proceso de coalescencia ocurrirá con el tiempo, sigue una curva exponencial donde sucesivamente se van doblando el tiempo de retención y el tamaño de las gotas.

La adición de tiempo de retención, después de la cantidad necesaria para iniciar la coalescencia, pudiera no afectar el tamaño de las gotas de agua que deben ser separadas para lograr la calidad del aceite requerida. Un tanque más alto incrementará el tiempo de retención pero no disminuirá la velocidad de ascenso del aceite o pudiera no incrementar significativamente el tamaño de la gota de agua que debe separarse del aceite. De aquí que el tiempo de retención ganado por contar con un tanque más alto, pudiera no afectar el contenido de agua del aceite de salida.

Un tanque de diámetro más grande incrementará el tiempo de retención. Pero más importante es que reducirá la velocidad de ascenso del aceite y de aquí que podrán asentarse gotas de agua más pequeñas. En este caso el incremento en el tiempo de retención no fue el que mejora la calidad del aceite sino la reducción de la velocidad de ascenso, con lo cual decrece el tamaño de las gotas de agua que pueden separarse del aceite por gravedad.

5.8.3.6.1 Asentamiento por gravedad

El asentamiento por gravedad es el más simple, el más viejo y el más utilizado de los métodos para el tratamiento de emulsiones. La diferencia de densidades del aceite y del agua causa que el agua se asiente a través y fuera del aceite. Debido a que las gotas de agua son más pesadas que el volumen de aceite que ellas desplazan, tienen una fuerza gravitacional descendente ejercida sobre ellas. Esta fuerza es resistida por una fuerza de arrastre causada por movimiento descendente a través del aceite. Cuando las dos fuerzas son iguales, se gana una velocidad que puede ser calculada de ley de Stokes:

$$v = \frac{1.78 \times 10^{-6} \Delta \gamma_{ow} d^2}{\mu_o} \dots \dots \dots (5.116)$$

Donde:

V= Velocidad de asentamiento de la gota de agua, ft/seg

d= Diámetro de la gota en micras

$\Delta \gamma_{ow}$ = Diferencia en la gravedad específica del agua y del aceite y

μ_o = Viscosidad dinámica del aceite en cp.

Se pueden sacar algunas conclusiones de esta ecuación:

- Entre mayor sea el tamaño de la gota de agua, mayor será la velocidad de asentamiento, la gota de mayor tamaño tomará menos tiempo para separarse y llegar al fondo de la vasija, por lo que será más fácil tratar al aceite.
- Entre más grande sea la diferencia de densidades entre la gota de agua y el aceite, mayor será la velocidad de asentamiento, los aceites ligeros serán más fáciles de tratar que los aceites pesados. Si la densidad del aceite fueran 10°API y en agua fuera dulce, la velocidad de asentamiento sería cero por no haber diferencia de densidades.
- A mayor temperatura, menor será la viscosidad del aceite y por tanto mayor será la velocidad de asentamiento de las gotas de agua, será más fácil tratar a un crudo a altas temperatura que a bajas temperaturas (asumiendo un pequeño efecto sobre la diferencia de densidades debido al incremento de temperatura).

El asentamiento por gravedad sólo puede ser utilizado para tratar emulsiones débiles e inestables. Otros métodos desestabilizan la emulsión y provocan la coalescencia, lo cual incrementa el tamaño de la gota de agua; sin embargo el asentamiento por gravedad es el que provoca la separación del agua del aceite.

5.8.4 Acondicionamiento del gas

5.8.4.1 Endulzamiento del gas

El endulzamiento del gas se refiere a la eliminación de compuestos ácidos (H_2S , CO_2), mediante el uso de tecnologías que se basan en sistemas diversos como son:

- MEA: Monoetanolamina.
- DEA: Dieltanolamina.
- DGA: Diglicolamina o [2 – (2 aminoetoxy)] etanol.
- MDEA: Meildietanolamina.
- Sulfinol: Sulfolano + Dipa.
- Benfield: Carbonato de potasio activado.
- Endulzamiento de gas con Aminas: (Figura 5.55).
- El gas amargo se alimenta por el fondo de la columna absorbadora en contracorriente con la solución de amina.
- Al ponerse en contacto ambas corrientes, la amina absorbe los gases ácidos (H_2S y CO_2).
- El gas dulce sale por la parte superior de la columna; la amina rica abandona la torre por fondo de la misma.
- El gas dulce obtenido debe cumplir con especificaciones de venta, o se envía a deshidratación en caso de que el contenido de agua sea alto.
- La solución de amina rica se envía a regeneración a una columna de agotamiento a baja presión, precalentando la carga con la corriente de amina pobre.
- La amina pobre del fondo de la regeneradora se recircula a la torre de absorción, enfriando previamente esta corriente.
- Los gases ácidos recuperados se envían generalmente a un proceso de recuperación de azufre.

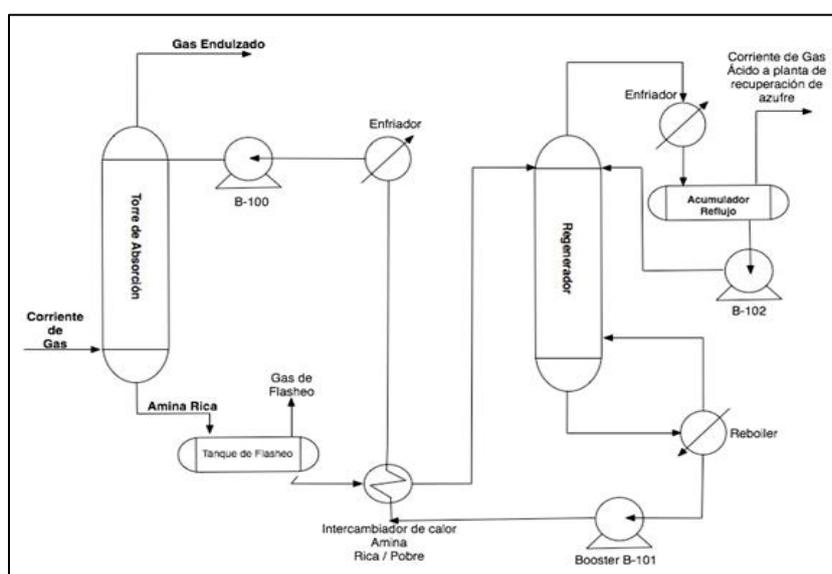


Figura 5.55.- Proceso típico de endulzamiento de gas con aminas.

En algunos casos, como al utilizar MEA y DEA, normalmente se requiere el uso de un recuperador (Reclaimer) para remover productos de degradación de la solución y también de sólidos suspendidos, ácidos y compuestos de hierro. El sistema de recuperación difiere para el MEA y la DGA. En un sistema de recuperación de MEA se agrega sosa o sosa cáustica y en la DGA no es necesario la adición de estos productos.

5.8.4.1.1 Endulzamiento de gas empleando mono etanol amina (MEA)

La MEA es una amina primaria generalmente utilizada en soluciones acuosas de concentración entre 10 y 20% en peso. La carga de gas ácido usualmente es limitada entre 0.3 a 4 moles de gases ácido por mol de amina, para equipos de acero al carbón. Se han empleado cargas de 0.7 a 0.9 moles de gases ácidos por el mol de amina en equipos de acero inoxidable, sin problemas de corrosión. La corrosividad de la MEA es realmente ocasionada por sus productos de degradación. La MEA reacciona con el COS, CS₂SO₂ y SO₃ formándose productos que disminuyen su actividad, la que puede restablecerse mediante el uso de un recuperador (“Reclaimer”). Con este solvente, se pueden alcanzar unas especificaciones de 4 ppm de H₂S a presiones de H₂S, prácticamente se remueve casi todo el CO₂ si se requiere reducir el H₂S hasta niveles de 0.25 ppm. Esto puede implicar un consumo de energía excesivo, considerado que el calor de reacción de la MEA con CO₂ es el rededor de 825 BTU/lbs CO₂.

