

**DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA CAPTACION
Y DISTRIBUCION DEL GAS PRODUCIDO EN UN CAMPO – CASO
PRÁCTICO**

**MARTHA LILIANA PABON DULCEY
ELIZABETH QUIROGA JORDAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

2008

**DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA CAPTACION
Y DISTRIBUCION DEL GAS PRODUCIDO EN UN CAMPO – CASO
PRÁCTICO**

**MARTHA LILIANA PABON DULCEY
ELIZABETH QUIROGA JORDAN**

**Trabajo de Grado presentado como
requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

Director:

Ing. JULIO CÉSAR PÉREZ ÁNGULO

Codirector:

Ing. JAIRO DIAZ BRIGLIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

2008

DEDICATORIA

A Dios por ser la fortaleza constante en mi vida, porque con la confianza que deposite en Él me ayudo a salir de mis problemas siempre, por escribir derecho hasta en renglones torcidos.

A mi madre y mi familia por acompañarme y apoyarme, por formarme y hacerme la persona que soy.

*A mi segunda familia **JOSECRIS**, mi esperanza, mi cielo. Junto a ustedes aprendí lo que significa la amistad verdadera.*

*A Jhon, Edwin, Erwin, Sandrita, Richie, Giovanni y Dieguito por estar siempre ahí, dándome ánimos y escuchándome siempre, por ser mis
AMIGOS.*

"...So I find a reason to go to the church on Sundays..."

*A mis sacerdotes: **Pbro. Luís y Pbro. Gerardo** porque siempre confiaron en mí y me encomendaron grandes tareas.*

A Liza porque no pude tener una mejor compañera de proyecto y seguirme todas las payasadas.

MARTHA LILIANA PABON DULCEY

DEDICATORIA

A Dios porque a pesar de que en mi formación académica nunca estuve matriculada en su institución, como asistente siempre me acompañó, porque me dio el acierto al empezar, la dirección al progresar, y la perfección al acabar. Por darme la oportunidad de existir, por enviarme a una familia tan especial, por hacerme única y por la mejor mamita del mundo que me pudo regalar.

A mi compañera de proyecto, porque desde siempre nos supimos entender, porque es muy pila pero sobre todo porque sabe numerar y justificar el texto.

A todos aquellos que consideren que deben estar inscritos en esta página.

"LOS LOGROS NO VALEN NADA SI NO TENEMOS CON QUIEN COMPARTIRLOS" Gracias Dios por este logro, pero más Gracias aun, porque me das la oportunidad de compartirlo con alguien. (M.M).

ELIZABETH QUIROGA JORDAN

AGRADECIMIENTOS

Las autoras del presente trabajo quieren agradecer a las siguientes personas e instituciones por el apoyo recibido para la conclusión del mismo.

- A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, por fomentar un ambiente propicio para la investigación y el desarrollo de aplicaciones útiles a la sociedad.
- A la ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS, por aquellos conocimientos brindados a lo largo de nuestra formación profesional.
- Al Ingeniero JULIO CÉSAR PÉREZ ANGULO, director de nuestro proyecto, por habernos brindado esta oportunidad, por su apoyo incondicional y constante, no solo durante este proyecto sino en todo el desarrollo del ciclo profesional. GRACIAS!!!!
- A los Ingenieros JAIRO DIAZ BRIGLIA, JORGE FORERO y SILVIA PALACIOS, codirector y equipo de trabajo de nuestro proyecto respectivamente, por toda su colaboración y asesoría técnica.
- Al Ingeniero ISAAC LUQUE, por su asesoría y desinteresado apoyo en el desarrollo del proyecto.
- A los Ingenieros FABIAN ANDRES TORRES, CARLOS AMAYA, MIGUEL MEDINA, JERRY DIAZ, OVIDIO JAIMES, JOHN MARISCAL, ALVARO TIRADO, LUIS GRANDAS, ERNESTO HERRERA, EDGAR VARGAS, al Señor HERNANDO GOMEZ, MAURICIO MATA LLANA y JORGE HERRERA, personal de la Empresa MANSAROVAR DE COLOMBIA, por su colaboración en el desarrollo de este proyecto.

- A los Ingenieros CARLOS GARZA, ARIEL PATIÑO y MAURICIO CALDERON y a los operadores RODRIGO SOTO, JUAN DIAZ, RUBEN MEJIA y BRUCE WILLIAM por la asesoría técnica prestada.
- A los Ingenieros JOHN ALEXANDER MANTILLA, ROBINSON MARTINEZ, DAVID LASPRILLA, MAURICIO TOVAR, JULIAN VARGAS, WILBERG MORA, ROBERTO VILLARREAL, WILSON TELLEZ, OSCAR VARGAS, ERWIN ARCILA, JUAN MANUEL QUIROGA y LEONARDO QUIROGA, por impulsarnos con sus cálidas palabras día a día.
- A CAMILO ANDRES GARCIA, OSCAR ORLANDO CASTAÑEDA, STEPHANIE ORTEGA LEON, PAOLA DE SALES, STIVENS MORENO, LEONARDO PATIÑO, JOSE CARLOS CARDENAS, LUIS EDUARDO DELGADO GONZALEZ "PITU", SILVESTRE ALVAREZ, LIZETH MEJIA, SAYDA LENNY BLANCO, SERGIO ABRIL, JOSE LUIS FIGUEROA, SERGIO MEJIA, ANY NIÑO, ROONAR MARTINEZ, LAURA DURAN, RAFAEL VESGA, SERGIO CEDIEL, JAVIER SISSA, CARLOS AFANADOR "TUTO" y a todos nuestros compañeros, amigos y profesores por acompañarnos durante nuestra vida universitaria y ser una fuente de apoyo.
- Agradecimientos ESPECIALES a DIANA JAIMES (VANDALA) porque su casa fue durante mucho tiempo la guarida de estudio, sin ella no lo hubiéramos logrado, ese comedor supo mas de electro y de estequio que nosotras. *Vandalita:* Acabas de recibir una gran bendición, esperamos que en esta nueva etapa que inicia tu vida sigas con ese entusiasmo que te caracteriza... y sobra decir que con nosotras pa' las que sea. ¡FELICITACIONES!
- A CHELELE por continuar con el proceso que la vándala inició, en esos 7 pisos, casi tanque del edificio fortalecimos piernas y mente. De igual manera a NATALIA, JULIANCHO, TINA Y SARA.

- A LA UVA, ese carro de placas EJB 588, nuestro transporte oficial, ese que nos llevó a recorrer la ciudad y parte del país.... Gracias OSCAR!!! Tu carrito ya parecía el carrito de los payasos.
- Al Diseñador Industrial LUIS ALBERTO LAGUADO por ser un profesor en quien pudimos confiar siempre.
- Al mejor profesor del ciclo básico: el Ingeniero Mecánico JUAN ARTEAGA, porque nos hizo estudiar y aprendimos que fue lo mejor.
- Al mejor profesor que ha tenido nuestra escuela: el Ingeniero WILLIAM NAVARRO, después de él, Yaci II no es nada.
- A los Ingenieros FREDY NARIÑO y FERNANDO CALVETE, calificadores de este trabajo de grado, por la colaboración y apoyo brindado desde el momento que fueron asignados como calificadores.
- Al Ingeniero NICOLAS SANTOS SANTOS y a todos los docentes de nuestra escuela por la formación que nos brindaron y por habernos tenido siempre en cuenta.
- A SHAKIRA, porque con sus canciones nos acompañó durante largas noches de insomnio por trabajos, parciales, e incluso despecho.

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PARA LA CAPTACION Y DISTRIBUCION DEL GAS PRODUCIDO EN UN CAMPO – CASO PRÁCTICO * .

AUTORES:

MARTHA LILIANA PABON DULCEY

ELIZABETH QUIROGA JORDAN**

PALABRAS CLAVE:

Generación de Energía, Presión en cabeza de pozo, Presión requerida por el sistema, Sistema de alivio, Alternativa técnico-económica.

DESCRIPCION.

Para la industria del petróleo el aprovechamiento del gas natural producido por los pozos ha pasado de ser un producto indeseable, a uno que por el contrario trae grandes beneficios por la generación de energía que este puede ofrecer al tener una correcta recolección y almacenamiento. Para realizar un trabajo donde se busca reacondicionar un sistema con las expectativas de ofrecer un servicio completo al campo, en donde la producción de gas sea aprovechada para mejorar la producción del crudo que es en últimas el principal objetivo en la industria y que además de esto se pueda garantizar que dicho campo es compatible con el ambiente, se requiere de un estudio minucioso de la información en donde se puedan encontrar los principales puntos débiles y que pueden ser el motivo por el cual no tiene un correcto funcionamiento, además de esto se debe realizar un estudio en donde se tenga en cuenta los posibles casos y de esta manera ofrecer una serie de alternativas donde se busca la mejor técnico-económicamente hablando. Este estudio es llamado Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle y cada una de ellas comprende una fase que se debe cumplir para continuar con la siguiente.

Finalmente y como producto obtenido se tienen las especificaciones de los equipos necesarios para llevar a cabo dicho reacondicionamiento.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: DESIGNER SURFACE FACILITIES FOR THE CAPTURE AND DISTRIBUTION OF THE GAS PRODUCED IN A FIELD - CASE STUDIES

AUTHORS:

MARTHA LILIANA PABON DULCEY

ELIZABETH QUIROGA JORDAN**

KEYWORD:

Energy Generation, Pressure in Head Well, Pressure required by the System, Relief System, Economic-Technical Alternatives.

DESCRIPTION

For the oil industry use of natural gas produced by the wells has gone from being an undesirable product, to something that on the contrary brings big benefits for energy generation if it has a proper and storage collection.

To perform a job where looks for overhaul a system with the expectations of offering a complete service to the field, where gas production is used to improve the production of crude oil that is ultimately the main goal in the industry and that apart from this can be assured that this field is compatible with the environment, requires a thorough study of information where we can find the main weaknesses which maybe are the reason for a wrong functioning, besides this we have to make a study where find possible cases and thus offer a range of techno-economical alternatives. This study is called Conceptual Engineering, Basic and Detail and each one includes a stage that must be met to move to the next.

Finally, we show the needed equipment specifications to carry out the refurbishment.

**Physical-Chemistry Engineering Faculty, Petroleum Engineering School.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	8
1. GAS NATURAL	10
1.1 TIPOS DE GAS NATURAL	10
1.2 SUB-PRODUCTOS DEL GAS NATURAL.....	12
1.3 USOS Y VENTAJAS DEL GAS NATURAL.....	16
1.3.1 Ventajas Generales.....	18
1.3.2 Ventajas Operacionales.....	19
1.3.3 Ventajas Medioambientales	19
1.4 GAS NATURAL Y MEDIO AMBIENTE	20
1.4.1 Emisiones de CO ₂	21
1.4.2 Emisiones de NO _x	22
1.4.3 Emisiones de SO ₂	23
1.4.4 Emisiones de CH ₄	23
1.4.5 Partículas sólidas.....	24
2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD	25
3. DISEÑO Y OPERACIÓN DE LINEAS DE RECOLECCION DE GAS. 29	
3.1 CRITERIOS DETERMINANTES	31
3.2 TRANSFERENCIA DE CALOR EN LÍNEAS DE GAS NATURAL.....	35
4. GENERACION DE ENERGIA	37
4.1 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL	39
4.2 LA COGENERACIÓN A GAS NATURAL.....	39

	Pág.
5. INGENIERIA CONCEPTUAL.....	42
5.1 ETAPAS DE UNA INGENIERIA CONCEPTUAL	42
5.1.1 Recopilación de la información.....	43
5.1.2 Selección de la información	43
5.1.3 Clasificación y análisis de la información.....	43
5.2 DESARROLLO DE LA INGENIERIA CONCEPTUAL.....	44
5.2.1 Recolección y análisis de la información	44
5.2.2 Confirmación en campo de la geometría de las redes de transferencia Pozos-Batería.....	45
5.2.3 Análisis del sistema actual de recolección y transporte.....	45
5.2.4 Planteamiento de alternativas para el manejo de gas de anulares y de baterías	45
5.2.5 Selección de la mejor alternativa para el manejo del gas	45
5.3 GENERALIDADES DEL PROCESO DE OBTENCIÓN DE GAS Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL CAMPO ESTUDIADO	46
5.4 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	54
5.4.1 Alternativa 1	54
5.4.1.1 Sistema de Recolección de Gas de Anulares	54
5.4.1.2 Sistema de Recolección de Gas en Solución	57
5.4.2 Alternativa 2	63
5.4.3 Resumen de Alternativas.....	66
5.4.4 Alternativa Seleccionada	66
6. INGENIERIA BASICA.....	67
6.1 COMPRESORES	71

	Pág.
6.1.1	Clasificación de los compresores72
6.1.2	Diseño del compresor73
6.2	VALVULAS DE SEGURIDAD.....75
6.3	DISEÑO DEL SCRUBBER.....76
6.3.1	Comportamiento termodinámico del gas.....77
6.3.2	Bases de diseño79
6.3.3	Procedimiento para dimensionar el scrubber80
6.3.4	Cálculo de las variables de diseño para el gas80
6.3.5	Cálculo de las variables de diseño para el líquido81
6.4	TANQUE DE DESFOGUE O TAMBOR AMORIGUADOR.....83
6.5	QUEMADOR89
6.6	BALANCE DE MASA EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DISEÑADAS.96
7.	INGENIERIA DE DETALLE.....99
7.1	INGENIERIA DE PROCESO100
7.2	INGENIERIA CIVIL Y ARQUITECTURA102
7.3	INGENIERIA ELECTRICA103
7.4	INGENIERIA DE INSTRUMENTACION103
	CONCLUSIONES105
	RECOMENDACIONES107
	BIBLIOGRAFIA108
	ANEXOS110
	ANEXO A. INFORMACION DEL ECHOMETER110
	ANEXO B.....117

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Emisión de CO ₂ en la combustión para diferentes combustibles...	22
Figura 2.1 Diagrama de IP para un yacimiento con presión superior a la presión de burbuja.....	26
Figura 2.2 Diagrama de IP para un yacimiento con variación de presión.....	28
Figura 4.1 Sistema de Generación eléctrica con gas natural.....	41
Figura 5.1 Red actual de recolección de gas en el campo estudiado.....	47
Figura 5.2 Diagrama del sistema proyectado de recolección de gas para la alternativa 1.....	56
Figura 5.3 Sistema de gas con sitio de compresión en la Batería 3.....	60
Figura 5.4 Sistema de gas con sitio de compresión en la Batería 2A.....	61
Figura 5.5 Sistema de gas con sitio de compresión intermedio entre la Batería 2A y la Batería 3.....	62
Figura 5.6 Sistema de gas de la alternativa 2.....	64
Figura 6.1 Diagrama del Diseño Elaborado.....	68
Figura 6.2 Diagrama cuando la producción total de gas es necesaria.....	69
Figura 6.3 Diagrama cuando la producción de gas de la Batería 3 no es necesaria.....	70
Figura 6.4 Diagrama cuando la producción de gas de las Baterías 2A y 3 no es necesaria.....	71
Figura 6.5 Clasificación general de los compresores.....	72
Figura 6.6 Clasificación de los compresores recíprocos.....	73

	Pág.
Figura 6.7 Diagrama de fases del gas de carga en la Bateria 2A.....	77
Figura 6.8 Diagrama de fases del gas de carga en la Bateria 3.....	77
Figura 6.9 Diagrama de fases del gas de carga en la Bateria 2.....	78
Figura 6.10 Diagrama de fases del gas de carga en la Bateria 1.....	78
Figura 6.11 Diagrama de fases del gas de carga en MEL-26.....	78
Figura 6.12 Viscosidad de los gases.....	87
Figura 6.13 Coeficiente de arrastre C.....	88
Figura 6.14 Diseño del quemador.....	92
Figura 6.15 Esquema general de las facilidades de quema.....	97

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Aplicaciones más comunes del Gas Natural.....	17
Tabla 1.2 Emisión de distintos combustibles (en términos del consumo energético).....	20
Tabla 5.1 Producción actual y proyectada del gas por pozo en el campo...	49
Tabla 5.2 Producción global de gas en el campo estudiado.....	50
Tabla 5.3 Consumo de energía en el campo estudiado.....	50
Tabla 5.4 Resultados de simulación hidráulica de la red actual.....	53
Tabla 5.5 Resultados de simulación hidráulica de la red actual sin el pozo M-272.....	53
Tabla 5.6 Caudales de gas utilizados para el sistema de gas de anulares de la alternativa 1.....	55
Tabla 5.7 Cálculos hidráulicos con el compresor ubicado en la Batería 3....	58
Tabla 5.8 Cálculos hidráulicos con el compresor ubicado en la Batería 2A..	58
Tabla 5.9 Cálculos hidráulicos con el compresor ubicado en el punto intermedio entre las Baterías 2A y 3.....	59
Tabla 5.10 Balance de gas para la alternativa 2.....	63
Tabla 5.11 Cuadro comparativo de alternativas.....	66
Tabla 6.1 Bases de diseño para el compresor.....	74
Tabla 6.2 Parametros de las válvulas de alivio.....	76
Tabla 6.3 Bases de diseño para el scrubber.....	79
Tabla 6.4 Bases de diseño para el tanque de desfogue.....	84

	Pág.
Tabla 6.5 Bases de diseño para el quemador.....	93
Tabla 6.6 Balance de masa en las facilidades diseñadas.....	98
Tabla 7.1 Listado de líneas.....	100
Tabla 7.2 Especificaciones del compresor.....	100
Tabla 7.3 Especificaciones de las válvulas de alivio.....	101
Tabla 7.4 Especificaciones del Scrubber.....	101
Tabla 7.5 Especificaciones del tambor amortiguador.....	101
Tabla 7.6 Especificaciones de la Tea.....	102

INTRODUCCIÓN

Contemplando los ámbitos operacionales, ambientales, de producción, entre otros, el manejo del gas natural en un campo de petróleo, requiere un completo trabajo multidisciplinario en el cual se abarquen todas las áreas de posibles aspectos e impactos que este puede llegar a generar.

Hasta hace algunos años se consideraba el gas natural como un producto adicional poco o prácticamente indeseado, puesto que no estaba siendo implementado como una alternativa de combustible, además de esto representaba una amenaza para el medio ambiente debido a que se venteaba a la atmósfera sin tratamiento alguno. Con la nueva ley de regulación del gas natural los campos se están viendo en la necesidad de dar un adecuado manejo a este hidrocarburo gaseoso y al mismo tiempo desarrollar diferentes alternativas para darle uso y que genere un beneficio adicional.

En la actualidad, la producción de crudo en campos marginales que producen por bombeo mecánico es muy sensible al aumento de la presión en la cabeza del revestimiento (CHP), puesto que los niveles de fluido en estos pozos normalmente se encuentran muy cerca a las perforaciones. Este aumento en la CHP se debe principalmente, a que el gas que se produce por el anular, encuentra alguna restricción de flujo, ya sea por el bloqueo de la válvula del revestimiento, o porque la red de recolección de este gas se encuentra mal diseñada. Sin duda, la correcta recuperación de este gas ofrecerá un

considerable aumento de producción y a precios actuales del petróleo, desde el punto de vista económico es bastante favorable para la industria.

Es importante tener en cuenta igualmente, el gas que contiene el petróleo en solución. Este se puede recuperar cuando el crudo se lleva a separadores para obtener la calidad deseada y enviarlo a refinería, esto ofrece la posibilidad de tratar dicho gas y emplearlo ya sea para ser consumido en el mismo campo productor o puesto en venta para sus diversos usos entre esos el industrial, petroquímico, termoeléctrico, de transporte y doméstico en general.

Existen dos motivos principales por los cuales es importante aprovechar todo el gas que produce un campo; el primero es evitar el impacto ambiental cuando se está venteando a la atmósfera, y el segundo es el factor económico. Si el campo posee suficiente gas como para generar su propia energía y ahorrar el dinero invertido en electricidad, o combustible diesel o en el mejor de los casos tiene suficiente gas como para cubrir sus necesidades y además de ello puede venderlo, obtendrá grandes beneficios económicos por parte de este, teniendo en cuenta el precio en el que se encuentra en estos momentos (U\$ 3.0/MMBTU).

Este documento contiene los criterios básicos para el desarrollo de la Ingeniería conceptual, básica y de detalle de las facilidades de superficie para el manejo del gas asociado producido en un Campo de Petróleo Colombiano y su implementación.

1. GAS NATURAL

El Gas Natural se define como un gas que se obtiene del subsuelo en forma natural. Casi siempre contiene una gran cantidad de metano acompañado de hidrocarburos más pesados como etano, propano, isobutano (i-butano), butano normal (n-butano), etc. En su estado natural a menudo contiene una cantidad considerable de sustancias que no son hidrocarburos como el nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno; en ocasiones también puede contener trazas de compuestos como el helio, sulfuro de carbonilo y varios mercaptanos. En su estado natural casi siempre está saturado con agua.

1.1 TIPOS DE GAS NATURAL

El gas natural se puede presentar mediante diferentes medios dentro de un yacimiento, entre estos tipos de gas natural, se tienen los siguientes:

➤ **Gas Libre.** Cuando se habla de contenido de gas en un yacimiento de petróleo, por lo general cierta cantidad se encuentra en solución en el aceite y cierta cantidad como gas. El gas que existe como tal en el yacimiento, es denominado gas libre. Esto ocurre, por consiguiente, cuando los yacimientos se encuentran saturados, es decir, su presión permanece por debajo de la presión del punto de burbuja y la saturación de gas asciende de tal manera que supera la saturación crítica y permite la formación de la capa de gas.

- **Gas Asociado.** Son aquellos hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en un yacimiento a condiciones iniciales, en contacto con petróleo crudo comercialmente explotable. Al igual que el gas libre, esto ocurre, cuando los yacimientos de aceite se encuentran saturados.

- **Gas Rico.** Este tipo de gas, es el que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0,7 galones de C_3^+ (componentes por encima del C_3) por 1000 pies cúbicos estándar de alimento a una torre absorbadora.

- **Gas Acido o Agrio.** Es el tipo de gas que contiene más de 1 gramo de H_2S por 100 pies cúbicos estándar de gas, casi siempre es mucho mayor. Por tanto, la acidez de un gas se determina a partir de la cantidad de Acido Sulfúrico presente en el mismo.

- **Gas Dulce.** Es el gas que contiene menos de 1 gramo de H_2S por 100 pies cúbicos estándar de gas o cantidades bajas de CO_2 .

- **Gas Natural Seco.** Son hidrocarburos en estado gaseoso compuestos casi exclusivamente por metano (generalmente más del 90%). Puede provenir directamente de yacimientos de gas, caso en el cual se le denomina también Gas no asociado, o hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en el yacimiento, o también puede provenir de plantas de gasolina natural, donde el gas húmedo ha sido despojado de sus productos más pesados en forma líquida (condensado de gas).