5.8.4.1.2 Endulzamiento de gas empleando dietanol amina (DEA)

La DEA es una amina secundaria, se usa comúnmente en un rango de concentración entre 25 y 35% en peso. La carga de gas ácido para la DEA se limita a 0.3-0.4 moles/mol cuando se usan equipos de acero al carbón. Este solvente puede alcanzar cargas máximas (1.3 moles de GA/mol DEA) cuando se usan equipos de acero inoxidable o se emplean inhibidores tales como en el proceso DEA-SNPA.

Los productos de degradación de la DEA son mucho menos corrosivos que los de MEA. El CO₂ y CS₂ pueden reaccionar irreversiblemente con la DEA hasta cierta extensión. Debido a que es una alcohol amina secundaria, tiene una menor afinidad por el H₂S y CO₂ con respecto a la MEA. En consecuencia, en el tratamiento de algunos gases a baja presión, no se pueden lograr especificaciones para transmisión del gas. En general, a medida que baja la presión del gas, se debe incrementar el flujo de vapor para regeneración o debe utilizarse un diseño con flujo dividido para la regeneración. En algunos casos estas opciones no son suficientes y por lo tanto, debe utilizarse otro solvente.

Bajo ciertas condiciones, tales como presión baja y un tiempo de residencia en las bandejas cercano a 2 segundos, la DEA será selectiva hacia el H₂S y permitirá que una fracción significativa de CO₂ permanezca en el gas tratado.

El calor de reacción para la DEA con el CO₂ es 653 BTU/lbs un 25% menor que para el caso de la MEA.

5.8.4.1.3 Endulzamiento de gas empleando diglicol amina (DGA)

La DGA es una amina primaria usada generalmente como solución acuosa al 40-70% en peso, lo que es permitido por su menor corrosividad que la MEA. Es capaz de remover no solamente H₂S y CO₂, sino que tiene capacidad (no cuantificada) para absorber COS y también metil y etil mercaptanos, tanto en corrientes gaseosas como líquidas. Debido a esta propiedad, la DGA ha sido utilizada en el tratamiento de gases naturales y gases de refinería.

En el tratamiento del gas natural, se ha aplicado para alcanzar una especificación de 4 ppm de H_2S a presiones entre 15 y 300 psig y se ha utilizado hasta presiones de 115 psig. La DGA tiene una mayor capacidad que la DEA y la MEA para la absorción de aromáticos, olefinas e hidrocarburos pesados. Esto implica la inclusión de un filtro adecuado de carbón activado en el diseño de una unidad de DGA. Aunque el esquema de proceso con DGA es similar al que utiliza MEA, existen grandes diferencias:

- La DGA puede absorber mayor cantidad de gases ácidos por galón de amina, recircula al usar concentraciones de 50-70% en peso, comparada con la concentración utilizada con MEA de 15-20% peso.
- Debido a las mayores concentraciones utilizadas en el proceso con DGA, las tasas de recirculación son menores.
- Menor consumo de vapor en la regeneración. La DGA tiene mayor capacidad de absorción de hidrocarburos.
- En climas fríos, la DGA presenta una gran ventaja sobre las otras aminas debido a un menor punto de congelación de las soluciones más concentradas de esta alcanolamina.

5.8.4.1.4 Endulzamiento de gas empleando metil dietanol amina (MDEA)

La MDEA es una amina terciaria que puede remover el H_2S selectivamente a presiones que van desde niveles intermedios a altos. La relación H_2S / CO_2 en el gas ácido puede ser 10-15 veces mayor que en el gas agrio. La MDEA es comúnmente utilizada en concentraciones de 30-50% en peso y debido a que causa menores problemas de corrosión, se puede operar a cargas altas (0.7-0.8 mol/mol) de gases ácidos utilizados equipos de acero al carbón. La MEA tiene menos afinidad para el H_2S y el CO_2 que la DEA. Esto implica que a bajas presiones, la MDEA no puede cumplir con las especificaciones para el gas a transmisión. Algunas de las ventajas de la MDEA son las siguientes:

- Menor presión de vapor, lo que implica menores pérdidas de solvente.
- Menores calores de reacción, lo que incide en menores requerimientos de energía para regeneración.
- Mayor resistencia a la degradación.
- Menores problema de corrosión.
- Selectividad hacia el H_2S en presencia de CO_2 , esto a su vez redundando en los siguientes beneficios:
- Menores tasa de recirculación.
 - Equipos de regeneración más pequeños.
 - Mayores relaciones H_2S/CO_2 en el gas ácido, lo que favorece la operación de unidades de recuperación de azufre.

5.8.4.1.5 Endulzamiento de gas empleando otras aminas

Para Endulzar el gas se han empleado otras aminas a nivel comercial, tales son las trietanolamina (TEA) y la disopropanolamina (DIPA). La TEA es una amina terciaria que tiene selectividad por el H_2S en presencia del CO_2 , a bajas presiones. Fue la primera amina usada comercialmente para endulzamiento de gas. Fue desplazada por el MEA y la DEA debido a la remoción de H_2S y CO_2 hasta niveles de especificaciones bajos. Sin embargo, ha sido utilizada en plantas de amoníaco por la remoción de CO_2 .

La DIPA es una amina secundaria que exhibe cierta selectividad por H_2S , atribuible a efectos estéricos de la molécula, lo que reduce la afinidad por el CO_2 . Se emplea principalmente en el proceso sulfinol, cuyo solvente es una mezcla de sulfolano (dióxido de tetrahidrotiiofeno) y DIPA en agua.

5.8.4.1.6 Endulzamiento de gas empleando solventes formulados

Aprovechando la selectividad de la MDEA y otras ventajas de este solvente, algunas empresas especializadas (UNION CARBIDE, DOW CHEMICAL) han formulado otros solventes utilizando mezclas compuestas principalmente de MDEA y un aditivo. Dependiendo de la naturaleza de este aditivo se pueden lograr las siguientes aplicaciones:

- Remoción controlada del CO_2 .
- Remoción de CO_2 hasta niveles bajos.
- Especificaciones 4 ppm en el gas tratado.
- Alta selectividad en la remoción de H_2S en presencia de CO_2 .

En los solventes formulados para una alta selectividad, se inhibe la cinética de absorción aún más que la amina terciaria para lograr una remoción similar o mejor que en las aminas primarias y secundarias, pero con menores requerimientos de energía. Esto no se logra con la MDEA sola debido a su selectividad inherente.

Los aditivos usados en los solventes formulados para remoción controlada de CO_2 inhiben o mejoran la absorción de este gas, afectando el calor de reacción y la relación de vapor/gas ácido para despojamiento.

Para alcanzar especificaciones de H_2S más estrictas, se ofrecen en el mercado una serie de solventes formulados “promovidos”, en los que se emplean aditivos que modifican el equilibrio de la reacción entre el solvente base y el H_2S , aumentándose la capacidad de absorción de H_2S .

Los solventes formulados están protegidos por patente y no hay publicaciones sobre las composiciones y otras informaciones técnicas que permitan una evaluación de los mismos, sin la asistencia de los licenciadores. Entre los solventes formulados de aplicación comercial se encuentran los de Dow Chemical CO. Denominados solventes Gas/SPEC y los de UNION CARBIDE, los que se identifican con el nombre UCARSOL. Además, la EXXON ha desarrollado un grupo de solventes bajo la denominación comercial de FLEXORB, basados en la aplicación de otros tipos de aminas impedidas (“hindered amines”). Se mencionan tres tipos de aplicaciones:

- Remoción selectiva de H_2S .
- Remoción de CO_2 y H_2S .
- Remoción de CO_2 en gases con alto contenido de este gas ácido.