- **Gas Húmedo.** Son hidrocarburos en estado gaseoso, en cuya composición aún predomina un alto porcentaje de metano (generalmente de

75 a 90 %), aunque las cantidades relativas de los componentes más pesados son mayores que en el caso de gas seco. El gas húmedo es aproximadamente equivalente a condensado de gas, fluido existente en yacimientos denominados yacimientos de condensado de gas. El fluido en el yacimiento (condensado de gas) se encuentra en estado gaseoso en el momento de su descubrimiento. Con posterioridad, generalmente exhiben el fenómeno denominado condensación retrógrada, ósea la formación de condensado en el yacimiento debido a reducción en presión y temperatura. Si la temperatura es constante, se denomina condensación retrógrada isotérmica.

➤ **Gas saturado.** Es el gas que contiene la máxima cantidad de vapor de agua a una presión y temperatura específica. En la industria del gas normalmente se expresa en libras de agua por millón de pie cúbico de gas despachado o transportado (lb H₂O/MMPCS). El poder calorífico calculado sobre base de gas saturado es menor que el correspondiente para gas seco o parcialmente saturado, debido al desplazamiento en volumen de gas combustible por vapor de agua en el sistema de medición. Igualmente, el poder calorífico a condiciones de saturación y una misma temperatura, será mayor en la medida en que la presión aumente.

1.2 SUB-PRODUCTOS DEL GAS NATURAL

El gas natural contiene elementos orgánicos importantes como materias primas para la industria petrolera y química. Antes de emplear el gas natural como combustible se extraen los hidrocarburos livianos como el etano y el etileno, y los pesados, como el butano y el propano. El gas que queda, el

llamado gas seco, compuesto principalmente por metano, se distribuye a usuarios domésticos e industriales como combustible. A continuación se describe brevemente los principales sub-productos y su uso más frecuente respectivamente.

➤ **Metano.** El metano es apreciado como combustible y para producir cloruro de hidrógeno, amoníaco, etino y formaldehído. También para fabricar plásticos, fármacos y tintes.

➤ **Etano.** Fundamental para la industria petroquímica. El etano es un hidrocarburo alifático alcano con dos átomos de carbono, de fórmula C_2H_6 . A condiciones normales es gaseoso y un excelente combustible.

➤ **Eteno o Etileno.** Se produce comercialmente mediante la destilación fraccionada del gas natural. Es muy reactivo y forma fácilmente numerosos productos como el bromoetano, el etilenglicol y el polietileno. En agricultura se utiliza como colorante y agente madurador de muchas frutas.

➤ **Propano.** Utilizado como combustible industrial y doméstico, el propano se separa de sus compuestos afines: el butano, etano y propeno, ya que rebaja la velocidad de evaporación de la mezcla líquida. El propano forma un hidrato sólido a baja temperatura, lo que constituye un inconveniente cuando se produce una obstrucción en las tuberías de gas natural. También se emplea en el llamado GLP, como combustible para motores, como refrigerante, como disolvente a baja temperatura y como fuente de obtención del propeno y etileno.

- **Butano.** A menudo se les añade propano en la elaboración del GLP. No obstante, la mayoría del n-butano se transforma en butadieno, que se utiliza para fabricar caucho sintético y pinturas de látex.

- **Benceno.** El benceno es un disolvente eficaz para ciertos elementos como el azufre, el fósforo y el yodo, también para gomas, ceras, grasas y resinas, y para los productos orgánicos más simples. Es uno de los disolventes más empleados en los laboratorios de química orgánica. Son conocidos sus efectos cancerígenos, y puede resultar venenoso si se inhala en grandes cantidades. A partir del benceno se obtienen numerosos compuestos, como el nitrobenceno. También es empleado en la producción de medicinas y otros derivados importantes como la anilina y el fenol.

- **Ciclohexano.** Se usa principalmente como disolvente para pinturas, resinas, barnices y aceites, así como intermedio en la fabricación de otros productos químicos industriales y fibras de nylon.

- **Gases licuados del petróleo.** Comúnmente en inglés se denomina GLP. Son productos de hidrocarburos primordialmente de alta presión de vapor (especialmente butano, propano, etano), obtenidos por equipos especiales en plantas de gasolina, y mantenidos en estado líquido a altas presiones.

- **GTL (Gas to liquid).** Una de las alternativas que se presentan para la utilización y monetización de las reservas de gas natural es un sistema de transformación del gas en líquidos, es decir en diesel y gasolinas altamente refinados y con un nivel de pureza superior a los derivados del petróleo.

La transformación de gases en líquidos se remonta a principios del siglo 20 cuando los alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch transformaron algunos gases. Después de muchos años y con los cambios tecnológicos, además de la proliferación de las reservas de gas, el sistema se aplica a través del nombre de GTL, de gas a líquidos.

Actualmente hay algunos proyectos de prueba en el mundo pero no se realizan aún en gran escala porque en todos los países donde se pretende implementar, el costo del líquido final para el consumidor es muy elevado debido a la inversión que se necesita para lograr el proceso. Si bien la idea tecnológica data de 20 años atrás, hasta hoy son contados los proyectos que están en marcha y funcionando a escalas económicamente rentables.

El costo de un proyecto se evalúa de acuerdo a la cantidad de barriles que se procesen diariamente y de acuerdo al tamaño de la planta.

Un proyecto GTL tiene tres etapas en el proceso de transformación del gas en líquidos combustibles, las cuales son:

Primera etapa: Gas natural (metano) es mezclado con oxígeno y da como resultado gas sintético.

Segunda etapa: Al gas sintético se le hace una reacción Fisher/Tropsch (apellidos de los alemanes pioneros en transformar gas en líquidos, principios del siglo XX), y se obtiene petróleo sintético.

Tercera etapa: Al petróleo sintético se lo somete a refinación standard y se obtiene, finalmente, diesel de alta calidad y ecológico, gasolinas de alto nivel de parafina, y otros líquidos menores.

Los principales objetivos del GTL es que es un combustible más limpio, que se utiliza el gas como materia prima para obtener líquidos, genera valor agregado al gas natural, ayuda a cubrir la demanda insatisfecha de diesel, representa un ahorro en divisas, el excedente puede ser destinado al mercado internacional.

➤ **GNL (Gas natural licuado).** Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para establecer reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -161 °C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

1.3 USOS Y VENTAJAS DEL GAS NATURAL

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia.

En el siguiente cuadro se presentan algunas de las aplicaciones más comunes de gas natural:

Tabla 1.1. Aplicaciones más comunes del gas natural

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor
	Industria de alimentos
	Secado
	Cocción de productos cerámicos
	Fundición de metales
	Tratamientos térmicos
	Temple y recocido de metales
	Generación eléctrica
	Producción de petroquímicos
	Sistema de calefacción
	Hornos de fusión
Comercio y Servicios	Calefacción central
	Aire acondicionado
	Cocción y/o preparación de alimentos
	Agua caliente
Energía	Cogeneración eléctrica
	Centrales térmicas
Residencial	Cocina
	Calefacción
	Agua caliente
	Aire acondicionado
Transporte de pasajeros	Taxis
	Buses

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

Es evidente que el incremento del uso del gas natural en todo el mundo, está directamente asociado a las ventajas que este combustible posee respecto a los combustibles utilizados más frecuentemente.

En general podemos decir que las ventajas de utilizar gas natural como combustible se pueden agrupar en Ventajas Generales, Operacionales y Medioambientales.

1.3.1 Ventajas Generales

Entre las ventajas generales que posee el gas natural se puede identificar claramente las siguientes:

- El gas natural cuenta con un precio competitivo.
- Tiene varias ventajas operacionales frente a otros combustibles.
- Su combustión es mucho más limpia que la de otros combustibles, lo que facilita el cumplimiento de exigentes normas ambientales.
- Dada la limpieza de su combustión, permite explorar mercados a los que anteriormente era difícil ingresar por restricciones medioambientales.

1.3.2 Ventajas Operacionales

Estas Ventajas Operacionales son importantes de considerar, ya que cada una de ellas representa un ahorro para la empresa.

- El gas natural está disponible inmediatamente, liberando a las industrias de la necesidad de contar con grandes estanques de reserva, disminuyendo el riesgo que ello implica y el costo financiero.
- No requiere preparación previa a su utilización, como por ejemplo, calentarlo, pulverizarlo o bombearlo como ocurre con el petróleo o el carbón.
- Los equipos y quemadores de gas natural son fáciles de limpiar y conservar.
- La combustión del gas puede cesar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de los aparatos que lo utilizan, lo que lo hace muy adecuado para cargas variables e intermitentes.
- La regulación automática es sencilla y de gran precisión, manteniendo constante la temperatura o la presión al variar la carga.
- Para múltiples aplicaciones, el rendimiento de combustión es superior al de otros combustibles por permitir una regulación perfecta y constante del exceso de aire de combustión, la cual puede reducirse al mínimo.

1.3.3 Ventajas Medioambientales

La combustión del gas natural está clasificada mundialmente como la más limpia entre los combustibles industriales tradicionales. De hecho, las emisiones de material particulado cumplen con las normas chilenas e internacionales más exigentes, sin necesidad de invertir en equipos de tratamiento de gases. Una de las grandes ventajas del gas natural respecto a

otros combustibles, son las bajas emisiones de su combustión, lo cual se puede ver en el siguiente cuadro.

Tabla 1.2. Emisión de distintos Combustibles (en términos del consumo energético)

Combustible	MP Material Particulado	SO_x Oxido de Sulfuro	NO_x Oxido de Nitrógeno
Gas Natural	1	1	1
Gas de Ciudad	3	61	0,5
Gas Licuado	1,4	23	2
Kerosene	3,4	269	1,5
Diesel	3,3	1.209	1,5
Fuel Oil N° 5	15	4.470	4
Fuel Oil N° 6	39,4	4.433,	4
Carbón	157	5.283	6
Leña	140	13	2

1.4 GAS NATURAL Y MEDIO AMBIENTE

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de re-inyección. En esos casos el gas se

considera como un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

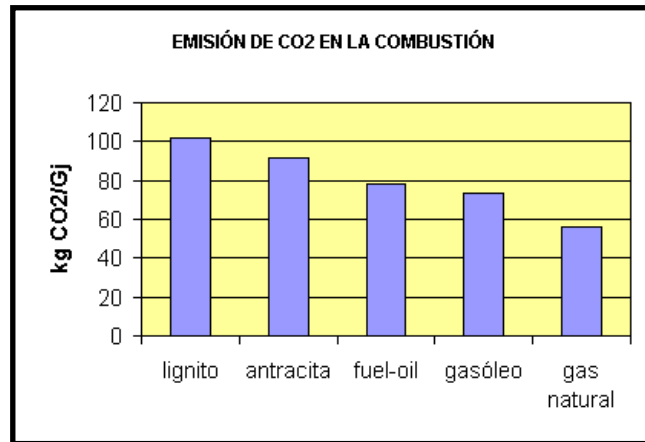
- La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las refinerías.
- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- Se puede emplear como combustible para vehículos, tanto privados como públicos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.
- Menores emisiones de gases contaminantes (SO_2 , CO_2 , NO_x y CH_4) por unidad de energía producida.

1.4.1 Emisiones de CO_2

El gas natural como cualquier otro combustible produce CO_2 ; sin embargo, debido a esta alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus

emisiones son un 40 o 50% menores de las del carbón y un 25 o 30% menores de las del fuel-oil.

Figura 1.1. Emisión de CO₂ en la combustión para diferentes combustibles



1.4.2 Emisiones de NO_x

Los óxidos de nitrógeno se producen en la combustión al combinarse radicales de nitrógeno, procedentes del combustible o del aire, con el oxígeno de la combustión. Este fenómeno tiene lugar en reacciones de elevada temperatura, especialmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95 al 98% de NO y del 2 al 5% de NO₂. Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO₂ a la lluvia ácida y a la formación del "smog" (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades).

La naturaleza del gas, debido a que su combustión tiene lugar en fase gaseosa permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de combustión

lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire.

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las modernas instalaciones tienden a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y los tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

1.4.3 Emisiones de SO_2

Se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10 ppm en forma de odorizante, por lo que la emisión de SO_2 en su combustión es 150 veces menor a la del gas-oil, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el fuel-oil.

1.4.4 Emisiones de CH_4

El metano, que constituye el principal componente del gas natural, es un causante del efecto invernadero, mucho más potente que el CO_2 , aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera mas corto que el del CO_2 . De acuerdo con estudios independientes, las perdidas directas de gas natural durante la extracción, trasporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado.

La mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera son causadas por la actividad ganadera y los arrozales, que suponen alrededor del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

1.4.5 Partículas sólidas

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. y además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

2. INDICE DE PRODUCTIVIDAD

La aproximación más simple para describir el comportamiento del flujo en los pozos de hidrocarburos, es el empleo del concepto de Índice de Productividad (PI). El PI, depende de parámetros de yacimiento tales como: permeabilidad, espesor de producción, viscosidad del fluido, factor volumétrico de formación, y los radios del pozo y de drenaje. Estos parámetros afectan la producción de hidrocarburos, mediante la siguiente ecuación:

$$q = PI * (SBHP - P_{wf}) \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

- q = Tasa de producción a una presión de fondo P_{wf} – STB/d.
- P_{wf} = Presión de fondo fluyendo.
- $SBHP$ = Presión estática de fondo – psi.

Esta expresión, fue desarrollada asumiendo las siguientes condiciones:

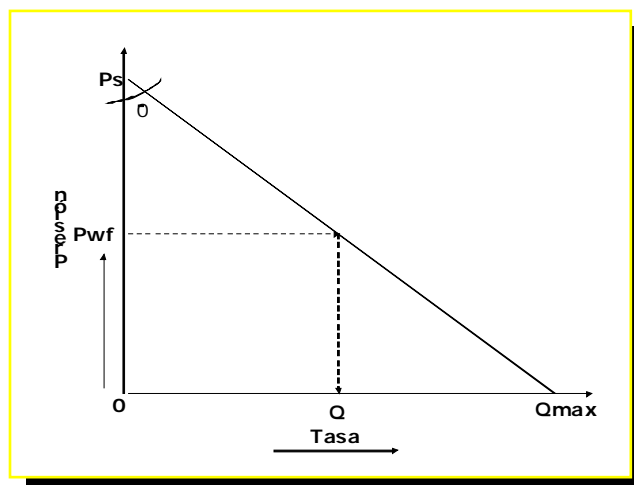
- El flujo es radial alrededor del pozo.
- Los fluidos provenientes del yacimiento se encuentran en una sola fase.
- La distribución de la permeabilidad en la formación es homogénea.

La ecuación sostiene que el flujo de líquido dentro del pozo es directamente proporcional a una disminución de la presión y solo puede ser usada en

campos en los cuales la P_{wf} esté por encima de la presión de burbuja; pero en muchos pozos con levantamiento artificial se experimentan presiones por debajo de la presión de burbuja, lo que genera la existencia de una fase de gas presente en el yacimiento cerca del diámetro interno, lo que hace que las condiciones que se usaron para desarrollar la ecuación de PI no sean validas totalmente.

El índice de productividad se define como la cantidad adicional de fluido que el pozo puede producir por cada libra (Psi) de caída de presión ("draw-down") obtenida en la formación. En otras palabras, si un pozo tiene un PI de uno (1), por cada libra (Psi) de presión que se alivie en la cara de la formación, el pozo producirá un (1) barril adicional de fluido. Por lo tanto, cuando se busca un incremento de producción, se deben buscar pozos con alto índice de productividad (PI). Por ejemplo, un pozo con un PI de 0.5 y una contrapresión en la cabeza de 50 psi, incrementará su producción en 25 Bbls por día cuando la presión en la cabeza sea reducida a cero (0) psi.

Figura 2.1 Diagrama de PI para un Yacimiento con presión superior a la presión de burbuja



La máxima tasa de producción (potencial) de un pozo, se obtiene cuando la P_{wf} es baja comparada con la presión estática de yacimiento SBHP. Un pozo puede estar produciendo al 20%, 50% u 80% de la tasa máxima de flujo, dependiendo de la relación existente entre la P_{wf} y la SBHP. Si existe un equipo diseñado óptimamente en el pozo, la PBHP debería ser menor al 10 % de la SBHP para asegurar máxima producción.

A menudo, los pozos que trabajan con bombeo mecánico, tienen una columna de líquido alta, con gas en solución sobre la bomba. Los pozos normalmente producen una cantidad apreciable de gas que fluye por el anular, lo que permite que esta cantidad de líquido sea aireado, provocando una disminución en la densidad de la columna de líquido que se encuentra sobre la bomba.

Esta columna liviana de líquido y gas que existe sobre la bomba y una presión baja en la cabeza del revestimiento "CHP", puede resultar o verse reflejada en una baja P_{wf} , de manera que una máxima cantidad practica de fluidos este siendo producida. Si la P_{wf} es baja comparada con la SBHP se podría tener una producción máxima desde el pozo, aún cuando exista una altura considerable de la columna de líquido y gas sobre la bomba durante una operación normal de producción del pozo; además, se acostumbra liberar este gas, debido a que este puede bloquear las bombas.

Para yacimientos con flujo bifásico (líquido y gas), donde la presión de yacimiento es menor a la presión en el punto de burbuja, Vogel (con base a las ecuaciones de Weller) propuso la siguiente expresión para construir la relación Q vs. P .

3. DISEÑO Y OPERACIÓN DE LINEAS DE RECOLECCION DE GAS.

El método más común para transportar fluidos en general, de un punto a otro consiste en impulsarlos a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentemente utilizadas, ya que ofrecen no solo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para un mismo perímetro exterior que cualquier otra forma de transporte.

Aquellos flujos donde las variaciones en densidad son insignificantes se denominan incompresibles; cuando las variaciones en densidad dentro de un flujo no se pueden despreciar, se llaman compresibles. Los flujos compresibles se presentan con frecuencia en las aplicaciones de ingeniería; precisamente, entre los ejemplos más comunes se puede contar las tuberías de alta presión para la recolección y el posterior transporte de gas.

Por lo general, ninguna tubería instalada se encuentra estrictamente en forma horizontal. Cuando se considera una tubería horizontal, implica simplemente que la longitud de la línea es mucho mayor que cualquier cambio de elevación. Si en algún punto de la línea se llega a condensar fluido y la energía de esta fracción de líquido es insuficiente para superar un declive de la línea (ascender), el líquido se quedará estancado en aquel declive. A medida que parte de la fracción de líquido asciende empujada por el gas, se generan pérdidas de presión extras que poco a poco van

disminuyendo la capacidad de flujo de gas por la línea. Es por esta razón, que siempre se busca sostener la presión y la tasa de flujo lo suficientemente altas de manera tal que se pueda mantener estas fracciones de líquido en constante movimiento a lo largo de la tubería.

Las tuberías que componen el sistema de manejo del gas natural, incluidas la troncal principal y las líneas de distribución, proporcionan un método económico para el transporte del gas natural a lo largo de grandes distancias. Éste es un proceso que se puede subdividir en cuatro etapas: el sistema de manejo en campo, la estación de compresión, la troncal principal y las líneas de distribución.

Entre los factores que se deben considerar en el diseño de una línea de recolección de gas y durante la operación del mismo se incluyen la naturaleza y volumen del gas a ser transportado, la longitud de la línea, el tipo de terreno que va a atravesar, las máximas elevaciones de la ruta, la localización de los pozos, y la ubicación de la estación de compresión.

Cuando se trata de un campo nuevo o de un campo en el que se está llevando a cabo una campaña de perforación para maximizar factor de recobro, el diseño del manejo del gas debe ser lo suficientemente grande para poder satisfacer la producción adicional de otros pozos que puedan descubrirse posteriormente en la zona.

El flujo del gas natural en las tuberías está sometido a pérdidas de energía, representadas principalmente en fricciones, pérdidas internas debido a efectos de viscosidad y a la rugosidad de la pared interna de la tubería. Con excepción del flujo laminar, éstas pérdidas de energía no se pueden deducir

teóricamente, y deben ser determinadas de forma experimental y correlacionadas en función de las variables de flujo.

El diseño de una línea de distribución debe incluir el análisis de los siguientes parámetros:

- **Parámetros de tubería:** Diámetro, espesor de pared, grado, rugosidad efectiva.
- **Parámetros del gas:** Composición, gravedad específica, factor de compresibilidad, peso molecular, poder calorífico.
- **Parámetros de transferencia de calor:** Temperatura de tubería, temperatura de alrededores, profundidad de enterramiento, conductividad térmica del suelo.
- **Parámetros del sistema:** Oferta y demanda de gas, presión de operación, presión de entrega, temperatura de operación, cambios de elevación.
- **Parámetros de compresión:** Unidades disponibles, temperatura ambiente, eficiencia adiabática.
- **Parámetros económicos:** Costos de capital, costos de operación y mantenimiento, costos del combustible, depreciación, tasa de retorno e impuestos.

3.1 CRITERIOS DETERMINANTES

Al realizar el diseño de la red de recolección de gas, es favorable determinar una serie de criterios que ayudaran a establecer la manera más adecuada de plantear el nuevo sistema, estos criterios se presentan a continuación.

➤ **Caída óptima de presión.** Es la caída de presión más eficiente desde el punto de vista económico y operacional. Se usa como una guía para diseñar una red de gas con los mínimos requerimientos en facilidades y costos operacionales.

Una buena guía para caída de presión óptima es de 3 a 5 psi/km. Caídas de presión mayores causarían que el compresor aguas abajo trabaje a una mayor potencia para cumplir con una presión de descarga específica, generando mayores costos en combustible. Caídas de presión menores indican un exceso de facilidades.

➤ **Velocidad óptima.** Altas velocidades de flujo pueden ocasionar vibración y erosión en el gasoducto. La máxima velocidad de un fluido compresible a través de una tubería está limitada por la velocidad de propagación de una onda de presión que viaja a la velocidad del sonido en el fluido. A medida que el fluido avanza aguas abajo en una tubería de diámetro uniforme la presión cae y la velocidad se incrementa, como resultado de esto, la máxima velocidad se encuentra en el extremo de la tubería corriente abajo. Si la velocidad es lo suficientemente alta, la velocidad de salida alcanzará la velocidad del sonido.

Un buen criterio para el diseño y operación de gasoductos es que la velocidad del gas sea inferior a 20 m/s.

La máxima velocidad permisible en una línea de gas, está gobernada por el ruido, las pérdidas de presión y la turbulencia. El valor de aplicación siempre va a ser mucho menor que la máxima velocidad calculada. Estas velocidades

suelen encontrarse a la salida de una restricción del área de flujo, como es el caso de estranguladores, válvulas, etc.

➤ **Optima relación de espaciamiento del sistema de compresión.**

La relación de compresión para turbinas es de 1,2 a 1,5. Para un gradiente de presión de 3 a 5 psi/Km, esto significa un espaciamiento entre compresores de 80 a 250 Km. Para gasoductos largos lo ideal es una relación de compresión de 1,4 y espaciamiento de 100 Km.