Sin embargo, la aplicación de estos solventes ha sido limitada a algunas instalaciones de EXXON y prácticamente no hay experiencia comercial fuera de la mencionada.

5.8.4.1.7 Endulzamiento de gas con procesos híbridos (sulfinol)

El proceso sulfinol está basado en el uso de un solvente constituido por la mezcla de un solvente químico (DIPA) y un solvente físico (dióxido de tetraidrotiiofeno o sulfolano), en agua. Este proceso fue desarrollado para la empresa SHELL DEVELOPMENT CO. Y es licenciado por COMPRIMO DE HOLANDA. El esquema de flujo es similar al de una unidad de amina.

En el sulfinol se combinan las propiedades de absorción de un solvente físico con las de una amina, dando como resultado una alta capacidad de carga de gases ácidos, especialmente a elevadas presiones parciales de gases ácidos. Además de CO₂ y H₂S, el sulfinol puede remover COS y CS₂ y parcialmente los mercaptanos. Debido a que la DIPA se degrada ligeramente al reaccionar con CO₂, los productos de degradación pueden removerse mediante el uso de un recuperador “reclaimer”. El sulfinol absorbe hidrocarburos pesados, lo que puede significar una desventaja si los gases ácidos alimentan una unidad de recuperación de azufre.

5.8.4.1.8 Formación de hidratos

Los hidratos son compuestos químicos de hidrocarburos y agua. También pueden existir hidratos compuestos por CO₂, H₂S y agua líquida. Los componentes del gas natural que pueden formar hidratos en presencia de agua líquida son: metano, etano, propano, isobutano, CO₂ y H₂S. Las condiciones que favorecen la formación de cristales son:

- Baja temperatura.
- Alta presión.

Para evitar la formación de hidratos existen varios métodos que pueden aplicarse:

- Mantener la temperatura del gas por encima del punto de formación de hidrato a una condición dada de presión.
- Remover agua del gas hasta niveles tales que garanticen que el agua contenida en el gas no condense.
- Añadir o inyectar productos químicos al gas, para que al combinarse con el agua evite la formación del hidrato.

Los productos comúnmente utilizados son Etilenglicol, para procesos continuos, y Metanol utilizado para caso de emergencia. Estos dos compuestos, de acuerdo a la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de USA, tendrán un uso restringido en los próximos años, debido a sus características tóxicas y contaminantes (CLEAN AIR ACT, 1990).

A pesar de que la tendencia futura será la de evitar el uso de estos compuestos, a continuación se detalla el procedimiento de cálculo para cuantificar los niveles de inyección de inhibidores utilizando la ecuación de Hammerschmidt:

$$d = \frac{k H (I)}{(100 * MW1 - MW1 * I)} \dots\dots\dots (5.117)$$

Dónde:

d: Reducción de la temperatura de formación de hidratos (°F).

I: Concentración en peso del inhibidor.

KH: Constante de Hammerschmidt, 2335 para metanol, etanol, amoníaco, 4000 para glicoles.

MW1: Peso molecular del inhibidor

Como ejemplo de la formación de hidratos se muestra en la **Figura 5.56** el retiro de un tapón de hidratos en un gasoducto.



Figura 5.56.- Tapón de hidratos en gasoducto.

5.8.4.2 Deshidratación del gas

Las soluciones de glicol (dietilenglicol y trietilenglicol) han venido utilizándose ampliamente para la absorción de agua del gas natural. El proceso básicamente consiste en poner en contacto (contracorriente) una solución de glicol con una corriente de gas en una torre absorbidora, la que puede ser de platos o empacada. El gas entra por el fondo de la torre y la solución de glicol entra por el tope. A medida que el gas sube hacia el tope de la torre va siendo despojado del agua hasta que al salir del equipo mencionado el contacto de agua cumple con la especificación requerida. La solución de glicol sale por el fondo de la torre absorbidora y pasa a través de una válvula donde se le reduce la presión e inmediatamente entra a un tanque flash, en el que se separa el gas hidrocarburo absorbido por la solución de glicol. Posteriormente, el glicol pasa a través de filtros e intercambiadores de calor para finalmente entrar al sistema de regeneración, en donde el agua absorbida en la torre se evaporará y la solución de glicol se reconcentrará para ser enviada nuevamente al tope de la torre absorbidora, reiniciándose en esta forma el ciclo.

En la **Figura 5.57** se presenta un diagrama de flujo típico de una planta de Tri Etilen Glicol (TEG). Este proceso en particular, ya que es junto con los tamices moleculares, son los más utilizados a nivel mundial.

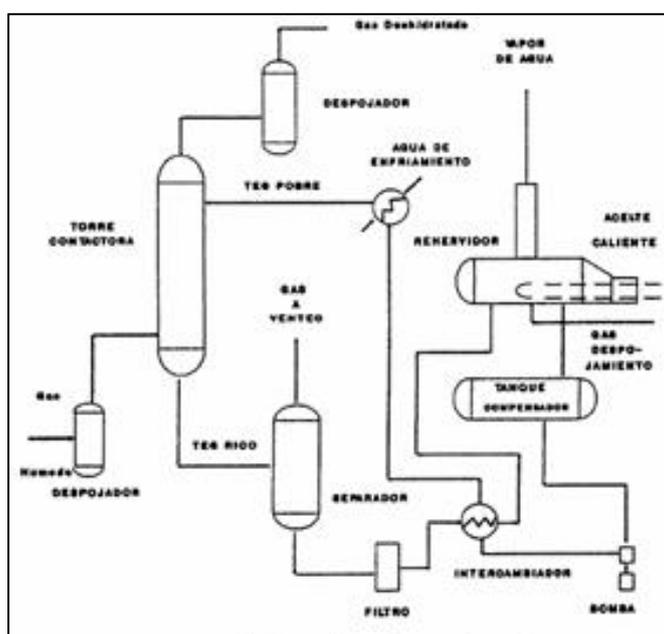


Figura 5.57.- Diagrama de planta deshidratadora de gas con TEG

5.8.4.2.1 Adsorción con tamices moleculares

La aplicación de tamices moleculares en procesos de remoción de agua del gas natural, es muy frecuente cuando se requieren niveles muy bajos (ppm) de agua en el gas deshidratado. En las plantas de procesamiento de gas, los tamices moleculares, usualmente, están ubicados en aguas abajo de una planta de deshidratación con glicol. La razón del arreglo se fundamenta en el hecho de que el glicol remueve el mayor contenido de agua en el gas, que generalmente entra saturado a la planta y sale de la torre absorbidora con un contenido menor de 10 lbs de agua/MMPCN. Con este contenido de agua entra a los tamices moleculares permitiendo de optimizar el tamaño de los equipos y alargar los ciclos de adsorción.

El proceso consiste, básicamente, en pasar gas a través de un lecho, que está compuesto principalmente por aluminosilicatos. Al circular el gas, el vapor de agua es atrapado en las cavidades del material que conforma el lecho. A medida que el tiempo transcurre el lecho va saturándose con agua hasta que finalmente pierde su capacidad de retención de agua. El tiempo transcurrido desde el inicio del proceso hasta que se satura el lecho, se conoce como “Ciclo de Adsorción”, al cumplirse el ciclo de adsorción y mediante un sistema automatizado de control, el gas se desvía hacia otra torre adsorbidora cuyo lecho ha sido previamente regenerado, y que se encuentra en condiciones de iniciar un nuevo ciclo de adsorción. Normalmente un sistema de adsorción con lecho puede estar integrado por un mínimo de dos torres adsorbedoras, de manera que cuando una está ya adsorbiendo agua, la otra está en proceso de regeneración (**Figura 5.58**).

La regeneración del lecho se realiza circulando gas seco y caliente (400-600 °F) a través de él en sentido contrario al flujo de gas, cuando el lecho se encuentra en el ciclo de adsorción. El gas de regeneración se calienta en un horno antes de entrar a la torre adsorbidora, al salir del lecho el mismo, es enfriado para condensar el agua que desadsorbió el lecho y luego se separa para ser enviado al sistema de gas combustible de la planta o directamente a unirse con el gas de alimentación de la planta. El material utilizado como agente deshidratador puede variar, los más utilizados son los tamices moleculares (Molecular Sieve), alúmina activada y sílica gel.

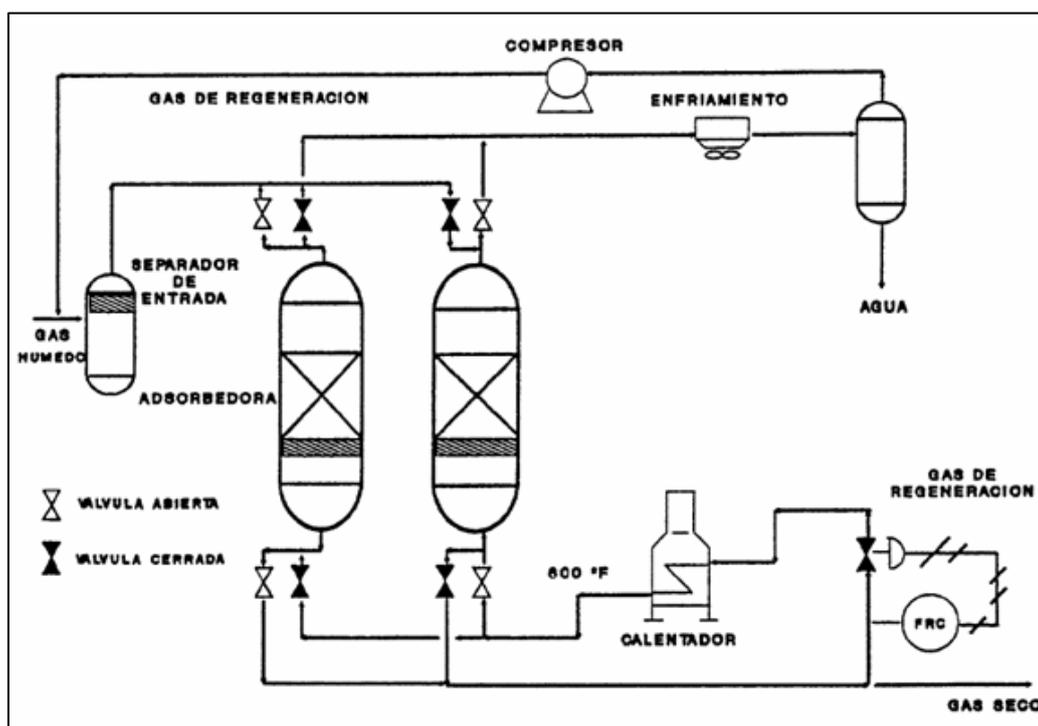


Figura 5.58.- Ejemplo de un sistema de deshidratación con desecante sólido

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

La Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción proporciona en forma sistematizada los procedimientos empleados en la industria, aplicando acciones y técnicas que permitan la continua producción y optimización de los pozos y/o campos durante toda su vida productiva.

La Metodología permite evaluar y comparar cada una de las alternativas de intervención, con los resultados obtenidos el ingeniero de producción tiene un soporte técnico para tomar decisiones de manera rápida y oportuna al plantear una alternativa de solución que incrementa la producción de los pozos y mediante un análisis económico justifica su rentabilidad y posterior ejecución.

Se cumple el objetivo de la metodología de lograr un análisis y optimización de forma integral, es decir, Yacimiento-Pozo-Instalaciones Superficiales, tomando en cuenta factores ecológicos, técnicos, operativos y económicos que son muy importantes durante la planeación, diseño, operación y explotación de cada pozo, los cuales de alguna manera pueden modificar las condiciones de operación y explotación de los yacimientos. Para esto, cada una de las fases que integran la metodología, están enfocadas en definir y mejorar el flujo de trabajo en el análisis y optimización.

Una herramienta que se incorpora a esta Metodología es la Técnica de Análisis Nodal como un medio económico, sencillo y apropiado para el diseño, evaluación y optimización del sistema de producción en pozos de aceite y gas, así como en pozos con instalación de algún sistema artificial e integración de pozos en red, a través del manejo de software y aplicaciones especializadas existente en la industria petrolera. La principal ventaja que tiene estas aplicaciones es realizar la sensibilidad de las propiedades y características de los componentes y variables de mayor impacto en la producción.

Con esta metodología se analiza el comportamiento los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, se elabora un diagnóstico de los diferentes problemas que se presentan los pozos e identifica aquellos que tienen mayor impacto en la baja productividad y se diseña y evalúan alternativas para mantener la declinación natural de los yacimientos, incrementar la producción de los pozos y mejorar la eficiencia de los sistemas de producción, así como aumentar el factor de recuperación, reducir los costos y proporcionar un valor agregado a los proyectos de explotación.

La aplicación de la Metodología en el campo RB ha contribuido con producción adicional a los Activo de la Región Sur a través de la optimización de pozos y además posee la flexibilidad para ser aplicada en diferentes áreas de producción.

Con la aplicación de esta metodología se introduce un perspectiva diferente para el análisis de problemas de producción y se incorpora a las áreas de trabajo como desarrollo de nuevas técnicas y herramientas para la optimización y reactivación de pozos.

La fase de *recopilación y validación de la información* juega un papel muy importante en esta Metodología, ya que los resultados de la simulación de las alternativas de intervención están en función de la calidad y cantidad de datos disponibles, además de que permite conocer las condiciones actuales del pozo en estudio, yacimiento, pozos vecinos e instalaciones superficiales.

La fase de **integración de la información** se propone un formato para acceder y conocer de manera rápida y sencilla, la información correspondiente a los antecedentes, estado actual del pozo, propiedades de los fluidos, condiciones del yacimiento e instalaciones superficiales entre otros, permitiendo mayor eficiencia el manejo procesamiento e interpretación de los datos.

La fase de **visita técnica de pozos** permite al ingeniero registrar las condiciones actuales del pozo en estudio e información técnica, su estado físico, infraestructura, afectaciones y situación urbana, así como para tomar muestras del fluido producido.

La fase más importante de esta Metodología es el **análisis y diagnóstico de pozos, propuesta solución**. En esta se identifica, clasifica y evalúa los problemas más frecuentes que disminuyen la producción y que generan gradualmente el cierre de los pozos (baja presión de fondo, problemas mecánicos severos, altos porcentajes de agua y depósitos orgánicos), a través del análisis de la información correspondiente al pozo en estudio, yacimiento y pozos vecinos, (comportamiento de la producción, pruebas de presión-producción, información de laboratorio, información de perforación, terminación, yacimiento y evaluación petrofísica, registros de producción). Posteriormente realiza el diagnóstico y determina un tratamiento adecuado que permita solucionar los problemas existentes en el pozo y finalmente se **definen y elaboran** las propuestas de solución acordes a las condiciones de operación del pozo en estudio con el objetivo de realizar acciones y proponer soluciones que permitan restablecer o incrementar la producción del pozo.

Los criterios utilizados en la fase de **clasificación y agrupamiento de pozos** son: profundidad del intervalo productor, Q_o , RGA, P_{wh} y P_{LD} . Estos criterios separan por categorías los pozos de acuerdo a características y propiedades similares con un mismo comportamiento de producción permitiendo identificar pozos tipo.

En la fase de **elaboración y ajuste del modelo del pozo** se utilizó un simulador de flujo multifásico comercial obteniendo un modelo representativo de cada pozo al reproducir las condiciones de producción obtenidas en las mediciones multifásicas, pruebas de presión-producción, registros de presión de fondo fluyendo y cerrado.