➤ **Guías para seleccionar el diámetro de tubería.** La tubería debe tener capacidad para manejar el perfil de producción proyectado con respecto al tiempo, incluyendo los picos máximos, con una aceptable caída de presión dentro del rango sugerido.

El diámetro debe tener una tolerancia de cerca del 10% para futuros incrementos de flujo con mínima adición de compresores. La tubería debe proveer un suficiente empaquetamiento para manejar fluctuaciones en carga razonables.

➤ **Empaquetamiento de tubería.** Empaquetamiento es el volumen total de gas contenido en la tubería a un momento o tiempo específico. El empaquetamiento es una medida de la presión promedio en el sistema y por lo tanto es un parámetro clave que constantemente debe ser monitoreado. Si el suministro de gas en el sistema es más grande que la entrega o demanda, la línea se empaqueta y la presión promedio se incrementa. Bajo estas circunstancias el sistema está siendo "empaquetado".

Cuando ocurre una caída de presión en la red de gas, el gas se expande, lo cual causará que se incremente la velocidad del mismo. Por lo tanto, una disminución en el empaquetamiento requiere más compresión para mantener una tasa de flujo dada.

Si el sistema es mantenido a un nivel alto de empaquetamiento, requerirá menor compresión, y eso es lo que se busca en la operación de gasoductos, logrando mayor eficiencia operacional y máxima capacidad de entrega. Sin embargo, se debe tener en cuenta que al trabajar al máximo empaquetamiento cualquier aumento de presión por disminución de la demanda, puede exceder la máxima presión de operación.

➤ **Máxima presión de operación.** Es la máxima presión a la cual una tubería puede ser operada. Cuando se excede este valor se debe disminuir la presión de la red de gas, por ejemplo mediante venteo del gas o por consideraciones ambientales, mediante la quema del mismo. En la regulación colombiana, para gasoductos, este valor corresponde a 1200 psia.

Cuando se presenta una sobrepresión, se debe regular colocando válvulas de alivio, que por lo general son automáticas. En el caso contrario, es decir, cuando hay pérdidas repentinas de presión ocasionadas por ejemplo, por un escape en la red de gas, el flujo se interrumpe al accionarse automáticamente las válvulas de corte, que operan con el mismo gas (autorreguladas), y deben estar ubicadas cada 5 -10 Km.

Las válvulas de cierre o de corte actúan al presentarse un delta de presión específico, el cual debe predeterminarse como un valor que permita manejar

las tasas de flujo máximas y mínimas sin que se accionen continuamente estas válvulas.

➤ **Configuración del sistema de compresión.** Los compresores normalmente se colocan en paralelo o en serie. Los arreglos en paralelo se utilizan para relaciones de compresión moderadas y altas tasas de flujo. Los arreglos en serie normalmente se utilizan para altas relaciones de compresión y tasas de flujo moderadas.

➤ **Máxima temperatura de descarga de compresores.** Se debe limitar para proteger la integridad de la tubería y el recubrimiento. En el caso de que se exceda la temperatura máxima se deben colocar enfriadores o disminuir la relación de compresión. La máxima temperatura es de 250°F para tuberías desnudas (sin recubrimiento). Para tuberías con recubrimiento interno la máxima temperatura normalmente es de 100°F, dependiendo del material del recubrimiento.

3.2 TRANSFERENCIA DE CALOR EN LÍNEAS DE GAS NATURAL

El fenómeno de transferencia de calor tiene una marcada influencia respecto a las evaluaciones técnicas y económicas incluidas en el diseño y operación de un sistema de transporte de gas natural. Por ejemplo, es medida de reglamentación y regulación mantener una supervisión constante sobre la temperatura de flujo durante la operación de un gasoducto para cumplir con un rango de temperatura de entrega.

Hay casos en los que se requiere información de la interacción del ambiente – tubería – tierra para poder modelar condiciones de flujo más reales y obtener una mejor perspectiva en el momento de considerar nuevas variables operacionales, de acuerdo a las necesidades que se vayan presentando.

La mayoría de las ecuaciones usadas para calcular los parámetros que definen el flujo en una tubería requieren del uso de un solo valor de temperatura, que por lo general es la temperatura promedio. Lo importante es que este valor sea representativo de toda la línea, puesto que tiene un impacto directo en la propiedad que se esté evaluando.

La predicción de la distribución de temperatura en un sistema fluyendo puede ser tan importante como el perfil de presión, ya que afecta las consideraciones del diseño. En vista de que los hidratos de gas, el comportamiento de fase vapor – líquido, el contenido de agua y la condensación de los componentes más pesados, son casos considerados como sensibles a la temperatura, es necesario contar con valores confiables para que al realizar los cálculos y análisis correspondientes, se obtengan resultados bastantes similares a lo que será el comportamiento real.

Así como la temperatura ambiente no es la misma a lo largo de la longitud total de la línea de gas, la temperatura del gas que fluye tampoco permanece constante. Cuando se realizan estudios de simulación para redes de pequeñas extensiones y en lugares donde los cambios de temperatura no son muy altos, normalmente es suficiente usar una temperatura promedio para calcular la caída de presión.

4. GENERACION DE ENERGIA

La calidad de un flujo energético está asociada fundamentalmente a la capacidad de conversión de dicho flujo en otros tipos de energía. Así, la energía eléctrica es considerada una forma noble de energía, ya que puede ser totalmente convertida en cualquier otra. El calor, y por ende los combustibles, determinan su calidad en función de la temperatura a la cual se verifica el flujo energético correspondiente; a niveles más altos de temperatura corresponde mayor calidad energética en el flujo de calor.

Este importante aspecto del análisis de sistemas energéticos desafortunadamente muchas veces es olvidado, comparándose magnitudes energéticas con bases muy distintas y evaluándose así las pérdidas de modo equívoco. Tales consideraciones son oportunas al presentarse la cogeneración, ya que se busca con este procedimiento de conversión energética mejorar la calidad de la energía producida por un combustible.

Al desarrollarse una nueva tecnología en materiales, las turbinas a gas natural entran a jugar un papel preponderante en los sistemas de generación y cogeneración, en estos últimos debido a que la mezcla estequiométrica de combustible para una turbina de gas es rica en aire, los productos de combustión resultantes van a ser limpios, pudiéndose aprovechar en forma directa en equipos de generación de vapor o refrigeración, sin ser una amenaza crítica la corrosión, además esta riqueza de oxígeno puede ser aprovechada como comburente en la post-combustión.

La importancia de los sistemas de cogeneración radica en que se aprovecha al máximo la energía de los recursos no renovables, como son: combustibles fósiles y el biogás (gas resultado de la descomposición de la materia orgánica), generando energía eléctrica y térmica para un determinado proceso. De hecho, se trata de un procedimiento muy empleado en los países desarrollados y nuevamente en expansión, ya que sus niveles más altos de eficiencia implican reducir el consumo de combustibles y todos los costos asociados, inclusive el costo ambiental, reduciendo la entropía del proceso.

Teniendo en cuenta estas posibilidades y frente a las nuevas estructuras institucionales y legales del sector energético, con mayor participación del sector privado en la oferta de electricidad, la generación con gas natural viene ampliándose significativamente en países europeos, Estados Unidos y Japón. También ha contribuido a esta expansión la mayor disponibilidad de gas natural y la evolución de las turbinas de gas. Por otra parte, los países latinoamericanos y caribeños han desarrollado muy poco esta tecnología en sus sistemas eléctricos, a pesar de las potencialidades existentes en toda la región. En Colombia ya existen proyectos en marcha, pero se hace necesaria su difusión en el sector industrial y de servicios, para de ésta manera buscar que ésta tecnología dé una salida amplia al mercado del gas natural para cumplir las proyecciones del Plan de Masificación del Gas Natural.

Es un equívoco muy común, asociar la cogeneración necesariamente con producción de electricidad, ya que cogeneración presupone producción de calor útil y trabajo, sea como energía eléctrica o mecánica, por ejemplo, en un eje de un compresor. De hecho, para la producción de electricidad en los generadores, la energía mecánica es una forma intermedia.

4.1 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A GAS NATURAL

La generación de energía eléctrica por sistemas convencionales tiene rendimientos del 35 al 40% con hasta un 65% de la energía primaria consumida desperdiciada como calor residual.

El gas natural se ha constituido en un combustible atractivo para la generación de electricidad con alto rendimiento en toda una serie de aplicaciones que además ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental, siendo esto último algo clave para las compañías petroleras operadoras en cuyos campos se produce una cantidad considerable de gas.

Son razones para el renovado interés en el uso del gas natural para generación de electricidad:

- El desarrollo de ciclos combinados a gas con turbina de gas (CCGT).
- El considerablemente menor impacto ambiental que aporta la generación eléctrica con gas que con otros combustibles sólidos.
- La disponibilidad a largo plazo de grandes y crecientes reservas de gas.
- Las centrales CCGT pueden ser construidas con relativa rapidez y con costos de inversión relativamente bajos.

4.2 LA COGENERACIÓN A GAS NATURAL

Dos terceras partes de la energía consumida por las plantas de generación eléctrica convencionales se arrojan al ambiente, los sistemas de cogeneración

aprovechan mucha de esa energía térmica desperdiciada y la usa para varios fines (por ejemplo, calefacción y acondicionamiento de espacios, refrigeración, y otros procesos industrialmente necesarios). Los sistemas de cogeneración se basan en un diverso número de equipos y tecnologías comercialmente disponibles, que ofrecen ventajas de eficiencia en relación con los sistemas de generación convencionales, como:

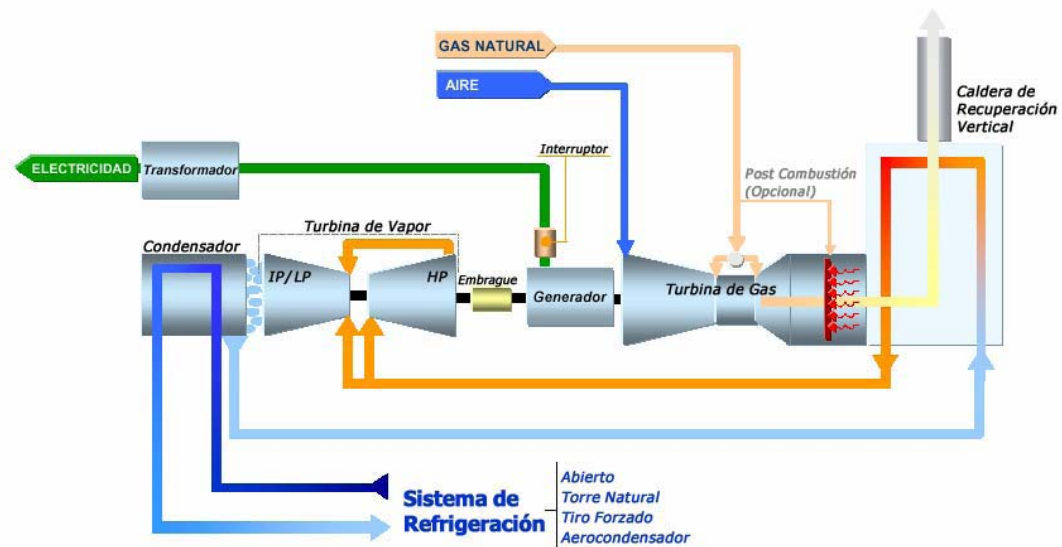
- Hay ahorro de energía primaria (combustibles) de un 30 a un 60%, debido a la eficiencia del sistema de cogeneración.
- Crecimiento económico nacional por la disminución de combustibles importados; por la generación de riqueza en la intermediación bancaria por los créditos destinados a éste fin y en la compra de seguros; la generación de empleo, entre otras.
- Reducción de la contaminación ambiental al reducir la entropía del proceso.
- Diversificación de la canasta energética, uno de los objetivos del Plan de Masificación del Gas.
- Surgimiento de parques industriales en zonas alejadas de las redes de distribución eléctrica debido a la autosuficiencia energética.
- Economía para el generador debido a la reducción de los costos.
- Independencia de suministro de energía eléctrica.
- Incremento en las utilidades de las empresas cogeneratoras, pues los sobrantes de energía se pueden vender.
- Mayores ganancias para productores, transportadores y comercializadores de Gas Natural, por el incremento en la demanda.

Se escoge el gas natural como combustible para los sistemas de cogeneración por las siguientes razones:

- El gas natural es un combustible ambientalmente amigable por la reducción de emisiones comparados con otros combustibles usados.
- Además el gas natural extiende el tiempo de vida útil de los equipos de combustión debido a su elevado número octano y a la cantidad reducida de contaminantes que posee. Los combustibles líquidos por la presencia de metales afectan los álabes de las turbinas, reduciendo su vida útil.

El avanzado desarrollo de las turbinas de gas natural ha permitido alcanzar ahorros de energía de entre el 15 y el 40%. La investigación y desarrollo de nuevas tecnologías está abriendo continuamente nuevas fronteras con rendimientos todavía mayores y por consiguiente menos contaminación.

Figura 4.1. Sistema de Generación Eléctrica con Gas Natural



5. INGENIERIA CONCEPTUAL

Debido a la cantidad tan alta de información de producción que se puede obtener en un campo petrolero, se hace necesaria una recopilación, selección y clasificación de esta de la manera más adecuada para lo que vaya a ser utilizada, a continuación analizarla y posteriormente llevar a cabo un determinado estudio.

Por la misma razón de tener una gran cantidad de información, esta a su vez se convierte de difícil acceso o carece en ocasiones de credibilidad (debido al tiempo, metodología de las medidas, etc.). Es por esto que durante este primer proceso, es necesario realizar una toma de datos confiable puesto que la ingeniería conceptual es la etapa más importante para la realización de un proyecto en un campo donde la información no se encuentra disponible de forma tal que se pueda proceder a analizar, observar y empezar a plantear o elegir la mejor alternativa.

5.1 ETAPAS DE UNA INGENIERIA CONCEPTUAL

La ingeniería conceptual puede distribuirse en tres etapas principales organizadas de la siguiente manera:

5.1.1 Recopilación de la información

Esta fase debe realizarse a las condiciones actuales del sistema, la toma de presiones en cabeza, la temperatura del sistema y los flujos de cada pozo deben ser datos recientes y confiables, esto implica que durante las mediciones los equipos y herramientas se encuentren muy bien calibrados, puesto que de ellos depende la veracidad de esta información.

5.1.2 Selección de la información

La información seleccionada será solamente la necesaria para el estudio, en un campo petrolero es común observar información que se toma para realizar pruebas, pero esta depende al mismo tiempo de las condiciones del sistema. Es por esto que principalmente es tomada en cuenta aquella con la que se puede analizar cual es la falencia del sistema.

5.1.3 Clasificación y análisis de la información

La clasificación se debe realizar según la ubicación de los pozos y las baterías del campo, puesto que cada uno de ellos tiene un comportamiento diferente. A pesar de que el análisis del sistema debe ser global, las condiciones a las cuales se encuentra cada pozo afecta el sistema de manera tal que en la simulación deben ser tenidas en cuenta. Seguidamente se realiza el análisis respectivo de la información que se ha recopilado y organizado, este análisis consta del planteamiento y revisión de alternativas en las cuales se debe tener en cuenta tanto la parte técnica como económica del proyecto y la elección finalmente de la más favorable teniendo en cuenta estos dos aspectos.

5.2 DESARROLLO DE LA INGENIERIA CONCEPTUAL.

Para el desarrollo de la ingeniería conceptual se tomaron los datos de información existente de los caudales, las presiones en cabeza de pozo, la topografía de la red de distribución actual, entre otras, con el fin de realizar las respectivas simulaciones, obtener alternativas y elegir la más favorable desde el punto de vista técnico-económico.

De esta manera fue posible proponer una alternativa para el sistema de gas, así mismo el estimativo de la inversión para las líneas y los equipos requeridos de la alternativa a seleccionar.

El trabajo realizado en la ingeniería conceptual requerido para este proyecto, de una manera más detallada, se muestra a continuación donde se describe el proceso llevado a cabo.

5.2.1 Recolección y análisis de la información

En esta etapa se revisó y analizó la información suministrada por la empresa operadora, tal como condiciones de operación de cada uno de los pozos involucrados en el proyecto y de las baterías, caudales de los fluidos, planos del campo incluida la localización de los pozos y la red de recolección y transporte con cotas de nivel, entre otros.

5.2.2 Confirmación en campo de la geometría de las redes de transferencia Pozos-Batería

En las visitas técnicas se verificó la geometría de las redes de transferencia con el objeto de contar con información detallada de las facilidades para el manejo del gas.

5.2.3 Análisis del sistema actual de recolección y transporte

Se realizó una simulación hidráulica del sistema de recolección y transporte del gas producido por los pozos, con el fin de precisar el desempeño actual del sistema.

5.2.4 Planteamiento de alternativas para el manejo de gas de anulares y de baterías

Esta actividad comprendió el análisis de las diferentes alternativas para el manejo del gas proveniente de los anulares de los pozos y de las baterías de producción del campo.

5.2.5 Selección de la mejor alternativa para el manejo del gas

En esta etapa se realizó un estudio técnico, que permitió proponer cuál de las alternativas encontradas y propuestas en las etapas anteriores, era la más adecuada para llevar a cabo la recuperación del gas de los anulares y del manejado por las baterías de producción. En esta etapa se definió junto con los funcionarios de la empresa operadora el sistema más conveniente para el manejo del gas del campo.

5.3 GENERALIDADES DEL PROCESO DE OBTENCIÓN DE GAS Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN EL CAMPO ESTUDIADO

El Campo que se estudio se encuentra ubicado en la región del Magdalena Medio en el departamento de Boyacá. Este campo cuenta con una extensión de 60 km², un aproximado de 80 pozos productores, una campaña de perforación que estuvo dada en el año 2007 por 14 pozos nuevos y en el año 2008 por 18 pozos a perforar.

El campo recibe su producción en 4 baterías denominadas Batería 1, Batería 2, Batería 3 y Batería 2A. Esta a su vez, es transferida a una estación de recolección principal que denominaremos MEL-26, esta recibe el crudo de otros campos aledaños que es bombeado desde este punto al oleoducto.

En la figura 5.1 se muestra un diagrama de la red actual de recolección de gas del campo, la cual está conformada por 4439 metros de tubería de 2 pulgadas y 7677 metros de tubería de 2-7/8 pulgadas.

El gas de anulares de 11 pozos y el gas en solución que se separa, proveniente de los pozos que llegan a las Baterías 1 y 2 ingresa a la red actual, llegando a la estación MEL-26 con una presión de 30 psig.

En este campo, actualmente se producen aproximadamente 107 MSCFD de gas proveniente de los anulares de los 11 pozos que van hacia la estación principal MEL-26. A su vez también se producen aproximadamente 523 MSCFD de gas en solución proveniente de los separadores de cada una de las baterías (1, 2, 2A y 3).

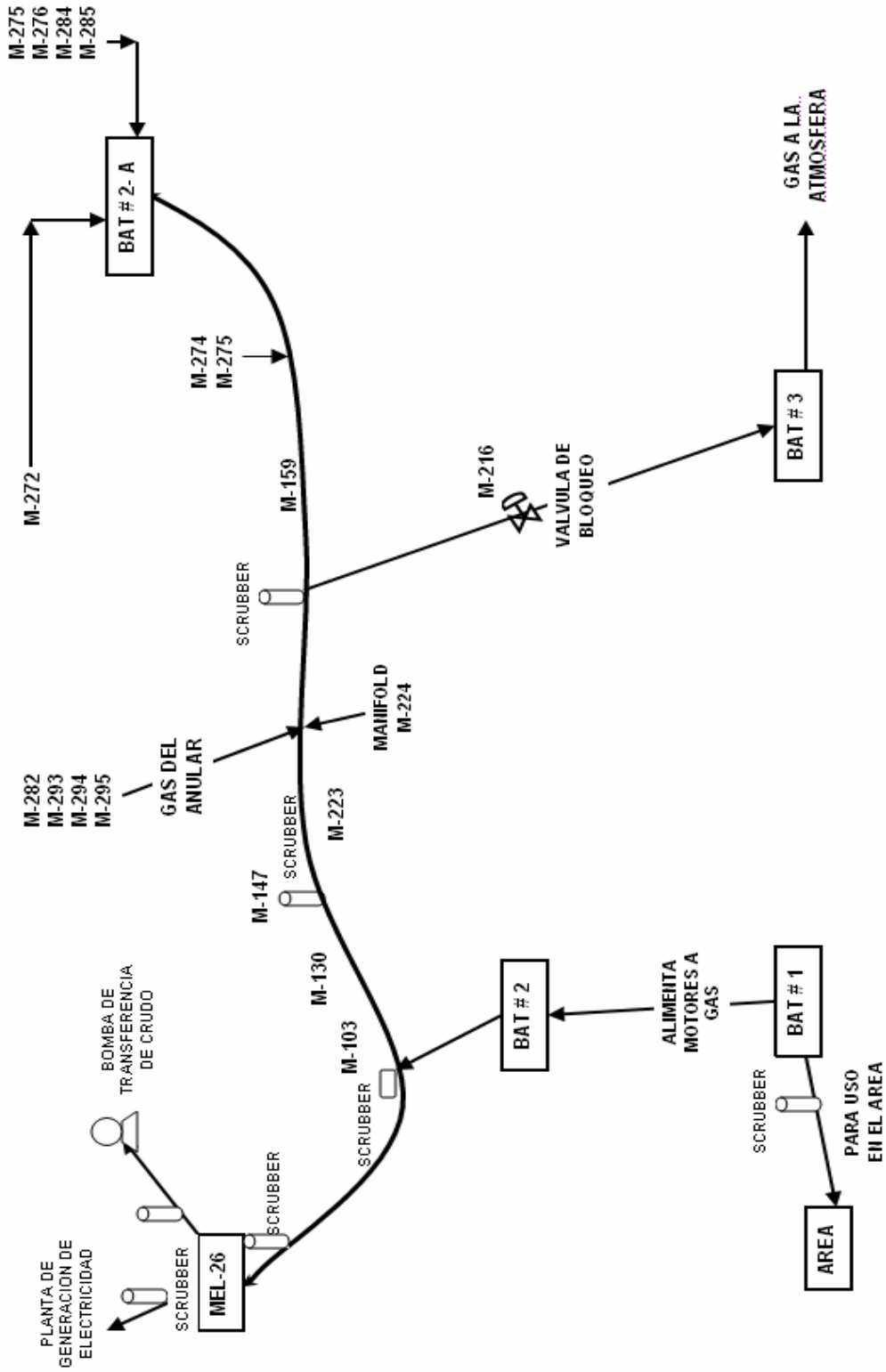


Figura 5.1 Red actual de recolección de gas del campo estudiado

Se quiere utilizar el gas que viene de los pozos productores conectados y de los no conectados a la red de gas, para llevarlo hasta MEL-26, asegurando una entrega mínima de 630 – 650 MSCFD para ser utilizado en generación eléctrica.