En la fase más divertida de esta metodología es la **simulación, diseño y optimización del pozo**, ya que se evaluaron diferentes condiciones de operación y se realizaron diversos escenarios y sensibilidades de las variables de mayor impacto en la producción (abatimiento de la presión de yacimiento e incremento en el porcentaje de agua, sistemas artificiales, limpieza, estimulación y/o fracturamiento) a través del simulador de su preferencia.

Los criterios económicos de rentabilidad utilizados en la fase de **jerarquización de las alternativas de intervención** para la evaluación técnico-económica son: flujo de efectivo, valor presente neto (VPN), valor presente de la inversión (VPI), relación costo beneficio (RCB), tasa interna de retorno (TIR), tiempo de recuperación de la inversión permitiendo establecer un orden y organización de las alternativas de intervención evaluadas.

En la fase de **selección y ejecución de la intervención**, la selección de la intervención se realiza en base a los resultados de la evaluación técnico-económica y la ejecución se recomienda por etapas para llevar un mayor control y seguimiento de las operación efectuadas.

La fase de **seguimiento y evaluación de la intervención** se integra a esta metodología con el fin de garantizar el éxito de cada una de las propuestas de intervención seleccionadas al llevar un

control sobre la ejecución de acuerdo al programa operativo del pozo y su posterior evolución de los resultados obtenidos.

Finalmente es muy importante generar y documentar en fichas técnicas e informes técnico-económicos de los trabajos realizados en cada uno de los proyectos, ya que esto permite la creación un documento guía que contenga la experiencia vivida por los especialistas de todas las áreas de trabajo y/o tener un antecedente para futuros trabajos.

Uno de los principales beneficios es obtener la jerarquización de las alternativas de intervención a partir de la evaluación Técnico-Económica, ya que considera los criterios económicos de rentabilidad que normalmente son utilizados para la definición de la viabilidad de un proyecto y la toma de decisiones permitiendo a los Activos programar estas intervenciones generando un valor adicional a los proyectos de explotación.

Recomendaciones

Con base al desarrollo y aplicación de la metodología en los campos de la Región Sur se presentan las siguientes recomendaciones:

- 1) Realizar continuamente la optimización del sistema integral de producción para la identificación de nuevos problemas y la posible aplicación de nuevas tecnologías.
- 2) Realizar los trabajos en forma conjunta entre especialistas de **diferentes** áreas a través de en equipos multidisciplinarios.
- 3) Realizar visitas técnicas de campo con el fin de registrar las condiciones actuales del pozo, infraestructura, afectaciones y situación urbana.
- 4) El análisis, diseño y ejecución de las alternativas de intervención englobar las oportunidades por bloques de pozos o por campo, para reducir los tiempos de estudio, costos de operación e incrementar la “rentabilidad”.
- 5) Reforzar la preparación del personal de las áreas de productividad al capacitarlos con esta metodología, así como difundir sus aplicación y evaluar nuevas áreas de oportunidad.
- 6) Evaluar y considerar la toma de información periódica para la adquisición de datos de calidad que permitan definir los modelos del pozo, yacimiento e instalaciones superficiales.
- 7) Realizar nuevos trabajos en diferentes Activos de Producción de la Región Sur con el objetivo de evaluar la metodología y comparar los resultados de su aplicación en otras áreas y proponer su aplicación en los campos de la Región Marina Suroeste y Región Norte con el fin de contar con una amplia gama de elementos y características que evalúen los primeros resultados obtenidos.

Bibliografía

- 1) Garaicochea, Petrirena, Francisco, et. al. “Transporte de Hidrocarburos por ductos”, CIPM, México (1991).
- 2) Garaicochea, Petrirena, Francisco, et. al. “Apuntes de Comportamiento de Yacimientos” Facultad de Ingeniería, UNAM. México(1987).
- 3) England, W.A and Mackenzie, A.S: “Geochemistry of Petroleum Reservoirs”, Geologische Rundschau, 78, 214-237 (1989)
- 4) Nelson, W.L.: “Petroleum Refinery Engineering”, 4ta Ed., McGraw-Hill, New York (1958).
- 5) Contreras, O., Guadalupe, et. al. “Prácticas de Laboratorio”, Química para la Explotación de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM. México (2003).
- 6) Institute of Petroleum: “Methods for Analysis and Testing”, The Institute of Petroleum, John Wiley and Sons, New York (1984)
- 7) McCain, Jr. William. D: “The Properties of Petroleum Fluids”, 2nd Ed., Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma (1990).
- 8) McCarthy, R.D.; “Mathematical Models for the Prediction of Liquefied-Natural-Gas Densities”, J. Chem. Thermodyn.: 14, 837-854 (1982).
- 9) Clar, N.J: “Element of petroleum Reservoirs”, Gulf Publishing Co., 1996.
- 10) Carnahan, B., Luther, H.A., and Wilkes, J.O.: “Applied Numerical Methods”, John Wiley & Sons. New York City (1969).
- 11) Wilson, G.: “A Modified Redlich-Kwong EOS’s Application General Physical Data Calculation”, peper 15C presented at the 1968 ALChE Annual Meeting, Cleveland, Ohio, 4-7 May.
- 12) Pitzer, K.S.: “The Volumetric and Thermodynamic Properties of Fluids” J.Am. Chem. Soc. (1995) 77, No.13.3427.
- 13) Lee, B.I. and Kesler, M.G.: “A Generalized Thermodynamics, Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States” AIChE J (1975) 21,510.
- 14) Edmister. W.C.: “Applied Hydrocarbon Thermodynamics, Part 4: Compressibility Factors and Equations of State” Petroleum Refiner (1958) 37, No.4, 173.
- 15) BROWN, K. E., Beggs, H. D., The technology of artificial lift, Tulsa, Pennwell, (1977) vol. 2A.
- 16) DÍAZ Zertuche, H. Apuntes de producción de pozos II. México – Facultad de Ingeniería, (1984).
- 17) DÍAZ Zertuche, H. Bombeo eléctrico sumergido, México. Colegio de ingenieros Petroleros de México, (2003).
- 18) CLEGG, J. D., Bucaram, S. M., Heln jr, N. W., Recommendations and comparisons for selection artificial lift methods. SPE.

Índice de Figuras

Figura 1.1.- Diagrama ternario de Tissot y Welte	14
Figura 1.2.- Diagrama de fase Presión - Temperatura de una sustancia pura	17
Figura 1.3.- Diagrama de fase Presión-Volumen específico de una sustancia pura	18
Figura 1.4.- Vaporización de una sustancia pura a temperatura constante	19
Figura 1.5.- Diagrama de fase para una sustancia con líneas de expansión isotérmica.....	19
Figura 1.6.- Vaporización de una sustancia pura a presión constante	20
Figura 1.7.- Diagrama de fase para una sustancia pura con líneas isobáricas	20
Figura 1.8.- Diagrama Presión-Volumen de una sustancia pura	21
Figura 1.9.- Diagrama de fase Presión-Temperatura de una mezcla de dos componentes.....	22
Figura 1.10.- Diagrama de fase Presión-Volumen de una mezcla de dos componentes	23
Figura 1.11.- Diagrama de fase Presión-Temperatura para en sistema etano-heptano.....	24
Figura 1.12.- Diagrama de fase mixto para en sistema metano-etano.....	25
Figura 1.13.- Diagrama de fase de una mezcla multicomponente.....	26
Figura 1.14.- Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos	27
Figura 1.15.- Diagrama de fase de un yacimiento de aceite negro.....	30
Figura 1.16.- Diagrama de fase de un yacimiento de aceite volátil.....	32
Figura 1.17.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado	33
Figura 1.18.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas húmedo	35
Figura 1.19.- Diagrama de fase de un yacimiento de gas seco.....	36
Figura 2.1.- Análisis del Sistema Integral de Producción	45
Figura 2.2.- Componentes del Sistema Integral de Producción	46
Figura 2.3.- Análisis Nodal del Sistema Integral de Producción.....	47
Figura 2.4.- Análisis Nodal (Sensibilidad del Diámetro de Estrangulador).....	48
Figura 2.5.- Análisis Nodal (Sensibilidad del Daño a la Formación).....	48
Figura 2.6.- Análisis Nodal (Sensibilidad de la Presión del Yacimiento)	49
Figura 2.7.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Fondo del Pozo como Nodo Solución).....	50
Figura 2.8.- Análisis Nodal (Fondo del Pozo como Nodo Solución).....	52
Figura 2.9.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} y ϕ_{Est}).....	52
Figura 2.10.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} , ϕ_{Est} y % W).....	53
Figura 2.11.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} , ϕ_{Est} y ϕ_{TP}).....	53
Figura 2.12.- Análisis Nodal (Evaluación del Diámetro de Estrangulador y Estimulación).....	54
Figura 2.13.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Cabeza del Pozo como Nodo Solución)	55
Figura 2.14.- Análisis Nodal (Cabeza del Pozo como Nodo Solución)	57
Figura 2.15.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{ws} y ϕ_{Est}).....	57
Figura 2.16.- Análisis Nodal (Sensibilidad de ϕ_{Est} y ϕ_{TP}).....	58
Figura 2.17.- Análisis Nodal (Ajuste a partir de una Prueba de Producción)	59
Figura 2.18.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Separador como Nodo Solución).....	60
Figura 2.19.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{sep} con $\phi_{Est} = 16/64$ pg)	62

Figura 2.20.- Análisis Nodal (Sensibilidad de P_{sep} con $\phi_{Est} = 32/64$ pg)	63
Figura 2.21.- Análisis Nodal (Separador como Nodo Solución).....	64
Figura 2.22.- Análisis del Sistema Integral de Producción (Yacimiento como Nodo Solución)	65
Figura 2.23.- Análisis Nodal (Yacimiento como Nodo Solución)	67
Figura 2.24.- Análisis Nodal (Sensibilidad del Porcentaje de Agua).....	71
Figura 2.25.- Análisis Nodal (Sensibilidad de la Relación Gas-Aceite)	71
Figura 2.26.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de P_{ws} y %W)	73
Figura 2.27.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de P_{ws} y RGA)	74
Figura 2.28.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de Daño y ϕ_{Est}).....	74
Figura 2.29.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de ϕ_{TP} y ϕ_{Est})	75
Figura 2.30.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de ϕ_{Est})	76
Figura 2.31.- Análisis del Sistema (Sensibilidad de %w y ϕ_{Est})	76
Figura 3.1.- Metodología de Análisis y Optimización del Sistema Integral de Producción.....	80
Figura 3.2.- Mapa de Localización del campo RB	84
Figura 3.3.- Campo RB Arena AMM-20	85
Figura 3.4.- Campo RB Arena AMI-30.....	85
Figura 3.5.- Diagramática de Pozos del Campo RB.....	87
Figura 3.6.- Fotografías del Estado Actual del Pozo.....	89
Figura 3.7.- Historia de Producción del Pozo RB 125-TP	91
Figura 3.8.- Registro de Presión de Fondo Cerrado del Pozo RB 125-TP	93
Figura 3.9.- Registro de Presión de Fondo Fluyendo del Pozo RB 125-TP	94
Figura 3.10.- Comportamiento de Presión del Yacimiento AMI-30.....	95
Figura 3.11.- Prueba de Presión-Producción del Pozo RB 101 (Arena AMI-30)	96
Figura 3.12.- Análisis de la Prueba de Presión-Producción	97
Figura 3.13.- Resultado de Análisis de la Prueba de Presión-Producción.....	98
Figura 3.14.- Comportamiento de la Producción de los Pozos Vecinos	99
Figura 3.15.- Análisis del Comportamiento del Agua de los Pozos Vecino	99
Figura 3.16.- Pérdidas de lodo durante la perforación	107
Figura 3.17.- Gasificaciones registradas durante la perforación	108
Figura 3.18.- Evaluación petrofísica de los intervalos productores.....	110
Figura 3.19.- Evaluación petrofísica del intervalo con posibilidad de explotación.....	111
Figura 3.20.- Registro de producción (PLT)	112
Figura 3.21.- Perfil de aportación de aceite y agua	113
Figura 3.22.- Generación del modelo del pozo	119
Figura 3.23.- Construcción del modelo del pozo	119
Figura 3.24.- Cargar de información del pozo modelo de aceite negro	121
Figura 3.25.- Carga de información del modelo del fluido (<i>Black Oil Properties</i>).....	121
Figura 3.26.- Carga de información del modelo del fluido (<i>Viscosity Data</i>)	122
Figura 3.27.- Carga de información (<i>Advanced Calibration Data</i>), calibración sencilla.....	123
Figura 3.28.- Carga de información (<i>Advanced Calibration Data</i>), calibración multipunto	124
Figura 3.29.- Carga de información del modelo del fluido (<i>Contaminants</i>)	125

Figura 3.30.- Cargar de información del pozo modelo composicional	125
Figura 3.31.- Cargar de información del pozo modelo composicional (<i>Component Selection</i>).....	127
Figura 3.32.- Cargar de información del pozo modelo composicional (<i>Petroleum Fractions</i>).....	127
Figura 3.33.- Diagrama de fases del pozo RB 101	128
Figura 3.34.- Cargar de información del yacimiento (Vogel's Equation).....	129
Figura 3.35.- Cargar de información del yacimiento (Pseudo Steady State).....	130
Figura 3.36.- Cargar de información del tipo de terminación (Pseudo Steady State)	131
Figura 3.37.- Desplazamiento y severidad del registro de desviación del pozo RB 125	132
Figura 3.38.- Cargar de información del aparejo de producción (Deviation Survey)	133
Figura 3.39.- Cargar de información del aparejo de producción (Geothermal Survey)	134
Figura 3.40.- Cargar de información del aparejo de producción (Tubing Configurations).....	135
Figura 3.41.- Cargar de información del aparejo de producción (Downhole Equipment)	137
Figura 3.42.- Cargar de información del estrangulador (Properties).....	138
Figura 3.43.- Cargar de información de la bajante (Properties)	138
Figura 3.44.- Carga de los datos medidos del registro de presión de fondo fluyendo.....	139
Figura 3.45.- Datos del perfil de presión y temperatura.....	140
Figura 3.46.- Perfil de presión y temperatura.....	140
Figura 3.47.- Ajuste del perfil de temperatura	141
Figura 3.48.- Perfil de temperatura antes y después del ajuste.....	141
Figura 3.49.- Ajuste de la correlación de flujo multifásico	142
Figura 3.50.- Selección de la correlaciones de flujo multifásico.....	142
Figura 3.51.- Comparación de las correlaciones de flujo multifásico	143
Figura 3.52.- Selección de la correlación de flujo multifásico	144
Figura 3.53.- Especificación de la correlación de flujo multifásico	144
Figura 3.54.- Ajuste del perfil de presión.....	145
Figura 3.55.- Correlaciones de flujo multifásico ajustada.....	146
Figura 3.56.- Ajuste de la producción	146
Figura 3.57.- Ajuste de la producción (perfil de presión)	147
Figura 3.58.- Ajuste de la producción (coeficiente de descarga)	147
Figura 3.59.- Selección de análisis nodal	148
Figura 3.60.- Correr el análisis nodal del pozo	148
Figura 3.61.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP (Fondo del Pozo como Nodo Solución).....	149
Figura 3.62.- Sensibilidad del diámetro de estrangulador	151
Figura 3.63.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad del diámetro de estrangulador	151
Figura 3.64.- Sensibilidad de la presión de salida	152
Figura 3.65.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad de la presión de salida	152
Figura 3.66.- Sensibilidad del diámetro de la tubería de producción	153
Figura 3.67.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad del diámetro de TP	153
Figura 3.68.- Cargar de información del aparejo de producción (Tubería Flexible).....	154
Figura 3.69.- Sensibilidad de instalación de TF, inyección de gas y diámetro de estrangulador.....	155
Figura 3.70.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad de TF e inyección de gas.....	155