Para determinar el flujo aproximado de gas producido actualmente por los anulares de los pozos del campo que están conectados a la red de gas y por algunos que no se encuentran conectados a la red de gas pero que presentan flujos de gas significativos, se utilizó el equipo The Well Analyzer de Echometer¹.

En cada batería se encuentran instalados medidores de gas (platinas de orificio) a la salida de cada separador general y separador de prueba. La medición de estos flujos se hizo en base a los datos reportados y las correlaciones que se tienen para cada una de las baterías. La toma de datos se realizó solamente para el separador general a mediados del mes de noviembre de 2007, y se calcula un promedio diario (de los flujos de gas para los días en que se realizó la medición).

Actualmente en el Campo estudiado, se consume energía en las Baterías 1 y 2A del mismo, en la estación de generación MEL-26, 14 pozos que poseen unidades de bombeo con motores a gas, la zona industrial, oficinas, casino, etc. De la tabla 5.3, se puede ver que el consumo aproximado actual de gas en el campo es de 550 MSCFD.

¹ Equipo de medición de caudales y presiones en cabeza de pozo. Ver Anexo A

Tabla 5.1. Producción actual y proyectada de gas por pozo en el Campo

ITEM	POZOS			Gas de anulares hacia la troncal de gas (MSCFD)	Gas en solución hacia Batería 2 (MSCFD)	Gas en solución hacia Batería 2A (MSCFD)	Gas en solución hacia batería 3 (MSCFD)	GAS TOTAL (MSCFD)
	Nombre	Punto de llegada del gas en solución	Estado del pozo					
1	M-284		Existente	35				35
2	M-285		Existente	16				16
3	M-277		Existente	13,8				13,8
4	M-276		Existente	5				5
5	M-291		Existente	31				31
6	M-250		Existente	6				6
7	M-272		Existente	65				65
7	M-274		Existente	5				5
8	M-275		Existente	10				10
9	M-296		Existente	19				19
10	M-288		Existente	13				13
11	M-269		Existente	9				9
12	M-289		Existente	11				11
13	M-282		Existente	4				4
14	M-293		Existente	15				15
15	M-294		Existente	3				3
16	M-295		Existente	4				4
17	M-286		Existente	22				22
18	M-169		Existente	16				16
19	M-280	B-3	Nuevo-2007	14,7			42	56,7
20	M-316	B-3	Nuevo-2007	7,125			21	28,125
21	M-292	B-2	Nuevo-2007	10,5	31,5			42
22	M-317	B-3	Nuevo-2007	7,125			21	28,125
23	M-283	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
24	M-297	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
25	M-298	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
26	M-299	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
27	M-300	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
28	M-302	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
29	M-303	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
30	M-304	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
31	M-305	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
32	M-307	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
33	M-308	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
34	M-309	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
35	M-310	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
36	M-311	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
37	M-312	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
38	M-313	B-2A	Nuevo-2008	7,125		21		28,125
39	M-314	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
40	M-315	B-3	Nuevo-2008	7,125			21	28,125
TOTALES				470,5	31,5	231	231	964

Tabla 5.1. Producción global de gas en el campo estudiado.

FUENTE DE GAS	GAS DE ANULARES (MSCFD)	GAS EN SOLUCIÓN ACTUAL (MSCFD)	GAS EN SOLUCIÓN DE POZOS NUEVOS 2007-2008 (MSCFD)	TOTAL GAS (MSCFD)
BATERIA 2A		202	231	433
BATERIA 3		212	231	443
BATERIA 2		59	31,5	90,5
BATERIA 1		50	0	50
POZOS	470,5			470,5
TOTAL GAS	470,5	523	493,5	1487,0

Tabla 5.3. Consumo de energía en el Campo estudiado

Batería	Equipo	Características
Batería 1	Motor.	50 HP, 50 MPCD.
Batería 2	Planta de Diesel alternativa.	Genera 120 KW/H y consume 90 KW/H (90 galones de ACPM por día).
Batería 2 ^a	Planta generadora de energía. Caterpillar G342.	100 MPCD, tiene la capacidad para generar 175 KVA pero esta generando 140 KVA.
Batería 3	Bomba de transferencia (motor eléctrico).	100 HP. Consume 23 amperes.
MEL-26	Planta Cummins.	240 MPCD, 920 KW/H y genera entre 280 y 360 KW/H.
	Motor bomba del oleoducto.	580 HP, 140 MPCD.
MEL-26	Motor alternativo Diesel.	850 HP (Consume 850 galones de ACPM por día).

<i>Tabla 5.3 Continuación</i>		
14 pozos	Motor de combustión.	25 HP. 5MPCD por cada uno. En total 70 MPCD.
Oficinas, casino y etc.		130 KW/H.
Zona Industrial	Planta alternativa.	300 KW/H, consume 140 KW/H (200 galones de ACPM por día).

Se planea reemplazar los motores a gas de las unidades de bombeo que funcionan por este mecanismo por motores eléctricos y además se plantea la inyección de aguas residuales (SIAR) mediante bombas con motores a gas.

Para efectos de establecer el estado de la red actual, se llevo a cabo la simulación hidráulica del sistema en un software de procesos tomando el gas de anulares de 11 pozos (182.8 MSCFD) que actualmente se encuentran conectados a la red y el gas en solución de las baterías 1 y 2 (109 MSCFD).

La presión de descarga en MEL-26 se estableció en 30 psig. A partir de la tabla 5.4 se puede apreciar que la presión calculada en el anular de los pozos se encuentra por encima de la presión de operación establecida, lo cual puede afectar el nivel de fluido, disminuyendo de esta forma, como se comento en el capítulo 2, la producción de crudo en los pozos. Este aumento en la presión puede ser debido a la presencia del pozo M-272. La tabla 5.5 presenta un resumen de los resultados de la simulación hidráulica de la red actual sin el pozo M-272.

El diseño de la red de gas actual con la que cuenta el campo estudiado, se realizó a medida que iban surgiendo necesidades para el transporte del gas de un punto a

otro, por lo tanto uno de los criterios desconocidos es el valor de la capacidad de transporte de la red actual.

Esta red de recolección posee problemas operacionales para transportar el gas proveniente de los anulares, como lo son:

- La no conexión de las Batería 2A y 3 al cabezal principal de recolección de gas, ya que por el alto flujo de gas producido en las mismas, podría presurizar los separadores y afectar la integridad y seguridad en el motor de la planta presentando atascamiento de crudo cuando el mismo falla.
- La proyección del cierre del pozo M-272 el cual es el de mayor potencial de gas en el campo y que por esta razón podría estar robando energía del yacimiento aunque el empuje principal del mismo es por acuífero activo.
- La no inclusión de pozos no conectados al sistema, ricos en producción de gas aprovechable para la producción de energía.
- La formación y acumulación de condensados en las partes de menor elevación de la red de gas, presentando la necesidad de evaluar la misma o rediseñarla para la recolección adecuada de estos condensados.

Para la realización de la simulación de la red actual de gas, fue necesario contar con información básica: los perfiles de elevación, accesorios, longitudes y diámetro de tubería, presión, composición y flujo de gas en cada pozo. De acuerdo a los planos y cartas topográficas suministrados por la empresa operadora la actual red de gas se encuentra distribuida en 6 perfiles, los cuales fueron facilitados con sus respectivas coordenadas y cotas para la ubicación en campo al igual que el diámetro y las longitudes de tuberías entre perfiles.

Tabla 2.4 Resultados de simulación hidráulica de la red actual.

ITEM	POZOS	DISTINTIVO	GAS HACIA ANULAR (MSCFD)	GAS EN SOLUCION (MSCFD)	PRESIÓN MEDIDA (Psig)	PRESIÓN CALCULADA (Psig)
1	M-284	Existente	35		40	50,47
2	M-285	Existente	16		40	50,46
3	M-277	Existente	13,8		42	50,46
4	M-276	Existente	5		40	50,46
5	M-250	Existente	6		20	49,83
6	M-272	Existente	65		50-60	50,66
7	M-282	Existente	4		40	43,9
8	M-293	Existente	15		40	43,9
9	M-294	Existente	3		40	43,9
10	M-295	Existente	4		40	43,9
11	M-169	Existente	16		30	36,83
	BATERIA 2			59	36	36,02
	BATERIA 1			50	38	36,8
TOTALES			182,8	109		

Tabla 5.5 Resultados de la simulación hidráulica de la red actual sin el pozo M-272

ITEM	POZOS	DISTINTIVO	BATERIA	GAS HACIA ANULAR (MSCFD)	GAS EN SOLUCION (MSCFD)	PRESION MEDIDA (Psig)	PRESION CALCULADA (Psig)
1	M-284	Existente		35		40	39,75
2	M-285	Existente		16		40	39,75
3	M-277	Existente		13,8		42	39,74
4	M-276	Existente		5		40	39,74
5	M-250	Existente		6		20	39,44
6	M-282	Existente		4		40	37,25
7	M-293	Existente		15		40	37,26
8	M-294	Existente		3		40	37,25
9	M-295	Existente		4		40	37,25
10	M-169	Existente		16		30	34,7
	BATERIA 2				59	36	33,81
	BATERIA 1				50	38	34,63
TOTALES				117,8	109		

5.4 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

A continuación se presentan las alternativas que se plantearon para el nuevo sistema de captación y distribución del gas producido en el campo estudiado.

5.4.1 Alternativa 1

Esta opción contempla dos sistemas de transporte de gas independientes con punto de llegada a MEL-26 a una presión de llegada de 30 psig que manejen un total de 1487 MSCFD de gas. Uno de los sistemas recoge el gas de anulares y gas en solución de las Baterías 1 y 2 y el otro sistema incluye un compresor para enviar el gas en solución de las Baterías 2A y 3 hacia MEL-26.

5.4.1.1 Sistema de Recolección de Gas Anulares.

En la figura 5.2 se presenta el esquema de esta red de recolección de gas, la cual presenta las siguientes características:

- Se incluyen 11 pozos (incluyendo el pozo M-272) que actualmente tienen línea de gas de anulares conectada a la red de gas.
- Adicionalmente se consideran 8 pozos existentes que cumplen con un flujo de gas mayor a 5 MSCFD, pero que no cuentan con línea de gas de anulares conectada a la red.
- Como proyección se consideran 4 pozos nuevos del año 2007 y 16 pozos proyectados para el 2008.
- Se incluye el gas en solución proyectado de las Baterías 1 y 2.

En la tabla 5.6 se reportan los caudales de gas actual y proyectado que se usaron en las simulaciones. De acuerdo con esta tabla el flujo de gas de anulares

corresponde a 470.5 MSCFD y el flujo de gas en solución de las Baterías 1 y 2 corresponde a 140.5 MSCFD para un total de 611 MSCFD. Dadas las limitaciones de capacidad de la red actual para manejar un flujo de 611 MSCFD fue necesario realizar cambios de diámetros en algunos trayectos del sistema tal y como se muestran en la figura 5.2. Empleando este esquema, las presiones obtenidas en los pozos oscilan entre 30,4 y 39,5 psig.

Los diámetros óptimos se escogieron teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Que la presión de los anulares estuvieran por debajo de 40 psig.
- Que la velocidad de flujo en tramo 1-2-3-4 se mantuviera entre 10 y 80 pies/seg. (Se recomienda una velocidad mínima de 10 a 15 pies/seg. para minimizar la condensación de líquido en las partes bajas de la tubería y una velocidad máxima de 60 a 80 pies/seg. para minimizar el efecto de ruido y corrosión por erosión).
- Que el gradiente de presión estuviera entre 0.0006 y 0.0011 psig/pie.

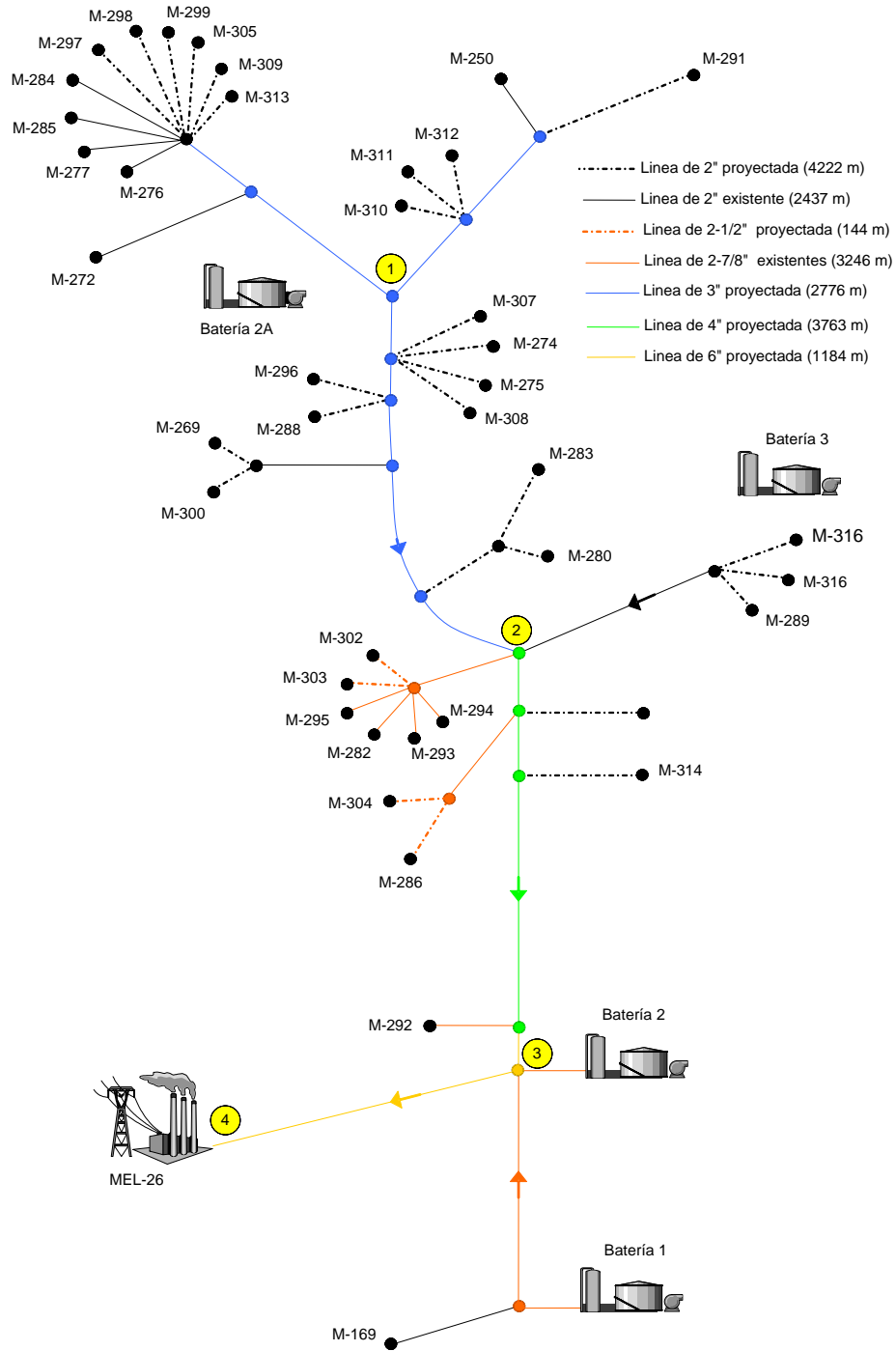
Los cálculos también se realizaron excluyendo el pozo M-272. Bajo este escenario las presiones en los pozos oscilan entre 30,3 y 36,2 psig.

Tabla 5.6 Caudales de gas utilizados para el sistema de gas de anulares de la alternativa 1.

FUENTE DE GAS	GAS DE ANULARES (MSCFD)	GAS EN SOLUCIÓN ACTUAL (MSCFD)	GAS EN SOLUCIÓN DE POZOS NUEVOS 2007-2008 (MSCFD)	TOTAL GAS (MSCFD)
BATERIA 2		59	31,5	90,5
BATERIA 1		50	0	50
POZOS	470,5			470,5
TOTAL GAS	470,5	109	31,5	611,0

Los costos de este sistema involucran la adquisición e instalación de tubería estimados en \$ 2.397.195.024 pesos.

Figura 5.1. Diagrama del sistema proyectado de recolección de gas para la alternativa 1.



5.4.1.2 Sistema de Recolección de Gas en Solución con Estación de Compresión.

La función de esta red es enviar el gas en solución proyectado de las baterías 2A y 3 (876 MSCFD) hacia MEL-26. Este sistema se ha concebido como una red paralela al sistema actual de recolección de gas de anulares. Se consideraron tres opciones para la ubicación del compresor: Locación de la Batería 3, locación de la batería 2A o punto intermedio entre batería 2A y 3. Las figuras 5.3, 5.4 y 5.5 muestran los esquemas de redes con los diferentes puntos de ubicación del compresor.

Para el análisis hidráulico de este sistema se plantearon tres posibles ubicaciones para el compresor. A continuación se describe cada una de estas variantes:

➤ Sistema de gas con sitio de compresión en Batería 3.

Como se puede apreciar en la figura 5.3, en este sistema se ubica un compresor en la Batería 3 para recibir un flujo de gas en solución de 433 MSCFD proveniente de la Batería 2A a través de tubería de 3" y un flujo de gas en solución de 443 MSCFD provenientes de la Batería 3 a través de una tubería de 3". Posteriormente el compresor envía el gas por medio de tubería de 3" y 4" hacia MEL-26 a una presión de llegada de 30 psig. En la tabla 5.7 se presenta un resumen de los cálculos hidráulicos para este sistema.

Los costos de este sistema involucran la adquisición e instalación de tubería y de un compresor estimado en \$ 2.064.475.707 pesos.

➤ **Sistema de gas con sitio de compresión en Batería 2A.**

Como se puede apreciar en la figura 5.4, en este sistema se ubica un compresor en la Batería 2A para recibir un flujo de gas en solución de 433 MSCFD proveniente de la batería 2A a través de tubería de 3" y un flujo de gas en solución de 443 MSCFD provenientes de la batería 3 a través de una tubería de 3". Posteriormente el compresor envía el gas por medio de tubería de 6" hacia MEL-26 a una presión de llegada de 30 psig. En la tabla 5.8 se presenta un resumen de los cálculos hidráulicos para este sistema.

Tabla 5.7. Cálculos hidráulicos con el compresor ubicado en la Batería 3.

Variable	Unidades	Valor
Flujo total	MSCFD	876
Presión de succión en el compresor	PSIG	14.24
Presión de descarga en el compresor	PSIG	63.19
Temperatura de descarga del compresor	°F	251.25
Potencia del compresor	HP	60
Presión en Batería 2A	PSIG	29.15
Presión en Batería 3	PSIG	14.28

Tabla 5.8. Cálculos hidráulicos con el compresor ubicado en la Batería 2A.

Variable	Unidades	Valor
Flujo total	MSCFD	876
Presión de succión en el compresor	PSIG	3.34
Presión de descarga en el compresor	PSIG	33.77
Temperatura de descarga del compresor	°F	250.97
Potencia del compresor	HP	60
Presión en Batería 2A	PSIG	3.4
Presión en Batería 3	PSIG	23.03

Los costos de este sistema involucran la adquisición e instalación de tubería y del compresor, estimados en \$ 3.187.040.573 pesos.

➤ **Sistema de gas con sitio de compresión intermedio entre Batería 2A y Batería 3.**

Como se puede apreciar en la figura 5.5, en este sistema se ubica un compresor en la distancia intermedia entre la Batería 2A y la Batería 3, para recibir un flujo de gas en solución de 433 MSCFD proveniente de la Batería 2A y un flujo de gas en solución de 443 MSCFD provenientes de la Batería 3. Posteriormente el compresor envía el gas hacia MEL-26 a una presión de llegada de 30 psig. Todo el sistema se simuló con tubería de 3". En la tabla 5.9 se presenta un resumen de los cálculos hidráulicos.

Tabla 5.9. Cálculos hidráulicos con el compresor ubicado en el punto intermedio entre las Baterías 2A y 3.

Variable	Unidades	Valor
Flujo total	MSCFD	876
Presión de succión en el compresor	PSIG	21.43
Presión de descarga en el compresor	PSIG	82.64
Temperatura de descarga del compresor	°F	251.45
Potencia del compresor	HP	60
Presión en Batería 2A	PSIG	31.44
Presión en Batería 3	PSIG	25.06

Los costos de este sistema involucran la adquisición e instalación de tubería y del compresor, estimados en \$ 1.799.201.033 pesos.

Figura 5.2. Sistema de gas con sitio de compresión en la Batería 3.

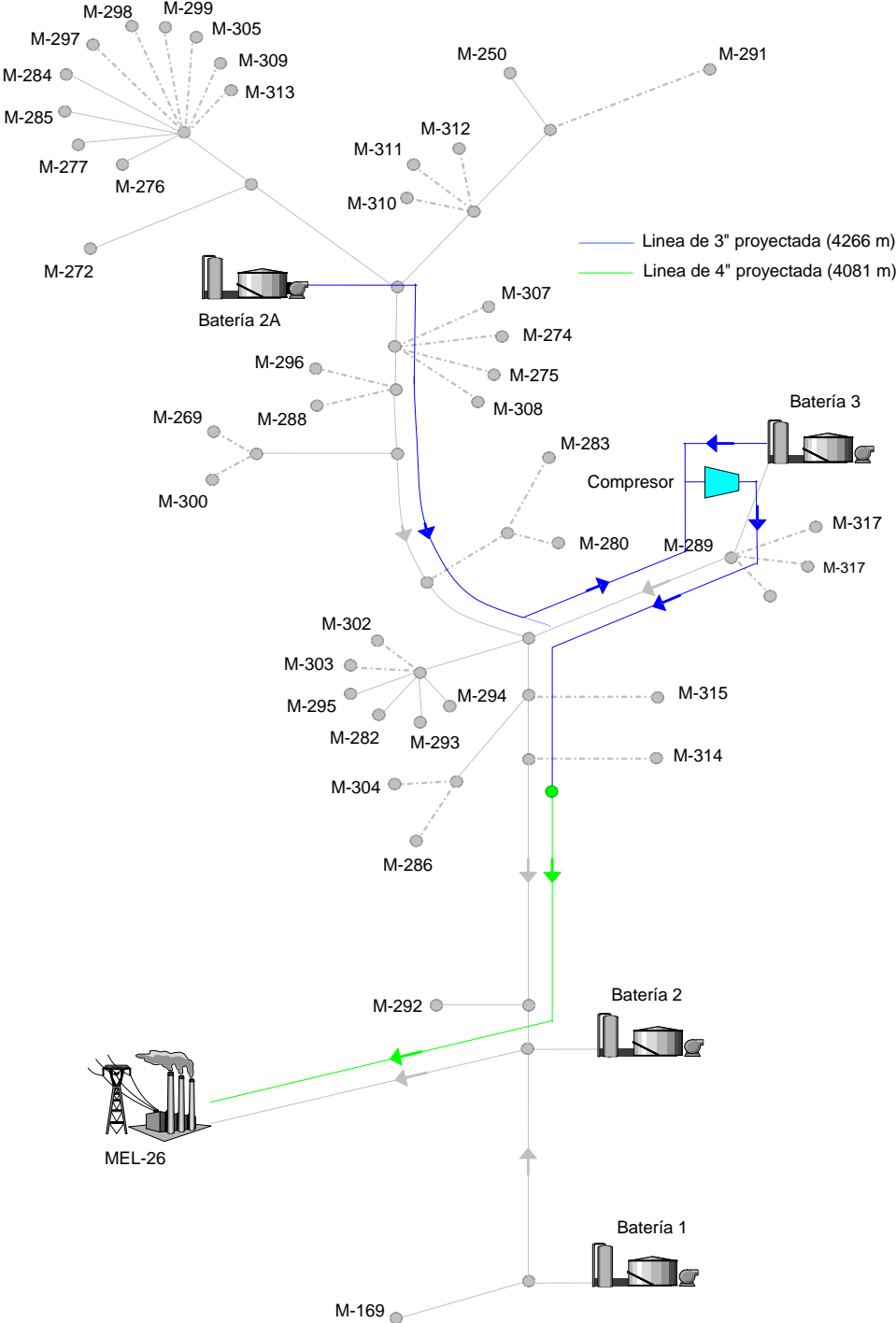


Figura 5.3. Sistema de gas con sitio de compresión en la Batería 2A.