Figura 3.71.- Cargar de información del aparejo de producción (punto de inyección de gas).....	156
Figura 3.72.- Sensibilidad del gasto de inyección de gas y presión estática	157
Figura 3.73.- Análisis sensibilidad del gasto de gas de inyección del pozo RB 125-TP.....	157
Figura 3.74.- Cargar de información del aparejo de producción (estrangulador de fondo)	158
Figura 3.75.- Sensibilidad del diámetro de estrangulador de fondo	159
Figura 3.76.- Análisis Nodal del pozo, sensibilidad del estrangulador de fondo y superficie	159
Figura 3.77.- Sensibilidad del daño a la formación.....	161
Figura 3.78.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, de sensibilidad del daño a la formación	161
Figura 3.79.- Sensibilidad de la presión de yacimiento.....	162
Figura 3.80.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, sensibilidad de la presión de yacimiento.....	162
Figura 3.81.- Análisis del Sistema, sensibilidad de la Pws y porcentaje de agua	163
Figura 3.82.- Cargar de información del aparejo de producción (Bombeo Electrocentrífugo).....	164
Figura 3.83.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, bombeo electrocentrífugo con Est=32/64	165
Figura 3.84.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, bombeo electrocentrífugo con Est=16/64	165
Figura 3.85.- Análisis Nodal del pozo RB 125-TP, bombeo neumático	166
Figura 3.86.- Gastos de producción esperados del pozo RB 125-TP	168
Figura 3.87.- Distribución probabilística del gasto (Est=1/4 pg)	169
Figura 3.88.- Distribución probabilística del gasto (Sensibilidad del estrangulador)	169
Figura 3.89.- Distribución probabilística del gasto (Sensibilidad del daño a la formación)	170
Figura 3.90.- Distribución probabilística del gasto del pozo RB 125-TP	170
Figura 3.91.- Producción de aceite del pozo RB 125-TP (Limpieza y Estimulación)	171
Figura 3.92.- Producción de aceite acumulada.....	171
Figura 3.93.- Flujo de efectivo y valor presente neto (limpieza y estimulación del pozo)	172
Figura 3.94.- Jerarquización de las alternativas de intervención (VPN vs Riesgo)	174
Figura 3.95.- Jerarquización de las alternativas de intervención (VPN vs Riesgo)	174
Figura 3.96.- Ejecución de la intervención del pozo (1 ^{ra} Etapa)	175
Figura 3.97.- Seguimiento operativo de las propuestas de intervención	175
Figura 3.98.- Ficha técnica del pozo	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4.1.- Perfil de presión con el sistema artificial de producción	186
Figura 4.2.- Formas del sistema de bombeo neumático	196
Figura 4.3.- Bombeo neumático continuo	197
Figura 4.4.- Bombeo neumático intermitente.....	198
Figura 4.5.- Variantes de sistema de bombeo neumático continuo	201
Figura 4.6 - Variantes de sistema de bombeo neumático intermitente.....	202
Figura 4.7.- Sistema integral de producción petrolera.....	203
Figura 4.8.- Componentes de una válvula operada por presión de gas de inyección	204
Figura 4.9.- Componentes de una válvula de bombeo neumático intermitente.....	207
Figura 4.10.- Válvulas para el bombeo neumático.....	208
Figura 4.11.- Mandriles para la colocación de válvulas	209
Figura 4.12.- Armais Arutunnoff inventor del primer motor eléctrico sumergible.....	214
Figura 4.13.- Bombeo electrocentrífugo	215

Figura 4.14.- Bomba centrífuga multietapas con succión estándar	217
Figura 4.15.- Clasificación de una bomba centrífuga de acuerdo al flujo	218
Figura 4.16.- Diagrama de instalación del difusor e impulsor en la bomba centrífuga.....	219
Figura 4.17.- Curva de operación característica para una etapa de bomba	220
Figura 5.1.- Procesos principales de producción.....	224
Figura 5.2.- Secciones de un separador horizontal.....	231
Figura 5.3.- Deflector tipo placa.....	232
Figura 5.4.- Esquema de un tubo centrífugo de un extractor de niebla tipo ciclónico	234
Figura 5.5.- Separador horizontal de doble barril.....	243
Figura 5.6.- Separador horizontal bifásico	243
Figura 5.7.- Separador horizontal trifásico.....	245
Figura 5.8.- Comportamiento de la separación del agua-aceite	245
Figura 5.9.- Diseño de construcción mecánico del separador horizontal	246
Figura 5.10.- Depurador de gas	247
Figura 5.11.- Separador tipo filtro.....	247
Figura 5.12.- Gráfico de Watkins para el cálculo de K	254
Figura 5.13.- Gráfico de Arnold para el cálculo de K	255
Figura 5.14.- Modelo de un separador horizontal	261
Figura 5.15.- Áreas del líquido y gas en un separador horizontal	266
Figura 5.16.- Constante de diseño por restricción de capacidad de gas	267
Figura 5.17.- Constante de diseño por restricción de capacidad de líquido	268
Figura 5.18.- Modelo de un separador vertical.....	269
Figura 5.19.- Diagrama de dimensionamiento de un separador horizontal.....	277
Figura 5.20.- Diagrama de dimensionamiento de un separador vertical	279
Figura 5.21.- Separador horizontal trifásico de alta presión.....	280
Figura 5.22.- Esquema de un separador horizontal trifásico	281
Figura 5.23.- Principios de lavado de con agua en el desviador de entrada	282
Figura 5.24.- Esquema de un separador horizontal trifásico con un cubo y vertedero.....	283
Figura 5.25.- Determinación de la altura de deseada del colchón de aceite.....	284
Figura 5.26.- Separador horizontal trifásico con pierna contenedora de agua	285
Figura 5.27.- Esquema de un separador vertical trifásico	286
Figura 5.28.- Esquema de un separador vertical trifásico sin lavado con agua.....	286
Figura 5.29.- Diagrama de dimensionamiento de un separador vertical	289
Figura 5.30.- Coeficiente β para un cilindro al 50% de la capacidad de líquido	294
Figura 5.31.- Lss aproximada de un separador vertical trifásico.....	299
Figura 5.32.- Método de separación en multietapas.....	311
Figura 5.33.- Método de Separación en multietapas con recuperación de condensados.....	313
Figura 5.34.- Método de agotamiento en frío.....	315
Figura 5.35.- Método de agotamiento en caliente	316
Figura 5.36.- Método de rectificación en dos etapas.....	317
Figura 5.37.- Método de columna estabilizadora con reflujo.....	319

Figura 5.38.- Método de separación multietapas con vacío	320
Figura 5.39.- Método de separación multietapas con tren de calentamiento.....	321
Figura 5.40.- Método fraccionamiento con regulación interna de calor.....	322
Figura 5.41.- Combinación del proceso Boot y fraccionamiento.....	323
Figura 5.42.- Estabilización del aceite con un contenido de 5000 ppm de H ₂ S	325
Figura 5.43.- Estabilización del aceite con un contenido de 1000 ppm de H ₂ S	326
Figura 5.44.- Tratamiento típico de crudo.....	330
Figura 5.45.- Diagrama de bloques de deshidratación y desalado.	330
Figura 5.46.- Foto micrografía de una emulsión agua con aceite.....	331
Figura 5.47.- Foto micrografía típica de una emulsión inversa.....	332
Figura 5.48.- Foto micrografía de una emulsión de aceite en agua en aceite.....	332
Figura 5.49.- Foto micrografía de una emulsión múltiple del campo Rocky Mountain.....	333
Figura 5.50.- Foto micrografía de una emulsión muy “suave” del oeste de Kansas	334
Figura 5.51.- Foto micrografía de una emulsión agua en aceite con partículas de agua dispersas	334
Figura 5.52.- Foto micrografía de una emulsión relativamente suave	334
Figura 5.53.- Emulsión con las películas que rodean a las gotas de agua en proceso de ruptura.....	336
Figura 5.54.- Planta de tratamiento térmico	337
Figura 5.55.- Proceso típico de endulzamiento de gas con aminas.	340
Figura 5.56.- Tapón de hidratos en gasoducto.	345
Figura 5.57.- Diagrama de planta deshidratadora de gas con TEG.....	345
Figura 5.58.- Ejemplo de un sistema de deshidratación con desecante sólido.....	346