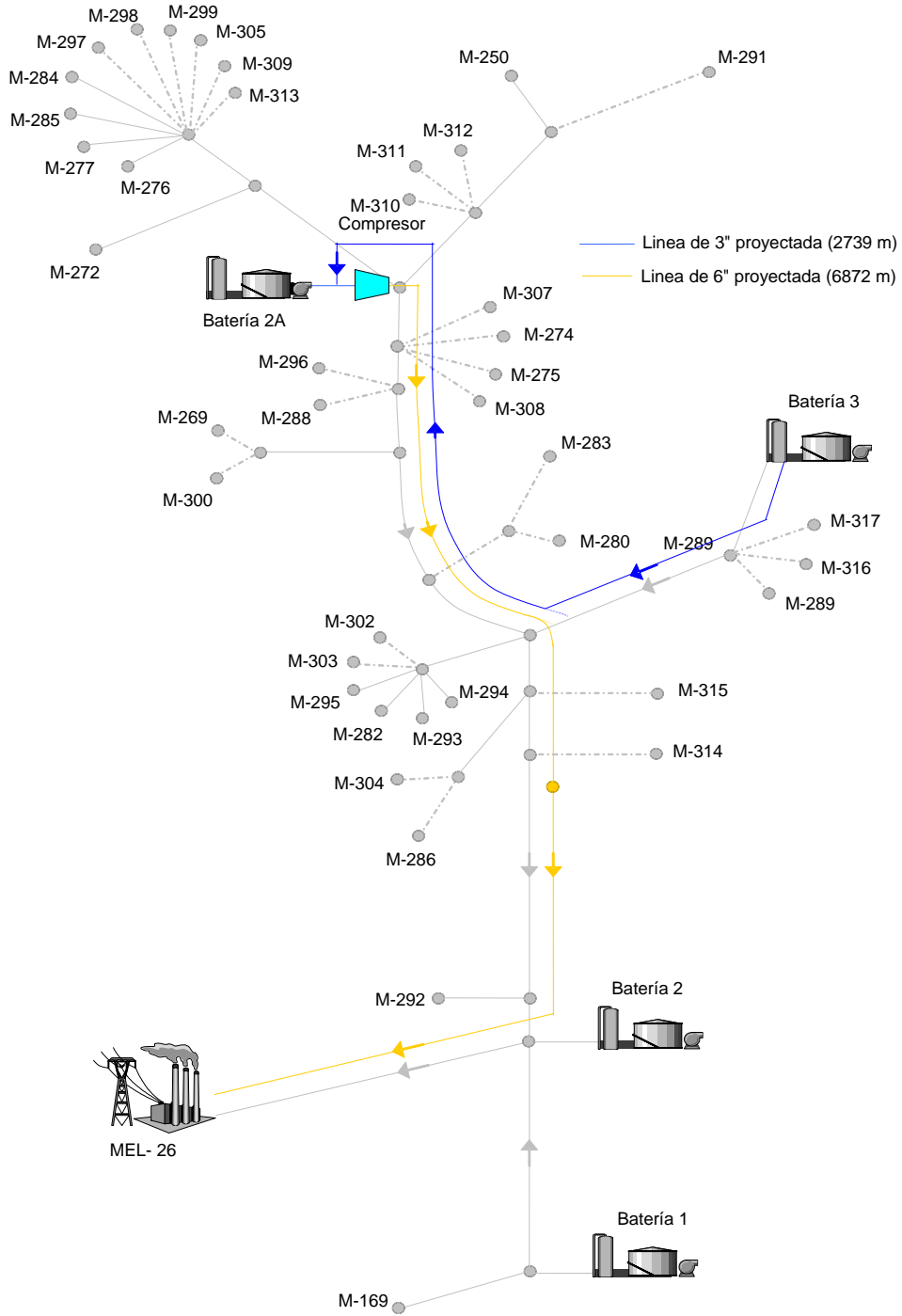
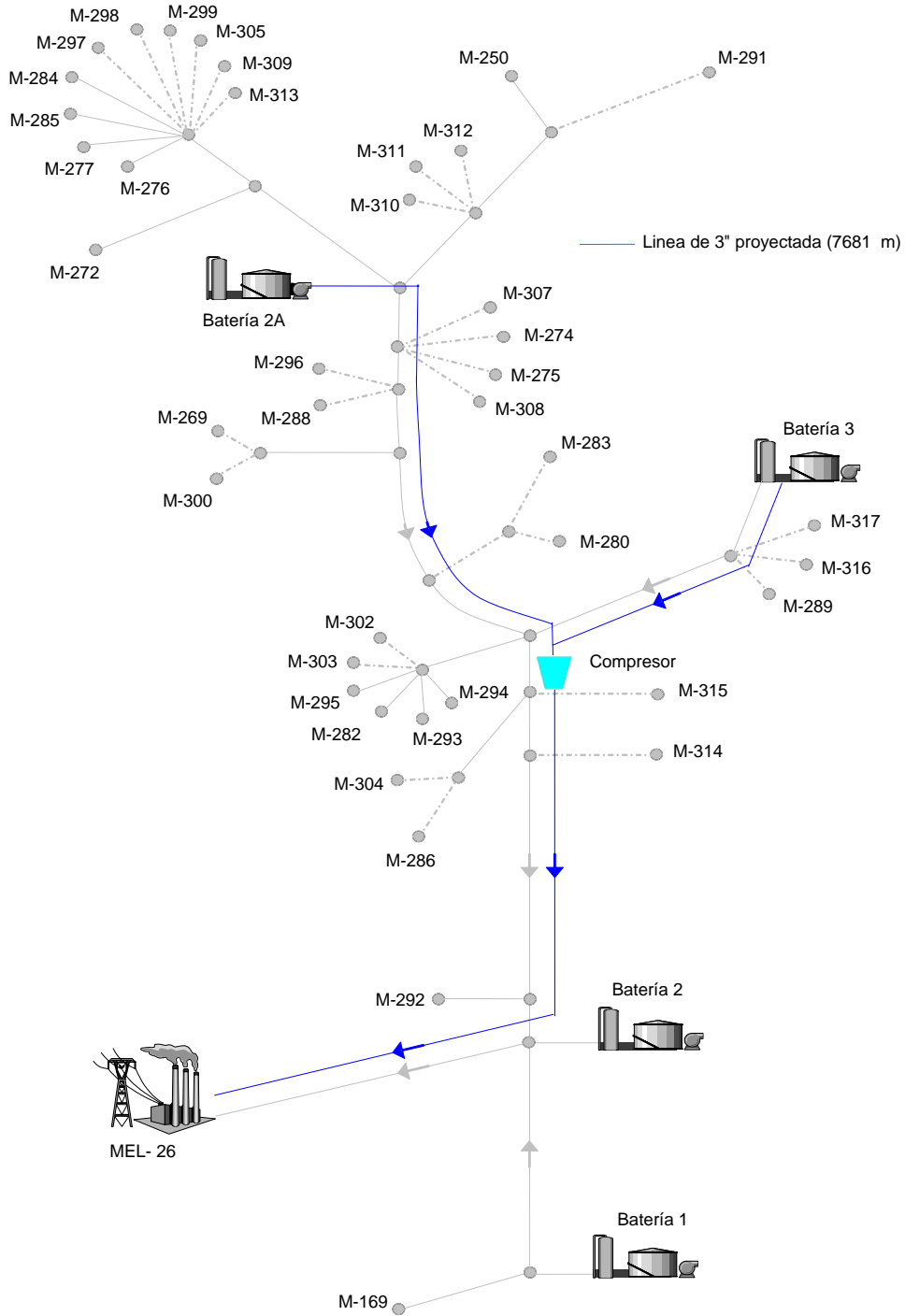


Figura 4.5. Sistema de gas con sitio de compresión intermedio entre la Bateria 2A y la Bateria 3.



5.4.2 Alternativa 2

Bajo este esquema se propone enviar a MEL-26, a una presión de 30 psig, un flujo de gas proyectado de 1487 MSCFD provenientes del anular de los pozos y del gas en solución del campo por medio de una sola red de tuberías sin el uso de un sistema de compresión. En la tabla 5.10 se detallan los flujos de gas.

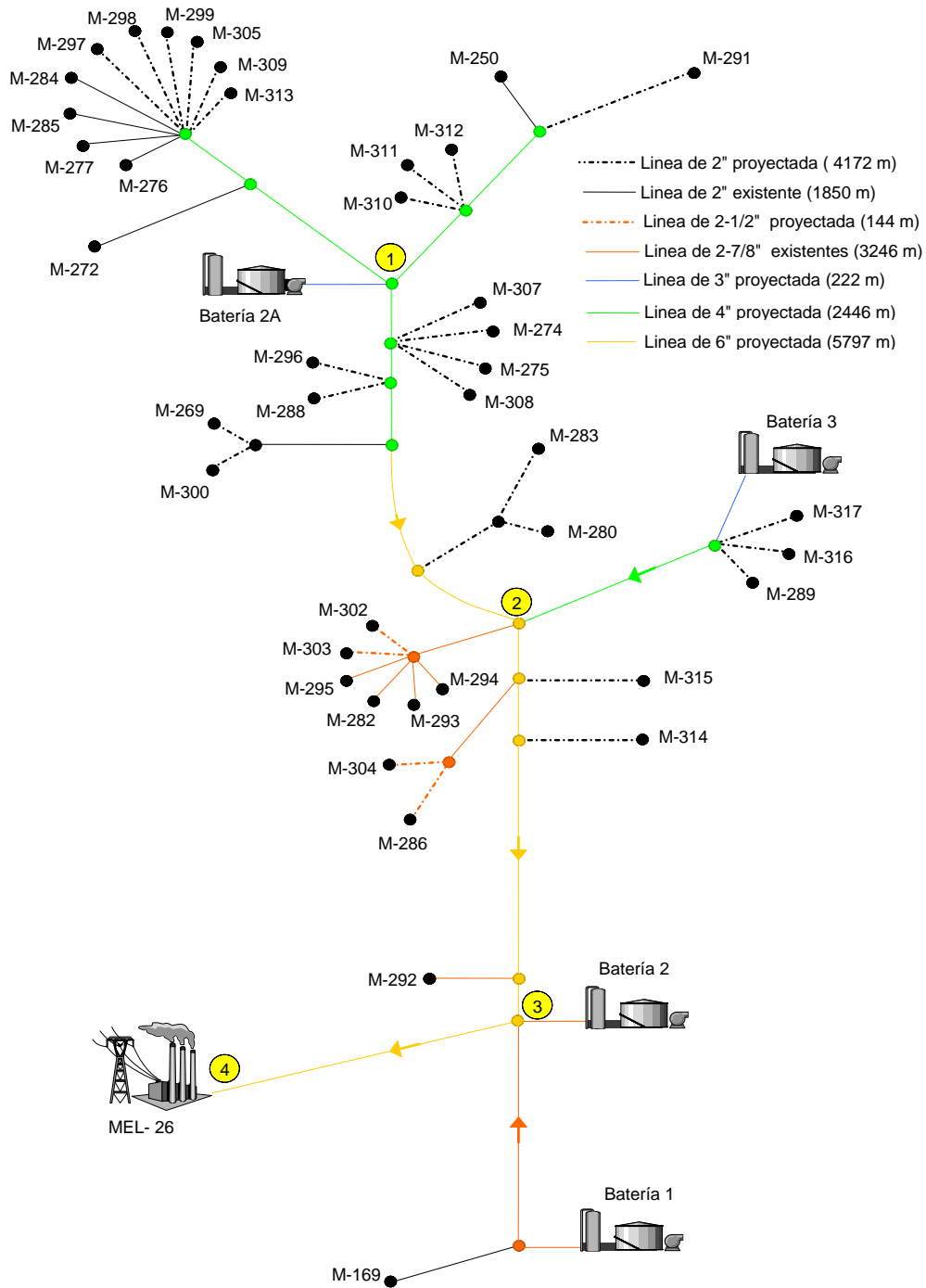
Tabla 5.10. Balance de gas para la alternativa 2.

FUENTE DE GAS	GAS DE ANULARES (MSCFD)	GAS EN SOLUCIÓN ACTUAL (MSCFD)	GAS EN SOLUCIÓN DE POZOS NUEVOS 2007-2008 (MSCFD)	TOTAL GAS (MSCFD)
BATERIA 2A		202	231	433
BATERIA 3		212	231	443
BATERIA 2		59	31,5	90,5
BATERIA 1		50	0	50
POZOS	470,5			470,5
TOTAL GAS	470,5	523	493,5	1487,0

En la figura 5.6 se presenta el esquema de esta red de recolección de gas, la cual presenta las siguientes características:

- Se incluyen 11 pozos (incluyendo el pozo M-272) que actualmente tienen línea de gas de anulares conectada a la red de gas.
- Adicionalmente se consideran 8 pozos existentes que cumplen con un flujo de gas mayor a 5 MSCFD, pero que no cuentan con línea de gas de anulares conectada a la red.
- Como proyección se consideran 4 pozos nuevos del año 2007 y 16 pozos proyectados para el 2008.
- Se incluye el gas en solución proyectado de las Baterías 1, 2, 2A y 3.

Figura 5.5. Sistema de gas de la alternativa 2.



En la tabla 5.10 se reportan los caudales de gas actual y proyectado que se usaron en las simulaciones. De acuerdo con esta tabla el flujo de gas de anulares corresponde a 470.5 MSCFD y el flujo de gas en solución de las Baterías 1, 2, 2A y 3 corresponde a 1065.5 MSCFD para un total de 1487 MSCFD.

Dadas las limitaciones de capacidad de la red actual para manejar un flujo total de 1487 MSCFD fue necesario realizar cambios de diámetros en algunos trayectos del sistema tal y como se muestran en la figura 5.6. Empleando este esquema, las presiones obtenidas en los pozos oscilan entre 31.76 y 39.24 psig. Los diámetros óptimos se escogieron teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Que la presión de los anulares estuvieran por debajo de 40 psig.
- Que la velocidad de flujo en tramo 1-2-3-4 del esquema mostrado en la figura 5.6 se mantuviera entre 10 y 80 pies/seg. (Se recomienda una velocidad mínima de 10 a 15 pies/seg. para minimizar la condensación de líquido en las partes bajas de la tubería y una velocidad máxima de 60 a 80 pies/seg para minimizar el efecto de ruido y corrosión por erosión).
- Que el gradiente de presión estuviera entre 0.0006 y 0.0011 psig/pie.

Los cálculos también se realizaron excluyendo el pozo M-272. Bajo este escenario las presiones en los pozos oscilan entre 31.62 y 38.03 psig.

Los costos de este sistema involucran la adquisición e instalación de tubería estimados en \$ 3.170.755.620 pesos.

5.4.3 Resumen de Alternativas

En la tabla 5.11 se presenta un cuadro comparativo de las diferentes alternativas.

Tabla 5.11. Cuadro comparativo de alternativas

ALTERNATIVAS	SUBSISTEMA	GAS (MSCFD)	COSTO UNITARIO (DOLARES)	COSTO TOTAL (DOLARES)	DÓLAR POR PIE3 DE GAS	RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN POR GENERACIÓN DE 630 MSCFD (MESES)
ALTERNATIVA 1,1	Sistema de recolección de gas de anulares	611	1.198.598	2.230.835	1,50	8
	Sistema de gas con sitio de compresión en Batería 3.	876	1.032.238			
ALTERNATIVA 1,2	Sistema de recolección de gas de anulares	611	1.198.598	2.792.118	1,88	10
	Sistema de gas con sitio de compresión en Batería 2A.	876	1.593.520			
ALTERNATIVA 1,3	Sistema de recolección de gas de anulares	611	1.198.598	2.098.198	1,41	7,4
	Sistema de gas con sitio de compresión intermedio	876	899.601			
ALTERNATIVA 2	Sistema de recolección de gas sin compresor	1487	1.585.378	1.585.378	1,07	6

5.4.4 Alternativa Seleccionada

En compañía de los funcionarios de la empresa operadora se acordó llevar a cabo la alternativa 1.3, observando que es la mejor desde el punto de vista técnico-económico.

Además de esto se incluirá un quemador o tea que será ubicado en la Batería 3 con el fin de cumplir especificaciones ambientales en caso de no ser utilizado todo o parte del gas producido.

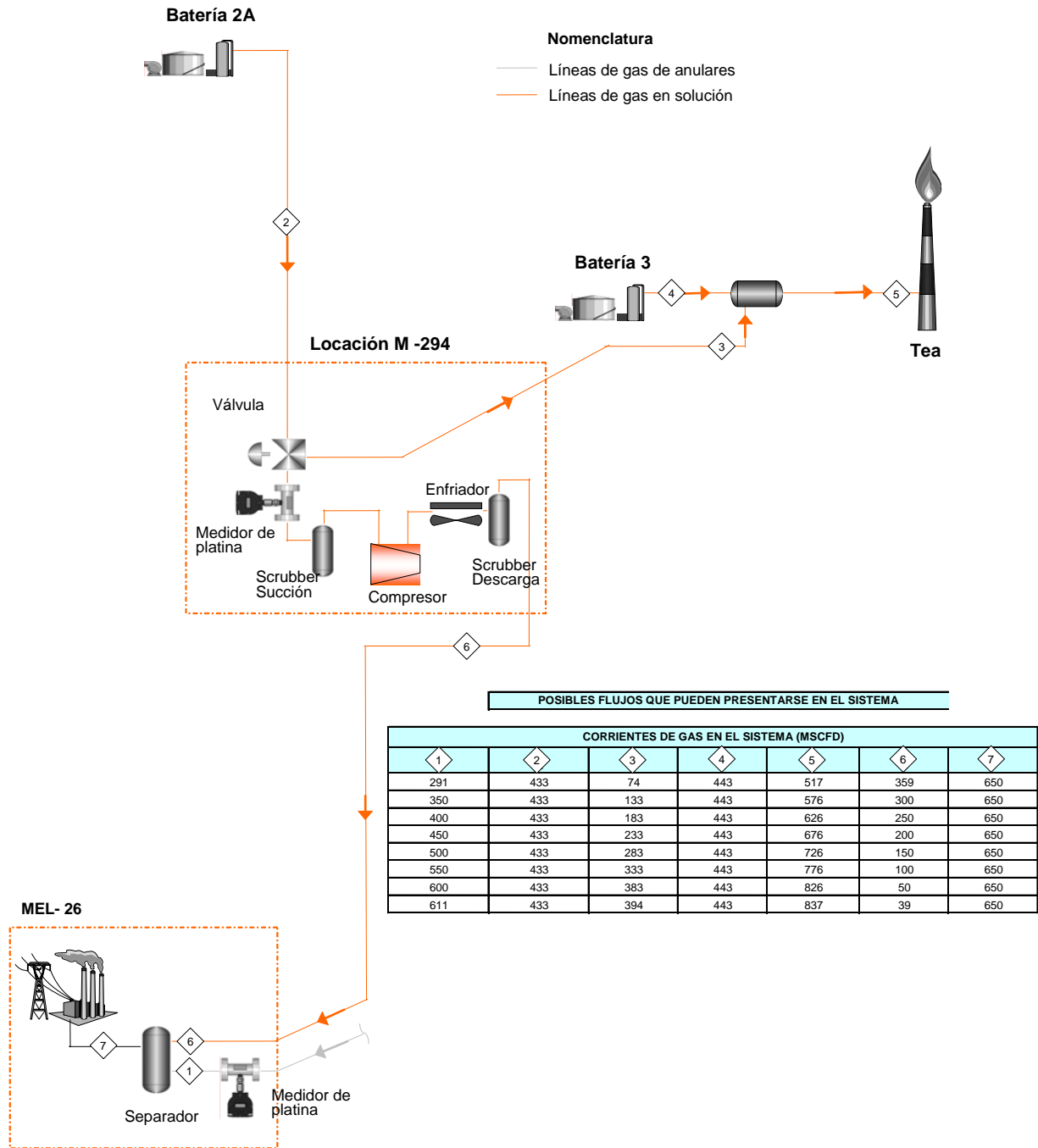
6. INGENIERIA BASICA

Esta fase consiste en el análisis de la información disponible u obtenida durante la ingeniería conceptual, se definen los equipos y líneas necesarias con sus respectivas especificaciones y dimensiones, se diseñan las facilidades para recolectar y distribuir el gas.

Para cumplir la meta de 650 MSCFD en MEL 26, el sistema de gas en solución tomará el gas en solución de la Batería 2A (433 MSCFD) y lo llevará a la locación del pozo M-294, donde un dispositivo de regulación de flujo enviará parte de este gas hacia la tea en Batería 3 y la otra parte del gas será impulsada con un compresor hasta MEL 26, donde se unirá con el gas que viene de los anulares y de esta forma completar los 650 MSCFD requeridos. En la figura 4 se muestra un esquema de este proceso. Es de aclarar que el gas en solución de la batería 3 (443 MSCFD) se quemará en la tea que se ubicará en dicha batería.