Índice de Tablas

Tabla 1.- Principales retos que se enfrenta PEP	3
Tabla 2.- Principales problemas identificados.....	4
Tabla 3.- Soluciones propuestas	4
Tabla 1.1.- Rango en la composición de los hidrocarburos.....	10
Tabla 1.2.- Familia de hidrocarburos	10
Tabla 1.3.- Propiedades físicas y estado de agregación de algunos hidrocarburos Alcanos	11
Tabla 1.4.-Ejemplo de Isoparafinas.....	12
Tabla 1.5.- Fórmula estructural de varios grupos de hidrocarburos	13
Tabla 1.6.- Porcentaje de metano y etano en la mezcla.....	25
Tabla 1.7.- Composición y propiedades de varios fluidos del yacimiento.....	29
Tabla 1.8.- Composición típica de yacimientos de gas	37
Tabla 2.1.- Prueba de producción.....	58
Tabla 2.2.- Rango de variables evaluadas en el Sistema Integral de Producción.....	73
Tabla 3.1.- Recopilación y validación de la información.....	81
Tabla 3.2.- Información general para el análisis de pozos	82
Tabla 3.3.- Continuación de la información general para el análisis de pozos	83
Tabla 3.4.- Datos generales del pozo RB 125-TP	86
Tabla 3.5.- Condiciones de operación y producción del campo.....	88
Tabla 3.6.- Información registrada en la visita técnica.....	90
Tabla 3.7.- Aforos del pozo RB 125-TP.....	92
Tabla 3.8.- Registro de presión de fondo cerrado del pozo RB 125-TP.....	93
Tabla 3.9.- Registro de presión de fondo fluyendo del pozo RB 125-TP	94
Tabla 3.10.- Resultados de la prueba de presión-producción del RB 101.....	97
Tabla 3.11.- Resumen de los principales resultados de los experimentos PVT en el pozo RB-101	100
Tabla 3.12.- Caracterización de aceite crudo	101
Tabla 3.13.- Análisis cromatográfico de gas	102
Tabla 3.14.- Análisis físico de muestras de aceite y/o agua	103
Tabla 3.15.- Información del análisis físico de muestras de aceite y/o agua.....	104
Tabla 3.16.- Análisis del agua (Stiff-Davis).....	105
Tabla 3.17.- Pruebas fisicoquímicas a muestras de aceite.....	106
Tabla 3.18.- Historia de reparaciones, limpiezas y estimulaciones del pozo RB 125	109
Tabla 3.19.- Propiedades petrofísicas de los intervalos productores.....	110
Tabla 3.20.- Propiedades petrofísicas del intervalo propuesto con posibilidad	111
Tabla 3.21.- Resumen general del análisis y diagnóstico de pozo	115
Tabla 3.22.- Propuestas de solución en los pozos del campo RB	116
Tabla 3.23.- Matriz de agrupamiento de los pozos del campo RB intervalo superior	117
Tabla 3.24.- Matriz de agrupamiento de los pozos del campo RB intervalo inferior.....	118
Tabla 3.25.- Identificación de los principales componentes del modelo.....	120
Tabla 3.26.- Datos para realizar la calibración del fluido	123

Tabla 3.27.- Composición y propiedades del fluido del yacimiento	126
Tabla 3.28.- Modelos para simular el comportamiento del yacimiento	129
Tabla 3.29.- Registro de desviación del pozo.....	132
Tabla 3.30.- Distribución del aparejo de producción del pozo RB 125	133
Tabla 3.31.- Rango de las variables de mayor impacto en la producción	163
Tabla 3.32.- Alternativas de intervención del pozo RB 125-TP	167
Tabla 3.33.- Rango de parámetros y factores de mayor impacto en la producción.....	168
Tabla 3.34.- Premisas utilizadas en la evaluación técnico-económica.....	172
Tabla 3.35.- Evaluación Técnico-Económica de las alternativas de intervención	173
Tabla 4.1.- Información recopilada de catálogos de las compañías de servicios	187
Tabla 4.2.- Ventajas y desventajas del bombeo de neumático	188
Tabla 4.3.- Ventajas y desventajas del bombeo electrocentrífugo	189
Tabla 4.4.- Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	190
Tabla 4.5.- Ventajas y desventajas del bombeo de cavidades progresivas.....	191
Tabla 4.6.- Ventajas y desventajas del bombeo hidráulico	192
Tabla 4.7.- Aplicación del bombeo neumático.....	200
Tabla 4.8.- Equipos de medición y control de la inyección de gas	210
Tabla 5.1.- Características de los crudos producidos	225
Tabla 5.2.- Especificaciones de calidad de los crudos producidos.....	225
Tabla 5.3.- Desventajas y ventajas de los extractores de niebla.....	233
Tabla 5.4.- Comportamiento de flujo en los extractores de niebla.....	233
Tabla 5.5.- Comportamiento y características de los internos de un separador	235
Tabla 5.6.- Clasificación de los separadores	239
Tabla 5.7.- Ventajas y desventajas de los separadores verticales.....	240
Tabla 5.8.- Ventajas y desventajas de los separadores horizontal.....	241
Tabla 5.9.- Ventajas y desventajas de los separadores esféricos.....	242
Tabla 5.10.- Valores de la constante de velocidad terminal (KVT).....	253
Tabla 5.11.- Tiempo de residencia del líquido para separadores de dos fases	256
Tabla 5.12.- Tiempo de residencia del líquido para separadores de tres fases.....	257
Tabla 5.13.- Datos generales del separador vertical.....	258
Tabla 5.14.- Dimensiones estándar de separadores.....	259
Tabla 5.15.- Capacidad de gas del separador horizontal	274
Tabla 5.16.-Matriz diseño por capacidad de líquido del separador horizontal.....	275
Tabla 5.17.- Matriz de diseño por capacidad de líquido del separador vertical	275
Tabla 5.18.- Datos generales para el dimensionamiento del separador horizontal	276
Tabla 5.19.- Capacidad de gas del separador horizontal	276
Tabla 5.20.-Matriz diseño por capacidad de líquido del separador horizontal.....	277
Tabla 5.21.- Datos generales para el dimensionamiento del separador vertical.....	278
Tabla 5.22.- Matriz de diseño por capacidad de líquido del separador vertical	278
Tabla 5.23.- Tiempo de residencia del aceite para separadores de tres fases	289
Tabla 5.24.- Calculo de la presión de vapor	307

Tabla 5.25.- Ventajas y desventajas del método de MSS.....	312
Tabla 5.26.- Ventajas y desventajas del método de MSS con recuperación de condensados	314
Tabla 5.27.- Ventajas y desventajas del método de agotamiento en frío	315
Tabla 5.28.- Ventajas y desventajas del método de agotamiento en caliente.....	317
Tabla 5.29.- Ventajas y desventajas del método de rectificación en dos etapas	318
Tabla 5.30.- Ventajas y desventajas del método columna estabilizadora con reflujo	320
Tabla 5.31.- Ventajas y desventajas del método de separación multietapas con vacío.....	321
Tabla 5.32.- Ventajas y desventajas del método MSS con tren de calentamiento	322