El dispositivo de regulación de flujo, perteneciente a la red de gas en solución, estará conformado por un medidor de platina de orificio, una válvula de tres vías y un controlador de flujo el cual recibe la señal del controlador de flujo asociado al medidor de platina instalado en la red de gas de anulares. Los computadores de flujo de ambas redes de gas realizan los balances de masa para controlar el flujo de entrada en MEL26 (Ver Figura 6.1)

Figura 6.1 Diagrama del diseño elaborado



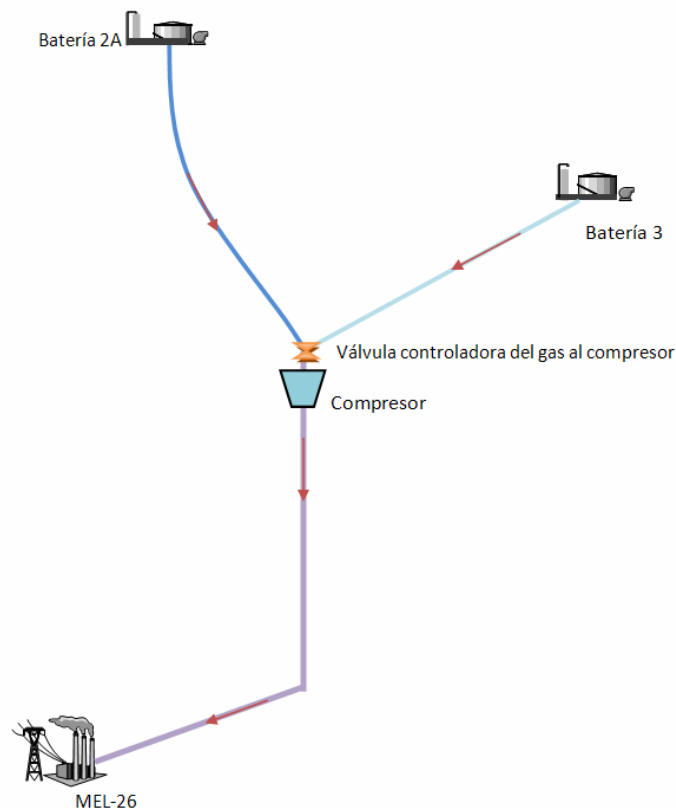
La red de gas en solución contará con trampas de raspadores para las operaciones de limpieza de las líneas.

Se consideró la ubicación del compresor en la locación del pozo M-294 por conveniencia hidráulica, por estar a más de 150 metros de viviendas aledañas y por el espacio disponible en este sitio.

Para el diseño de las facilidades del campo, se tuvo en cuenta los caudales de las baterías 2A y 3 dispuestos de la siguiente manera.

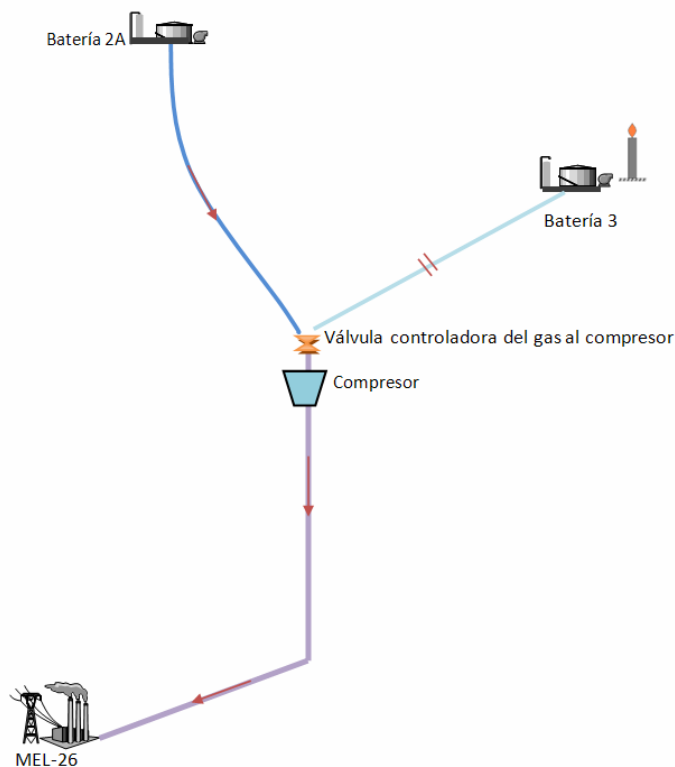
1. Se toma el caudal de la Batería 2A (433 MSCD) y la Batería 3 (443 MSCFD) y se comprime para ser enviado a MEL-26, en caso de ser necesario todo el gas para la generación de energía. En este caso el controlador de flujo permite el paso y la válvula se deja abierta para recibir el flujo de ambas baterías como se muestra en la figura 6.2.

Figura 6.2 Diagrama cuando la producción total de gas es necesaria



2. El siguiente caso a tener en cuenta en el diseño, es que no se requiera todo el gas y sea necesario quemar parte de él; para esto la válvula a la salida de la Batería 3 es cerrada y este gas es quemado en la tea, mientras el gas que se encuentra la Batería 2A es comprimido y enviado a MEL-26. Para este caso el diseño de la Tea se toma con 443 MSCFD que son los que aporta la Batería 3 y que no está ingresando al sistema, este esquema se muestra en la figura 6.3.

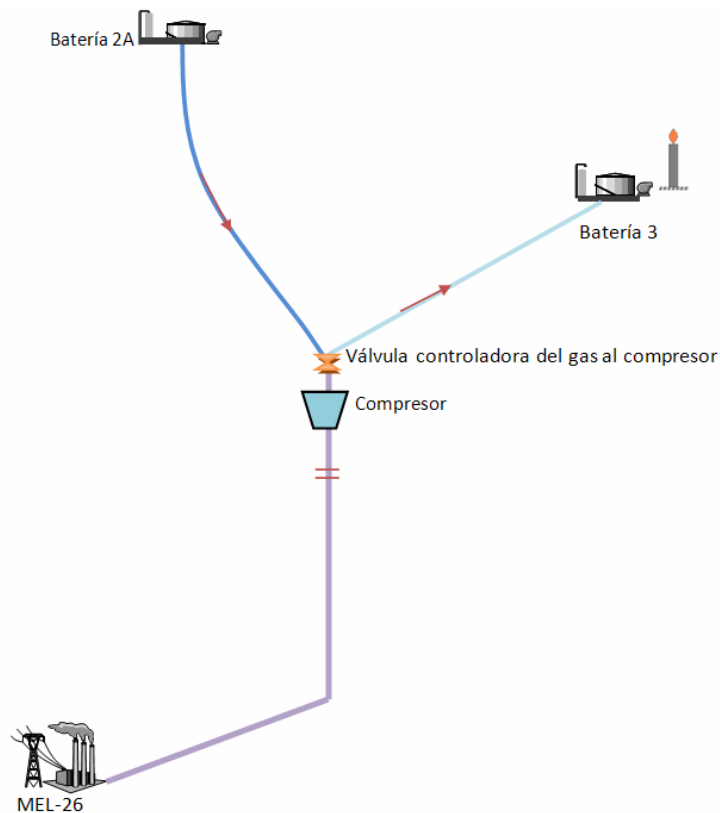
Figura 6.3 Diagrama cuando la producción de gas de la Batería 3 no es necesaria



3. Finalmente se expone el caso en que el gas de las Baterías 2A y 3 no se requiera en MEL-26 y todo sea llevado a la Tea. Para esto se cierra la salida de la Batería 3 y se permite el paso en sentido contrario, para que llegue el caudal de la Batería 2A, se cierra la válvula que permite el paso al compresor. De esta manera

llega a la Tea 876 MSCFD proveniente de las 2 Baterías, como se aprecia en la figura 6.4.

Figura 6.4 Diagrama cuando la producción de gas de las Baterías 2A y 3 no es necesaria



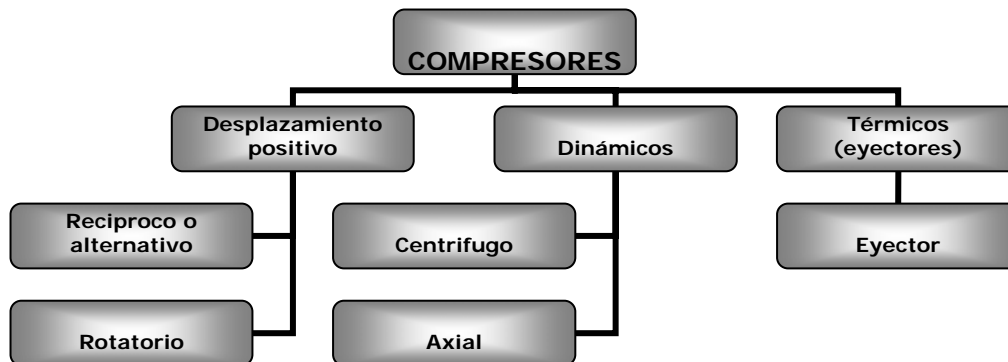
6.1 COMPRESORES

Un compresor de gas es un dispositivo mecánico accionado por un motor que comprime o incrementa la presión de un fluido en su estado gaseoso reduciendo su volumen.

6.1.1 Clasificación de los compresores

Una clasificación de los varios tipos de compresores se da por el método de operación. Las dos categorías de compresores los agrupan en compresores de desplazamiento positivo y compresores dinámicos. Los primeros comprenden los compresores alternativos y compresores rotatorios. Los dinámicos encierran los compresores centrífugos o radiales, axiales y mixtos. Los compresores térmicos se refieren a los eyectores. Las figuras siguientes presentan las categorías y tipos de compresores.

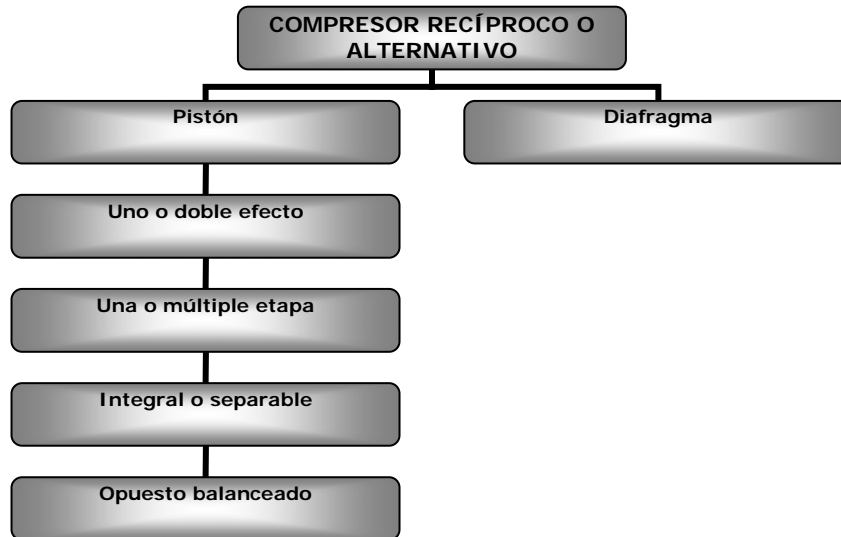
Figura 6.5 Clasificación general de los compresores



Los compresores alternativos o recíprocos comprenden: compresores de pistón, émbolo y diafragma; de una etapa o múltiples etapas; de uno o dos efectos; integrales y separados; u opuestamente balanceados.

Los compresores rotatorios abarcan compresores de lóbulos, tornillos; alabes deslizantes y anillo de líquido.

Figura 6.6 Clasificación de los compresores recíprocos



Los compresores alternativos recíprocos de amplio uso en el procesamiento de gas natural son los de pistón, debido a la flexibilidad de gas de carga y rango de presión de descarga. Los requisitos de potencia varían desde 1 caballo de fuerza hasta 10 000 o más. Las velocidades de rotación pueden ir desde 125 hasta 1000 revoluciones por minuto (rpm). Las velocidades de los pistones son del rango entre 500 a 950 pies por minuto, estando la mayoría entre 700 y 850 pies por minuto. Las velocidades nominales del gas usualmente son de desde 4500 pies por minuto (75 pies/segundo) hasta 8000 pies por minuto (133 pies/segundo). Las presiones de descarga varían desde vacío hasta 50000 psig.

6.1.2 Diseño del compresor

El diseño del compresor está especificado de acuerdo a los parámetros del libro *Surface Productions Operations Volume 2*, en el capítulo 10.

Las bases de diseño para el compresor son las siguientes:

Tabla 6.1 Bases de Diseño para el compresor

Parámetro	Valor
Presión de Descarga, P_d	80 psi
Presión de Succión, P_s	20 psi
Relación por etapas, R	3
Caudal de gas, Q_g	0,876 MMSCFD
Temperatura de succión, T_s	100 °F, 560 °R

Se lleva a cabo el cálculo del número de etapas:

$$R = \left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \therefore R = 3,0 \quad \text{Ec. 3}$$

$$3,0 = \left(\frac{80}{20} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \therefore 3,0 = 4^{\frac{1}{n}}$$

$$3,0^n = 4 \quad \therefore n \log 3,0 = \log 4$$

$$n = \frac{\log 4}{\log 3} \quad \therefore n = 1,26 \quad \therefore n = 1 \text{ etapa}$$

Tenemos que $F = 1$ para una etapa, con esto se procede a realizar el cálculo de los caballos de fuerza:

$$BHP = 22RnFQ_g \quad \text{Ec. 4}$$

$$BHP = 57,816$$

Temperatura de descarga:

$$k = 1,3 - 0,31(g_{espec} - 0,55) \rightarrow \text{Relacion de calores especificos} (C_p / C_v) \quad \text{Ec. 5}$$

$$k = 1,208$$

$n = 1$ para compresores reciprocantes

$$T_d = T_s \left[\frac{P_d}{P_s} \right]^{\frac{k-1}{k} \cdot \frac{1}{n}} \quad \therefore T_d = 560 \left[\frac{80}{20} \right] \quad \text{Ec. 6}$$

$$T_d = 710,97^\circ R \quad \therefore T_d = 250,9^\circ F$$

6.2 VALVULAS DE SEGURIDAD

Las válvulas de seguridad se han dimensionado para la contingencia más extrema que consiste en suponer sobrepresión en un pozo de producción. En este caso las válvulas no solo tendrán que evacuar gas sino que también tendrán que evacuar líquidos.

Para las condiciones actuales se propone instalar una válvula de seguridad operando con el 100% de la capacidad total de evacuación que debe tener los equipos para superar una emergencia por sobrepresión, tomando como base todo el caudal de gas que entra a los separadores de la Batería 3 y el 20% del flujo que entra a este equipo.

La presión de ajuste de los equipos debería cumplir la siguiente relación:

$$P_{op} \leq 0.9 P_s \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

P_{op} = Presión de operación, psig

P_s = Presión de ajuste de la válvula de alivio, psig

Por lo tanto la presión de ajuste debería estar alrededor de los 40 psig, ya que la presión de operación de los separadores de prueba es de 30 psig. Teniendo en cuenta esta recomendación, se evalúan las válvulas de alivio de los separadores de prueba ubicados en la Batería 3 y se diseña la válvula de alivio para el scrubber ubicado aguas abajo del compresor.

Parámetros

Tabla 6.2 Parámetros de las válvulas de alivio

Equipo	Flujo gas (scfm)	Flujo líquido (gpm)	Presión de alivio (psig)	Contra-presión (psig)	Tipo de válvula
Separador de prueba	44.96	94.8	60	21	Balanceada
Separador de producción	398.04	839.2	60	7.2	Balanceada
Scrubber	608	-	85	1	Convencional

6.3 DISEÑO DEL SCRUBBER

Debido a que el compresor incrementa la temperatura en el gas, el fabricante incluye junto con él, un intercambiador de calor que entrega el gas a 90°F. Este cambio en la temperatura puede generar condensados en la línea que se dirige a MEL-26, para esto se recomienda instalar un scrubber después del compresor con el objetivo de liberar líquido del gas comprimido.

6.3.1 Comportamiento termodinámico del gas

Con el propósito de conocer si existe la posibilidad de condensación de líquido a lo largo de los sistemas de gas anular y gas en solución, se simuló el diagrama de fases del gas de carga al sistema. En las figuras 6.7, 6.8, 6.9, 6.10 y 6.11 se presentan los envoltentes de fase de cada gas que alimenta el sistema.

Figura 6.7. Diagrama de fases del gas de carga en Batería 2A.

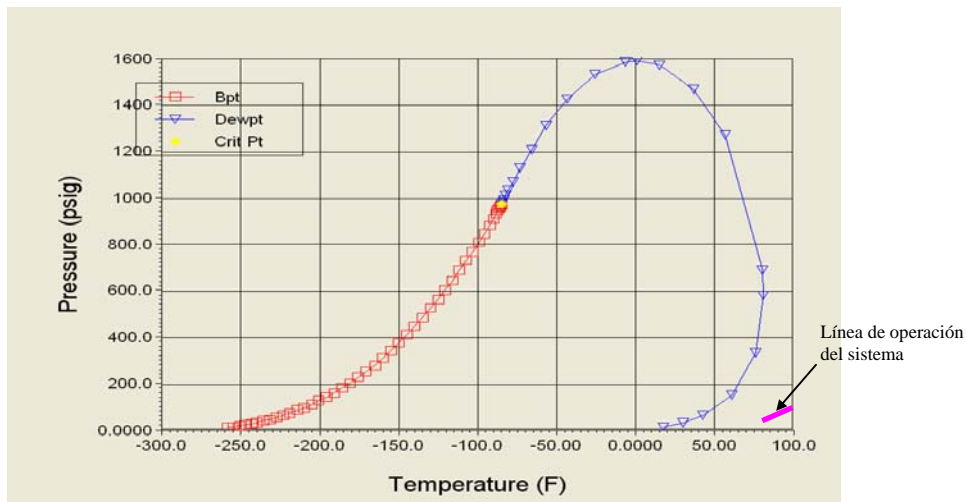


Figura 6.8. Diagrama de fases del gas de carga en Batería 3.

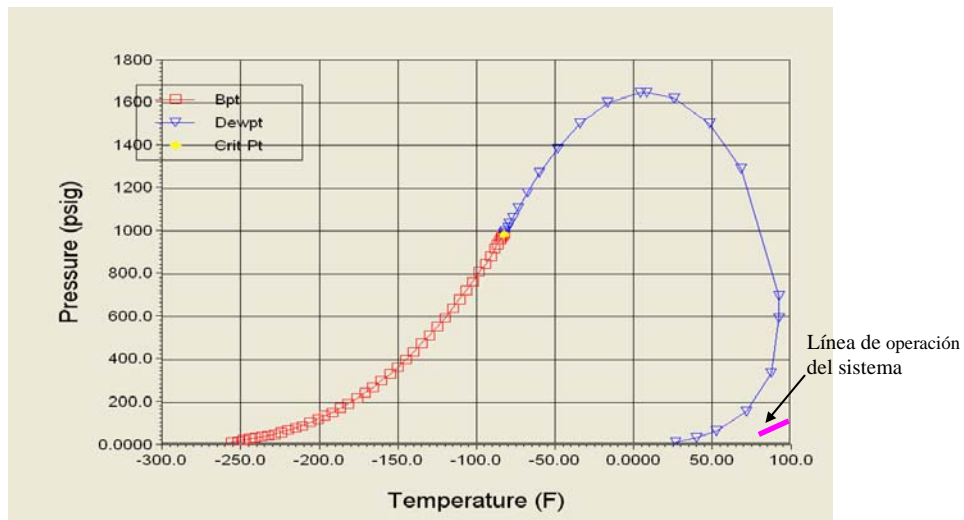


Figura 6.9. Diagrama de fases del gas de carga en Batería 2.

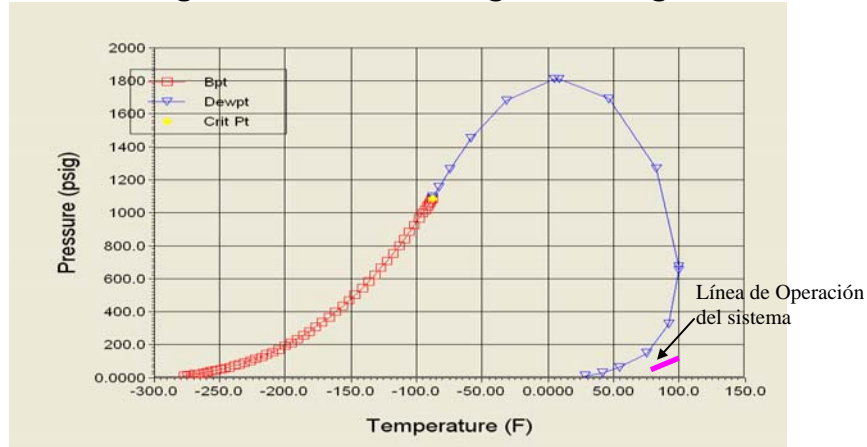


Figura 6.10. Diagrama de fases del gas de carga en Batería 1.

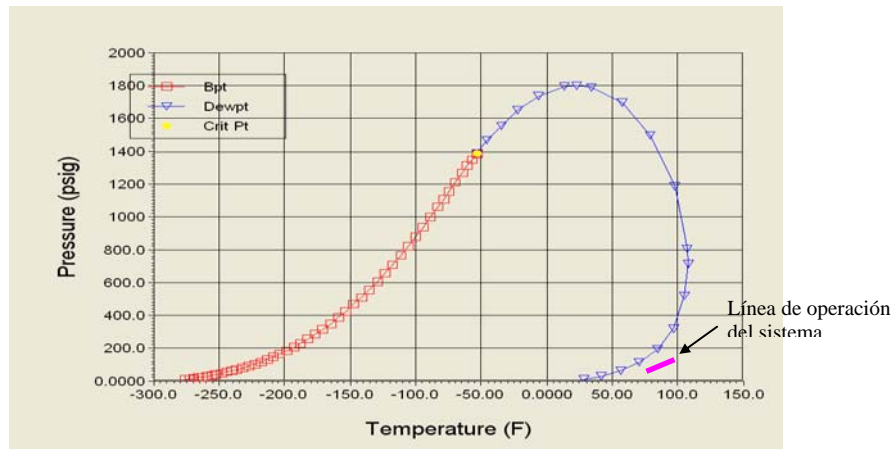
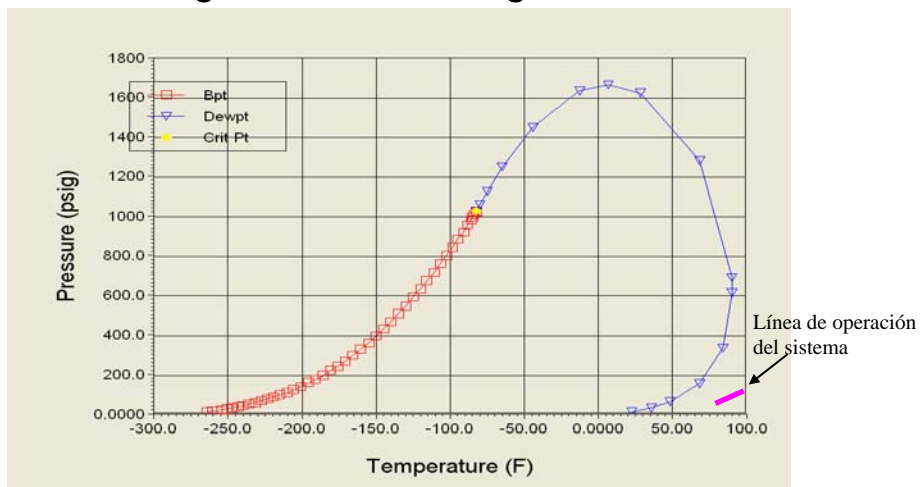


Figura 6.11. Diagrama de fases del gas de salida en MEL-26.



A partir de las figuras anteriores se puede deducir que a las condiciones de operación de ambas redes, el gas nunca estará en la zona de dos fases, a menos que la temperatura del gas descienda por debajo de 50 °F.

6.3.2 Bases de diseño

El diseño del scrubber se llevo a cabo de acuerdo al articulo" *How to size gas scrubber.*" Para el diseño del scrubber se tuvieron en cuenta las siguientes condiciones:

Tabla 6.3 Bases de diseño para el Scrubber

Parámetro	Valor
Material de flujo	Gas Natural/Condensado
Flujo de gas(MMSCFD)	0.876
Flujo de liquido(BPD)	1
Peso Molecular del gas	18.727
Presión de operación (psia)	90
Temperatura de operación (°F)	90
Tiempo de residencia (min)	2.5
Diámetro de la partícula (micrones)	125
Densidad del gas lb/ft ³	0.2846
Densidad del liquido lb/ft ³	42.24
Densidad del agua lb/ft ³	62.3
Viscosidad cp	0.3757

6.3.3 Procedimiento para dimensionar el scrubber

Los scrubber son usados para remover los líquidos de la corriente de gas. El uso de scrubber verticales aplica para el proceso de descarga de gas del compresor. La altura de un scrubber vertical no tiene gran efecto en la capacidad. La altura estándar de un recipiente vertical es de aproximadamente 4 a 5 veces el diámetro del recipiente, esta condición aplica a recipientes con diámetro hasta 30 in.

6.3.4 Cálculo de las variables de diseño para el gas

Se calcula la velocidad de gas a través de eliminador de niebla, usando la siguiente ecuación:

$$V = K \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}} \therefore 3.6422 \text{ ft/seg} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

- V: Velocidad del gas, ft/s
- K: Constante de proporcionalidad, 0.3
- ρ_g : Densidad del gas, lb/ft³
- ρ_l : Densidad del líquido, lb/ft³.

Se calcula el volumen de flujo actual a las condiciones de operación (presión y temperatura)

$$acfs = \left(\frac{14.7}{520} \right) \left(\frac{T_o}{P_o} \right) scfs \therefore 1.7574 \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

- T_o : Temperatura de operación, °R

Po: Presión de operación, psia
scfs: condiciones estándar.

Se determina el area de sección transversal para el recipiente mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{acfs}{V} \therefore 0.4825 \text{ ft}^2 \quad \text{Ec. 10}$$

El diámetro interno del recipiente para el flujo de gas, se calcula:

$$I.D = \sqrt{\frac{A}{0.785}} \therefore 0.784 \text{ ft} \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

I.D: Diámetro, ft

6.3.5 Cálculo de las variables de diseño para el líquido

La velocidad de asentamiento del agua en la fase continua de hidrocarburo se calcula:

$$U = \frac{(\rho_{water} - \rho_{cond})gD_p^2}{18\mu e} \therefore 0.83 \text{ ft/s} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

U = Velocidad de asentamiento, ft/s.
 ρ_{water} = Densidad del agua, lb/ft³.
 ρ_{cond} = Densidad del condensado, lb/ft³.
g = Aceleración debido a la fuerza de gravedad, ft/s².

$D_p^2 =$ Diámetro de la partícula, ft.

$\mu_e =$ Viscosidad del condensado, lb/ft*s.

Para los cálculos, se toma como velocidad de asentamiento, 10 in/min.

Se determina el área de sección transversal para el recipiente mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{Q_l}{U} \therefore 0.004694 \text{ ft}^2 \quad \text{Ec. 13}$$

Donde:

$Q_l =$ Caudal de liquido, ft³/min.

$U =$ Velocidad de asentamiento, 0.83 ft/min.

Se determina el diámetro interno del recipiente así:

$$I.D = \sqrt{\frac{A}{0.785}} \therefore 0.928 \text{ in} \quad \text{Ec. 14}$$

En este caso, el diámetro del recipiente es gobernado por el flujo de gas.

Para determinar la altura del recipiente, se considera un tiempo de retención de líquidos de 2.5 min, y se determina el volumen de líquido en ese caso, de la siguiente manera:

$$Volumen = T_r * Q_l \therefore 0.009741 \text{ ft}^3 \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

Tr = Tiempo de retención, min.

Ql = Caudal de liquido, ft³/min.

La distancia entre el nivel del líquido alto (HLL) y el nivel de liquido normal (NLL), se calcula de la siguiente manera:

$$D = \frac{\text{volumen}}{A} \therefore 24.9 \text{ in} \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

D= Distancia, ft.

La misma distancia aplica entre el nivel de liquido normal (NLL) y el nivel de liquido bajo (LLL).

Para una altura total del scrubber de 100 in (8.33 ft)

6.4 TANQUE DE DESFOGUE O TAMBOR AMORIGUADOR

El flujo de hidrocarburo relevado por las válvulas de alivio de presión de la Batería 3 es quemado en la Tea, sin embargo para ofrecer un proceso seguro es necesario retirar la fracción de liquido que pueda existir en la corriente relevada, por esto los disparos de las válvulas de seguridad son dirigidos inicialmente a un tambor amortiguador el cual tiene como función separar la fracción líquida de la corriente de hidrocarburos relevada. El tambor amortiguador también recibirá en operación normal, un flujo de gas proveniente de la batería 2A y el gas que se produzca en los separadores de la batería 3. La Tea puede quemar sin peligro gotas de hasta 150 micrones de acuerdo con la Norma API RP 521.

El Tambor amortiguador para este caso es horizontal y se diseño para la contingencia más crítica en la que recibirá un total de 876 MSCFD (433 MSCFD provenientes de la Batería 2 y 443 MSCFD provenientes de la Batería 3) y considerando un tiempo de residencia de 30 minutos de almacenamiento del líquido que pueda ser relevado.

El diseño de un tanque de desfogue, de acuerdo al API-RP—521 ó equivalente, es por un procedimiento de prueba y error.

Las bases de diseño para este tanque de desfogue son las siguientes:

Tabla 6.4 Bases de diseño para el tanque de desfogue

Parámetro	valor
Caudal de gas, Q_g	0,876 MMSCFD
Gravedad Especifica, γ	0.652
Peso molecular, PM	18.87 lb/lbmol
Densidad del gas, ρ_v	0.046 lb/ft ³
Densidad del Líquido, ρ_l	57.43 lb/ft ³
Tiempo de residencia, t_r	30 min
Diámetro de partícula, D_p	0,000984 ft

El primer paso consiste en determinar el diámetro del tanque que permita la separación gas líquido. Las partículas de líquido se separan cuando el tiempo de permanencia del vapor o gas sea igual o mayor, que la velocidad de caída de las partículas en su viaje a través en el tanque, además de que la velocidad del gas sea lo suficientemente baja para permitir que desciendan esas partículas.

La velocidad vertical aceptable en el tanque se basa en este requisito, para separar las gotas de 300 a 600 micrones a través diámetro del tanque. La velocidad de una partícula en el vapor se calcula como sigue:

$$v_d = 1,15 \sqrt{\frac{gD_p(\rho_L - \rho_v)}{\rho_v C}} \quad \text{Ec. 17}$$

El segundo paso en el dimensionamiento de un tanque de desfogue es considerar el efecto del líquido almacenado. El tiempo de residencia en el tanque está determinado por las necesidades de operación de la planta y la composición de vapor. El tiempo de residencia debe considerar un lapso de 20 a 30 minutos.

La economía del diseño del recipiente, debe considerar la selección del tamaño del tanque e influye en la elección entre un horizontal o un vertical. Cuando se desean grandes cantidades de almacenamiento y el flujo de vapor es alto, un tanque horizontal es a menudo más económico. Los tanques de desfogue horizontales y verticales están disponibles en diferentes diseños; las diferencias son principalmente en la trayectoria que sigue el vapor. Los diseños son varios e incluyen lo siguiente:

- Un tanque horizontal con el vapor entrando en un extremo del recipiente y saliendo por arriba del extremo opuesto (sin elementos internos separadores).
- Un tanque vertical con la boquilla de entrada de vapor, cuya ubicación debe ser definida por el diseño y la boquilla de salida en lo mas alto del eje vertical del recipiente, la entrada debe contar con elementos internos para provocar el efecto de separación.
- Un recipiente vertical con boquilla tangencial.
- Tanque horizontal con el vapor que entra a cada extremo en el eje horizontal y una salida de corriente en el centro.

- Un tanque horizontal con el vapor entrando en el centro y saliendo a cada extremo en el eje horizontal.
- Una combinación de un tanque vertical en la base de chimenea del quemador del tanque horizontal agua arriba para remover la mayoría del líquido que entra con el vapor.

Esta combinación permite el uso de valores más grandes para la constante numérica en la ecuación de velocidad.

Los cálculos han sido limitados al más simple de los diseños, es decir, los dos primeros incisos.

La viscosidad del gas es hallada con la figura 6.7.

El coeficiente de arrastre C, es determinado de acuerdo a la figura 6.8 que aplica la ecuación siguiente:

$$C(\text{Re})^2 = \frac{0,95 \times 10^8 (\rho_v) (D_p)^3 (\rho_L - \rho_v)}{\mu^2} \quad \text{Ec. 18}$$

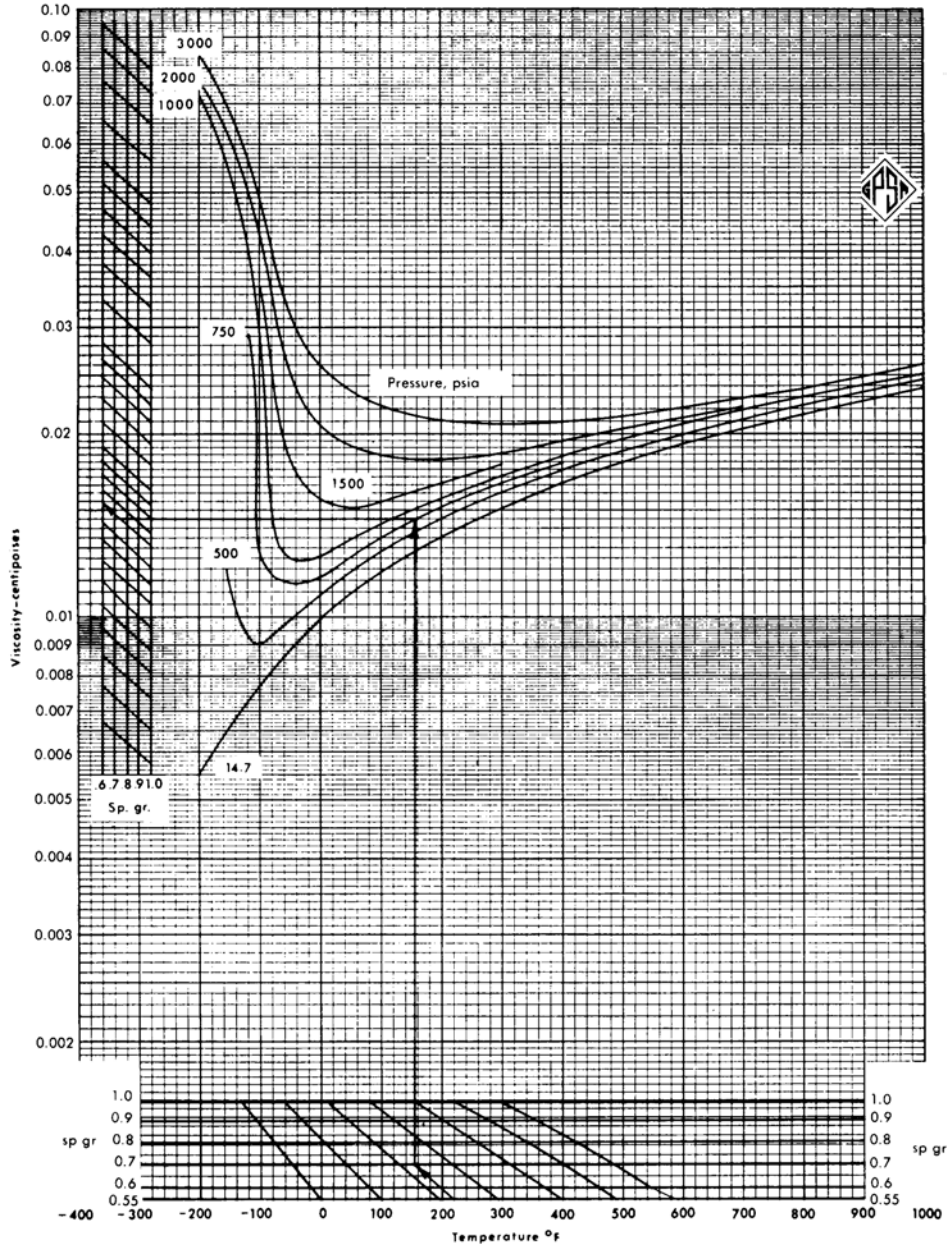
$$C(\text{Re})^2 = 1536,57$$

$$C = 2,1$$

La velocidad, en pies/s, se calcula como sigue:

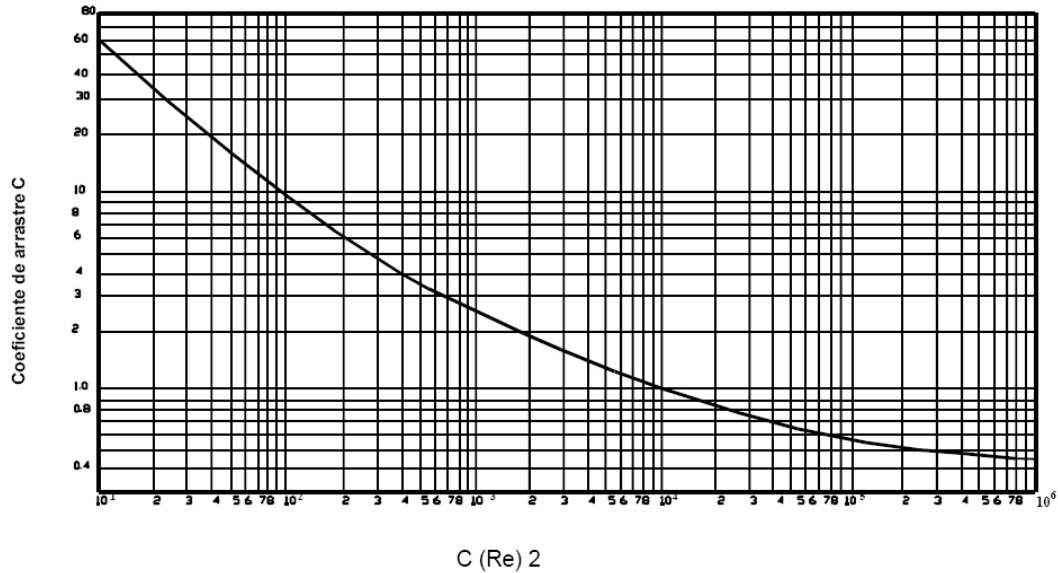
$$v_d = 1,15 \sqrt{\frac{g D_p (\rho_L - \rho_v)}{\rho_v C}} \quad \therefore v_d = 4,98 \frac{ft}{seg}$$

Figura 6.12 Viscosidad de los gases



Courtesy of Western Supply Co., Tulsa

Figura 6.13 Coeficiente de arrastre C



Se considera un recipiente cilíndrico horizontal con un diámetro interior $D_i = 40$ in (3,33 ft) y longitud $L = 13$ ft. Para obtener el área de la sección transversal se tiene la siguiente ecuación.

$$A_t = \frac{\pi}{4} D_i^2 \quad \therefore A_t = 8,71 \text{ ft}^2 \quad \text{Ec. 19}$$

Calcular el área transversal para el líquido (A_t), para lo que se requiere el tiempo de residencia del líquido (t_r) en el tanque en función de las necesidades de operación y el flujo de los líquidos recibidos en el tanque (Q_i).

$$A_L = \frac{Q_i t_r}{L} \quad \therefore A_L = 8,3935 \text{ ft}^2 \quad \text{Ec. 20}$$

Determinar el área transversal para el vapor (A_v):

$$A_v = A_t - A_L \quad \therefore \quad A_v = 0,3165 \text{ ft}^2 \quad \text{Ec.21}$$

Determinar la altura disponible para el vapor (h_v):

$$h_L = \frac{A_L}{A_t} D_i \quad \therefore \quad h_L = 3,20 \text{ ft} \quad \text{Ec. 22}$$

$$h_v = D_i - h_L \quad \therefore \quad h_v = 0,121 \text{ ft} \quad \text{Ec. 23}$$

Determinar el tiempo de caída de la gota (θ):

$$\theta = \frac{h_r}{v_d} \quad \therefore \quad \theta = 0,0245 \text{ seg} \quad \text{Ec. 24}$$

Determinar la velocidad del vapor:

$$Q_v = 0,876 \text{ MMSCFD} \quad \therefore \quad Q_v = 10,13 \frac{\text{ft}^3}{\text{seg}}$$
$$v_v = \frac{Q_v}{A_v} \quad \therefore \quad v_v = 32 \frac{\text{ft}}{\text{seg}} \quad \text{Ec. 25}$$

Determinar la longitud requerida mínima:

$$L_{min} = v_v \theta \quad \therefore \quad L_{min} = 0,78 \text{ ft} \quad \text{Ec. 26}$$

Verificar:

$$L_{min} \leq L_{supuesto} \quad \text{Ec. 27}$$
$$0,78 \text{ ft} \leq 13 \text{ ft}$$

Como se cumplió la verificación no se debe realizar prueba y error, caso contrario si esta no hubiese sido alcanzada.

6.5 QUEMADOR

El factor clave en el diseño de la Tea es el tiempo de escape del personal de operación desde la base de la Tea; cuando se presenta la máxima descarga. La

ubicación de la Tea y la selección de su altura, se deben realizar sobre la base del criterio de seguridad del personal de operación y de los equipos de proceso.

La radiación térmica produce efectos importantes sobre la piel. Con una radiación de $2000 \text{ Btu/h}\cdot\text{ft}^2$ se alcanza el umbral de dolor en 8 segundos y se empiezan a formar ampollas en 20 segundos, según Buettner, Stoll y Greene. La disposición segura de los relevos de las válvulas de seguridad en la tea debe cumplir los siguientes parámetros de diseño. (Norma API. RP 521):

La altura de la tea y su localización dependen de la intensidad de la radiación permitida, así:

- $2000 \text{ BTU/h}\cdot\text{ft}^2$ es la radiación permisible al nivel del piso en la base de la tea.
- $1500 \text{ Btu/h}\cdot\text{ft}^2$ es la intensidad de calor permitida en áreas donde los operadores deban realizar acciones de emergencia que tomen varios minutos, utilizando ropa apropiada.
- $500 \text{ Btu/h}\cdot\text{ft}^2$ es el valor máximo aceptado en los límites de propiedad o en cualquier lugar donde haya personal continuamente expuesto.

La combustión por antorcha es un proceso de control de compuestos orgánicos volátiles (COV), en el cual los COVs son canalizados a una ubicación remota, usualmente elevada, y quemados en una flama abierta al aire libre, utilizando una boquilla de quemador especialmente diseñada, un combustible auxiliar y vapor o aire para promover el mezclado para una destrucción de COV casi completa (> 98%). Que tan completa sea la combustión en una antorcha lo gobierna la temperatura de la flama, el tiempo de residencia en la zona de combustión, el mezclado turbulento de los componentes para completar la reacción de oxidación y el oxígeno disponible para la formación de radicales libres. La combustión es

completa si todos los COVs se convierten a bióxido de carbono y agua. La combustión incompleta resulta en que parte del COV permanezca inalterado o sea convertido en otros compuestos orgánicos, tales como aldehídos o ácidos.

El proceso de combustión por antorcha puede producir ciertos subproductos indeseables, incluyendo ruido, humo, radiación térmica, luz, óxidos de azufre (SO_x), óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y una fuente adicional de ignición donde no sea deseable. Sin embargo, con el diseño apropiado, éstos pueden ser minimizados.

Las antorchas son generalmente categorizadas de dos maneras: (1) por la altura de la punta de la antorcha, y (2) por el método de mejoramiento del mezclado en la boquilla de la antorcha. Elevando la flama se pueden prevenir condiciones potencialmente peligrosas a nivel del suelo donde una flama al aire libre, se localiza cerca de una unidad del proceso. Además, los productos de la combustión pueden dispersarse por encima de las áreas de trabajo para reducir los efectos del ruido, calor, humo y olores desagradables.

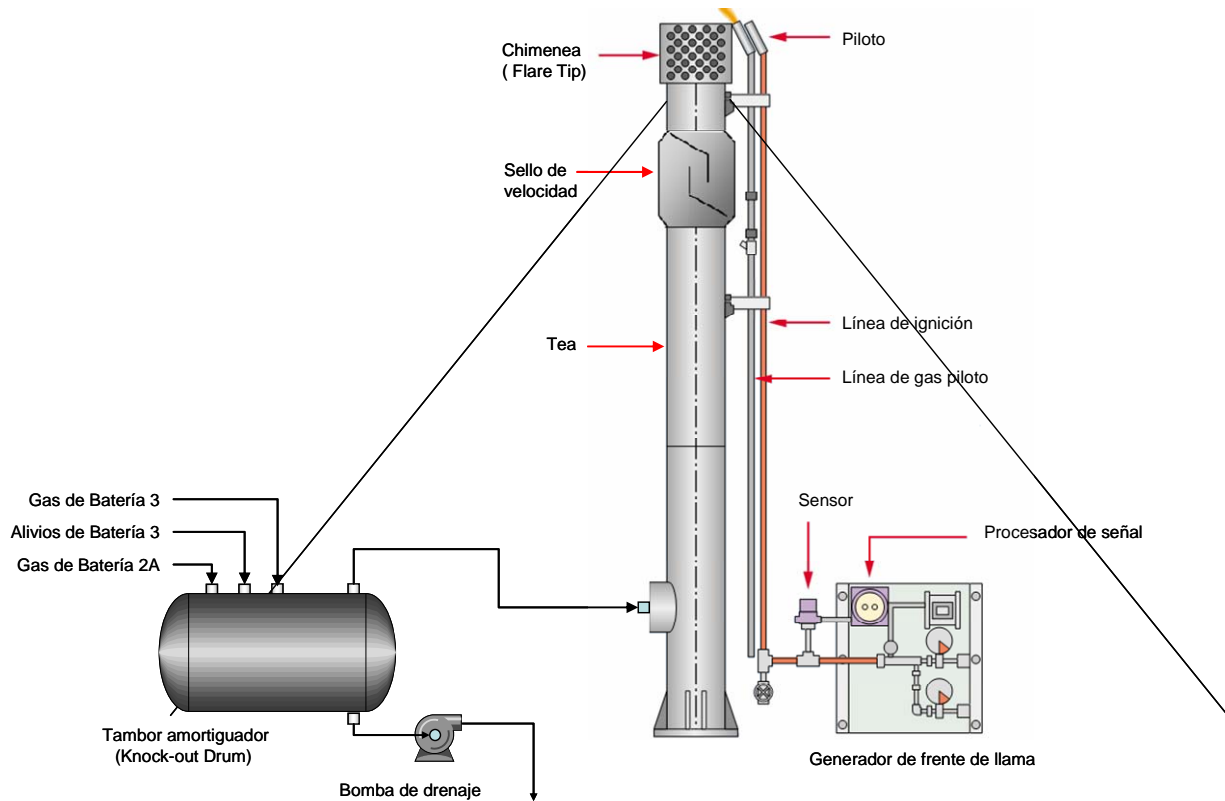
Para el diseño del quemador se tomaron dos caudales, el primero, como si solo el gas de la Batería 3 fuese quemado y el segundo como si se quemara el total del gas de las Baterías 2A y 3.

El sistema de alivio de presión debe permitir la liberación del exceso de presión por medio del desplazamiento de la masa del fluido, desde el equipo y/o tubería presionado hasta el lugar donde se pueda disponer (quemar) en forma segura, cumpliendo con :

- El envío de los relevos de gas y mezcla de hidrocarburos a la Tea.

- La recirculación de los líquidos arrastrados en los relevos, hacia los Tanques de almacenamiento.
- La descarga a la atmósfera de los desfuegos de aire y gas inerte.

Figura 6.14 Diseño del Quemador



El sistema de alivio de presión está conformado por válvulas de alivio de presión, cabezal de alivio, Tambor amortiguador y Tea. La función del sistema de alivio de la Batería 3 del Campo es disponer en forma segura los posibles relevos que se presenten cuando se accionen las válvulas de alivio de presión de los separadores y disponer de forma segura del caudal remanente de la Batería 2A y el caudal de gas de la Batería 3.

Las corrientes se envían al Tambor separador del sistema (amortiguador) donde se retienen los líquidos que son arrastrados por el gas. El gas seco se hace pasar por un sello de velocidad ubicado en la Tea para evitar posibles retrocesos de llama y para mantener una ligera sobre-presión en el sistema y evitar el ingreso de aire. Finalmente el gas se quema de forma segura en la Tea.

El gas proveniente del separador general y del separador de prueba, se recolecta en un cabezal principal, para ser enviado al tambor amortiguador, con el fin de retener los líquidos que hayan sido arrastrados por el gas. El gas proveniente de los separadores se utiliza en la TEA (piloto, sistema de encendido y gas de purga). En la figura 6.14 se muestra un esquema del sistema de tea.

Las bases de diseño para el quemador son las siguientes:

Tabla 6.5 Bases de diseño para el quemador

Parámetro	Valor
Poder calorífico neto, B_v	1001.697 BTU/SCF
Caudal de gas Q_g caso 1	0.443 MMSCFD
Caudal de gas Q_g caso 2	0.876 MMSCFD

Para este caso se trabajará específicamente con el caudal de la Batería 3, que corresponde a 0,443 MMSCFD ($Q_{TOT}=307,638$ scf/min.).

Como el poder calorífico está por encima de $300 \frac{BTU}{SCF}$, no se requiere combustible auxiliar.

$$D_{min} = 1,95 \sqrt{\frac{Q_{TOT} (SCFM)}{v_{max} \left(\frac{ft}{sec} \right)}} \quad \text{Ec. 28}$$

$$D_{min} = 1,95 \sqrt{\frac{307,638}{398,107}}$$

$$D_{min} = 1,7142 \text{ in} \rightarrow 2 \text{ in}$$

Para el cálculo de la altura de la chimenea se tiene:

$$R = W * B_v \quad \text{Ec. 29}$$

$$\rho = 18,87 \frac{lb}{lbmol} \left(\frac{1lbmol}{379,6scf} \right)$$

$$\rho = 0,0497 \frac{lb}{scf}$$

$$B_v = \frac{1001,697 \frac{BTU}{scf}}{0,0497 \frac{lb}{scf}} \therefore B_v = 20154,87 \frac{BTU}{lb}$$

$$W = 18458,28 \frac{scf}{hr} * 0,0497 \frac{lb}{scf}$$

$$W = 917,37 \frac{lb}{hr}$$

$$R = 917,37 \frac{lb}{hr} * 20154,87 \frac{BTU}{lb}$$

$$R = 18489472,37 \frac{BTU}{hr}$$

$$L^2 = \frac{JfR}{4\pi k} \therefore L^2 = 882,807 \therefore L = 29,71 \quad \text{Ec. 30}$$

$$R \left[\frac{BTU}{hr} \right]$$

$$W \left[\frac{lb}{hr} \right]$$

$$B_v \left[\frac{BTU}{lb} \right]$$

Número de pilotos (N)

$$\text{Diametro de la boquilla} = 2in \therefore N = 1 \quad \text{Ec. 31}$$

Para este caso se trabajará específicamente con el caudal de las Baterías 2A y 3, que corresponde a 0,876 MMSCFD ($Q_{TOT}=608,33$ scf/min.).

$$B_v = 1001,697 \frac{BTU}{SCF}$$

$$v_{max} = 398,107 \frac{ft}{sec}$$

Como el poder calorífico esta por encima de $300 \frac{BTU}{SCF}$, no se requiere combustible auxiliar.

$$D_{min} = 1,95 \sqrt{\frac{Q_{TOT} (SCFM)}{v_{max} \left(\frac{ft}{sec} \right)}}$$

$$D_{min} = 1,95 \sqrt{\frac{608,33}{398,107}}$$

$$D_{min} = 2,41 \text{ in}$$

Para el cálculo de la altura de la chimenea se tiene:

$$R = W * B_v$$

$$B_v = 20154,87 \frac{BTU}{lb}$$

$$W = 36499,98 \frac{scf}{hr} * 0,0497 \frac{lb}{scf}$$

$$W = 1814,024 \frac{lb}{hr}$$

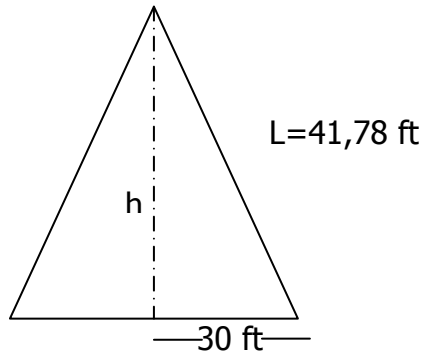
$$R = 36561417,9 \frac{BTU}{hr}$$

$$L^2 = \frac{JfR}{4\pi k} \therefore L^2 = 1745,679 \therefore L = 41,78$$

$$R \left[\frac{BTU}{hr} \right]$$

$$W \left[\frac{lb}{hr} \right]$$

$$B_v \left[\frac{BTU}{lb} \right]$$



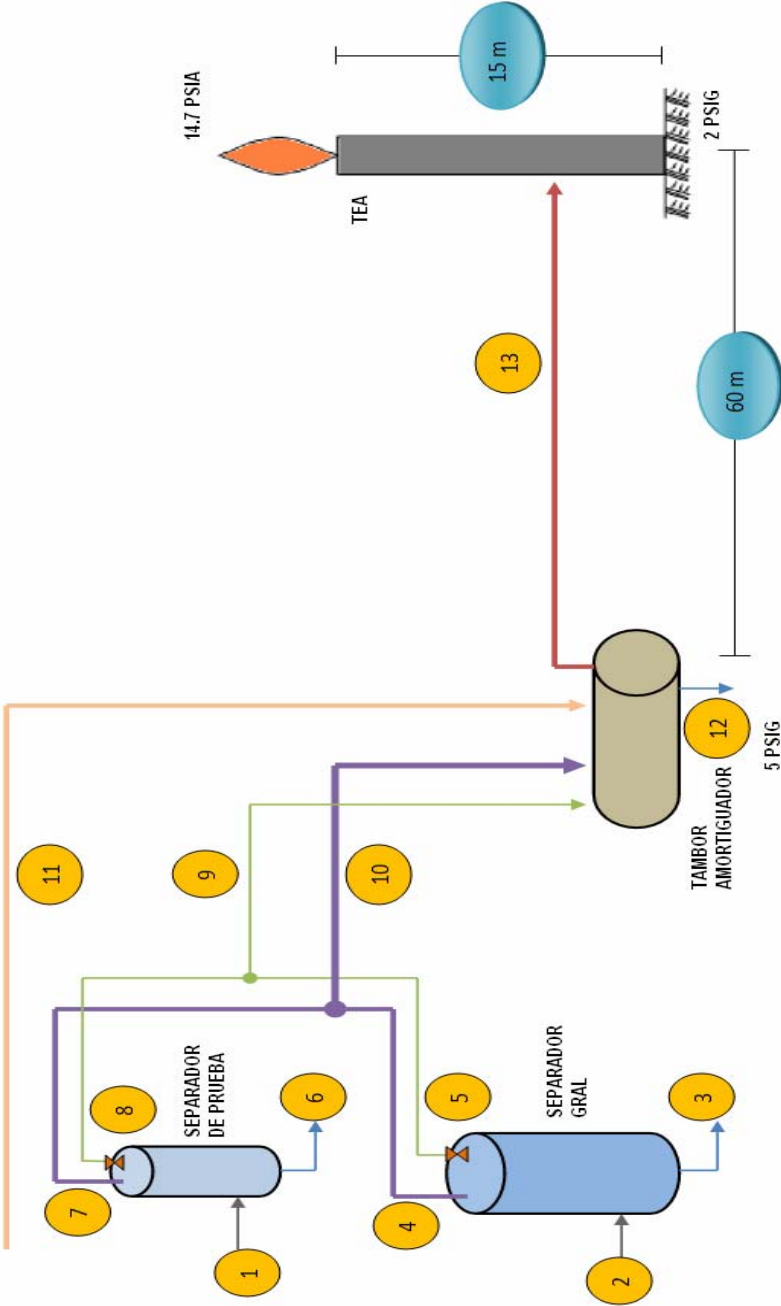
$$h^2 = L^2 - 30^2 \quad \therefore h^2 = 845,568 \text{ ft}^2$$

$$h = 29,07 \text{ ft} \quad \therefore h = 8,86 \text{ m}$$

$$h = 12 \text{ m} \rightarrow \text{altura minima para una tea}$$

6.6 BALANCE DE MASA EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DISEÑADAS.

Los separadores están calibrados para trabajar a 30 Psig y las válvulas de alivio están diseñadas para que se activen cuando el separador alcance los 60 Psig, pero al salir de ellas el gas sale a 10 Psig, esto con el fin de reducir la presión en el sistema y al llegar al tambor amortiguador no lleve una presión tan alta.



- | | | |
|--|--|---|
| 1. Corriente de entrada al separador de prueba | 5. Corriente de la válvula de alivio del separador general | 9. Corriente de alivio de la Batería 3 |
| 2. Corriente de entrada al separador general | 6. Corriente líquida de salida del separador de prueba | 10. Corriente de gas en solución Batería 3 |
| 3. Corriente líquida de salida del separador general | 7. Corriente gaseosa de salida del separador de prueba | 11. Corriente de gas en solución Batería 2A |
| 4. Corriente gaseosa de salida del separador general | 8. Corriente de la válvula de alivio del separador de prueba | 12. Corriente líquida del tambor amortiguador |
| | | 13. Corriente de gas a la entrada de la Tea |

Figura 6.15 Esquema general de las facilidades de quemá

Tabla 6.6 Balance de masa en las facilidades diseñadas

CORRIENTE	SERVICIO	CAUDAL		PRESION
		SCFD	BPD	PSIG
1	Agua	0	412	40
	Crudo		62	
2	Agua	0	2454	40
	Crudo		1742	
3	Agua	0	2454	30
	Crudo		1742	
4	Gas	398	0	30
5	Crudo	0	839	10
6	Agua	0	412	30
	Crudo		62	
7	Gas	45	0	30
8	Crudo	0	94.8	10
9	Crudo	0	933	10-5
10	Gas	0	443	30-5
11	Gas	0	433	15
12	Crudo	0	933	5
13	Gas	0	876	5

7. INGENIERIA DE DETALLE

La ingeniería de detalle básicamente consiste en la definición específica de equipos, obras civiles e instalaciones mecánicas, eléctricas y de instrumentación para el montaje de los elementos seleccionados en la ingeniería básica y para la implementación del proyecto; por tanto el adelanto de la ingeniería básica es el que directamente define su extensión y alcance.

En la ingeniería de detalle, por tanto, se lleva a cabo el desarrollo de las especificaciones básicas de los equipos, instrumentos y elementos que conformarán la unidad o planta proyectada, interpretando y traduciendo a un lenguaje más sencillo como planos, documentos y listados, las características que son materia de la Ingeniería mecánica, de procesos y de Instrumentación.

Teniendo en cuenta únicamente el área del petróleo se muestra a continuación las especificaciones de los equipos, sin embargo y a manera de guía, se presenta una lista de los ítems a tener en cuenta por parte de las demás ramas.

En cada uno de estos ámbitos de ingeniería y para efectos de este estudio, la ingeniería de detalle se ve configurada de la siguiente manera:

7.1 INGENIERIA DE PROCESO

Dentro de esta rama de la ingeniería, se debe tener en cuenta el desarrollo de:

- Listados de líneas y Puntos de Interconexión

Tabla 7.1 Listado de Lineas

LINEA (diámetro in)	LONGITUD (m)
3	7681
2	4222
2	2437
2-1/2	144
2-7/8	3246
3	2776
4	3763
6	1184

- Cálculo y Diseño de Las Facilidades (cálculos y diseños realizados en la ingeniería básica).
- Elaboración de Especificaciones
 1. Compresor:

Tabla 7.2 Especificaciones del Compresor

Numero de etapas	1
Caballos de Fuerza	57.816
T descarga	250.9 °F

Tabla 7.2 Continuación	
T succión	100 °F
Q gas	0.876 MMSFD
P descarga	80 psig
P succión	20 sig

2. Especificaciones de las Válvulas de alivio.

Tabla 7.3 Especificaciones de las válvulas de alivio

Equipo	Área orificio (in²)	Tipo API	Tipo ASME
Separador de prueba	0.061	D	D
Separador General	0.3	F	F
Scrubber	0.06	D	D

3. Scrubber.

Tabla 7.4 Especificaciones del Scrubber

Diámetro in	20
Altura ft	8.3

4. Tambor amortiguador:

Tabla 7.5 Especificaciones del Tambor Amortiguador

Diámetro interno	40 in
Longitud	13 ft
Presión de operación	5 psig

5. Tea o Chimenea:

Tabla 7.6 Especificaciones de la Tea

Altura de la chimenea	12 m
P entrada	2 psig
P salida en la llama	14.7 psia

Dentro de las especificaciones a tener en cuenta dentro de la ingeniería de tubería se tienen las siguientes:

- Listas de Típicos y Estándares, Soportes y Resumen de Materiales
- Análisis de Esfuerzos
- Elaboración de Planos y Dibujos
- Elaboración de Requisición de Materiales
- Elaboración de Presupuestos (Anexo B)

7.2 INGENIERIA CIVIL Y ARQUITECTURA

Una parte fundamental, corresponde precisamente a las obras civiles, dentro del desarrollo de estas, se debe tener en cuenta:

- Cálculo de Fundaciones y Estructuras
- Cálculo de Redes Hidráulicas
- Elaboración de Planos y Dibujos
- Elaboración de Presupuestos (Anexo B)

7.3 INGENIERIA ELECTRICA

En cuanto al diseño eléctrico, se debe tener en cuenta:

- Listados de Cables y Conduits
- Listados de Accesorios, Conduits de Fuerza, Puesta a Tierra y Alumbrado
- Análisis de Resumen de Cargas Eléctricas y Flujo de Carga
- Cálculos para el Diagrama Unifilar
- Diseño de Sistemas de Alumbrado, Puesta a tierra, control y D.C.
- Elaboración de Planos y Dibujos
- Elaboración de Requisiciones de Materiales
- Elaboración de Presupuestos (Anexo B)

7.4 INGENIERIA DE INSTRUMENTACION

Hablando de instrumentación es necesario tener en cuenta:

- Listados de Instrumentos
- Listados de Materiales para Típicos de Montaje
- Elaboración de Requisiciones de Materiales
- Elaboración de Presupuestos (Anexo B)

Esta ingeniería corresponde a la parte final del proyecto, por tanto una vez determinado el sistema para la recuperación del gas de anulares para el campo estudiado, es decir, los resultados de la ingeniería básica, se realizará la ingeniería de detalle en la parte de Procesos y Mecánica (planos, cantidades de obra, presupuesto, etc.), e instrumentación necesarios para la instalación de tuberías de

succión y de impulsión (entrada y salida) de los compresores y equipos, y para la implementación del sistema. Esta parte del estudio no se encuentra dentro del alcance de este trabajo de grado.

CONCLUSIONES

- Este estudio representa un atractivo para poder llevar a cabo el cumplimiento de la normatividad ambiental que está adquiriendo la importancia que merece dentro de los últimos tiempos y adicionalmente representará un beneficio económico, debido a la implementación del sistema propio de generación.
- Para llevar a cabo una Ingeniería conceptual, básica y de detalle, es muy importante contar con información verídica y que las bases de diseño tengan un factor de seguridad, siempre pensando en todos los casos que se puedan presentar.
- Todas las alternativas estudiadas son atractivas considerando el retorno de la inversión calculado con base en el consumo de 630 MSCFD para generación. No obstante, la alternativa 2 resulta atractiva tanto económica como técnicamente, ya que los costos de capital y de operación resultan ser los más bajos al no requerir el uso de un sistema de compresión.
- Se selecciona la alternativa 1.3 por parte de la empresa operadora debido a que para sus necesidades garantiza facilidades de operación en el campo y técnico-económicamente es la más favorable.
- Incluyendo el gas proyectado en los pozos del programa de perforación de 2008 se tiene un potencial de 1487 MSCFD de gas anulares y

en solución. Teniendo en cuenta que el consumo de gas requerido para generación es de 630 MSCF, queda un excedente de 857 MSCFD el cual debe ser quemado, para esto se incluye una Tea, las facilidades necesarias.

➤ Es importante para los diseños tener en cuenta la normatividad ambiental, en el caso de la Tea la radiación a la que se exponen las personas que operen cerca de ella.

RECOMENDACIONES

- En los cabezales de los pozos, se puede instalar una línea con sus respectivas válvulas para en determinado caso enviar el gas de anulares por la línea del crudo, ya que en este campo solamente existe una línea para el gas de anulares y cuando esta se encuentra en reparación el gas debe ser venteado a la atmosfera incumpliendo con las normas ambientales.
- De acuerdos con los resultados de las simulaciones el pozo M-272 ejerce un efecto de contrapresión pronunciado en cada una de las alternativas evaluadas, lo que llevaría a realizar un estudio a nivel de yacimiento para decidir el futuro de este pozo.
- El gas que se quema en la tea podría venderse como gas o utilizarlo en generación para la venta de energía.
- Seguido de este estudio puede realizarse otro para observar que influencia en la producción de crudo puede traer la recolección del gas como se presenta en esta Ingeniería.

BIBLIOGRAFIA

1. T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, Editorial Limuza México 1987.
2. Sanchez, Javier. "Análisis de la generación eléctrica con gas natural en Colombia". Mayo 2005.
3. Luque, Isaac. "Recuperación del gas producido por los anulares de los pozos del Campo Nare". Agosto 2004.
4. Valero, Javier. "Manual de operación general para estaciones compresoras de gas natural". Marzo 2006.
5. Cortes, Cesar. "Parámetros de diseño para estaciones de recibo y entrega de gas natural". Agosto 2005.
6. Jaimes, Ruben. "Diseño de una planta de reducción de HCDP del gas natural recolectado en la Batería Balcón de HOCOL S.A.". Agosto 2007.
7. Rodríguez, Edwin. "Impacto de las reglamentaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas al mercado de gas natural en el país". Noviembre 2005.
8. Pineda, Cesar. "Evaluación del impacto de la temperatura ambiente sobre la presencia de condiciones críticas de flujo en líneas de transporte de gas natural del sistema Colombiano". Septiembre 2005.
9. Usaquen, Jairo. "Principales problemas operacionales para el transporte de crudo pesado a través del oleoducto Velasquez-Galán y recomendaciones para sus posibles soluciones - Campo Velásquez". Septiembre 2004.

10. Arnold, Ken; Stewart, Maurice. "Surface Production Operations. Volume 2".
Second Edition. 1999.
11. "GPSA. Engineering Data Book" 12th Edition.
12. Greene, Richard. "Compresores".
13. Charles, Daniel. "Manual de Costos de Control de Contaminación del Aire de la
EPA".
14. API RECOMMENDED PRACTICE 521 fourth edition, March 1977.

ANEXOS

ANEXO A. INFORMACION DEL ECHOMETER

“WELL ANALYZER”

Este equipo está conformado por un sistema integrado de adquisición de datos que permite combinar las medidas de presión de superficie, nivel acústico de líquido y respuesta de transientes de presión, para determinar, entre otros parámetros, la productividad del pozo, el caudal de gas que se está produciendo por el anular, la presión del yacimiento, la eficiencia general, las cargas del equipo y el desempeño del pozo.

El sistema está basado en un convertidor análogo a digital, de precisión controlado por un computador con aplicaciones basadas en Windows. El “Well Analyzer” adquiere, almacena, procesa, despliega y administra los datos en el sitio del pozo para dar un análisis inmediato de las condiciones de operación del pozo.

En la figura que se muestra a continuación, se observan las principales partes del equipo.

Figura 1. Equipo



1.1. COMPONENTES DEL WELL ANALIZER.

1.1.1 Computador

El analizador de pozo se controla mediante un computador portátil.

1.1.2 Analizador.

Es una unidad electrónica compacta. Esta unidad recolecta y digitaliza las señales adquiridas con el micrófono y los diferentes transductores. Estas señales se envían al computador para procesamiento. El analizador contiene una batería de 12 Voltios de 2.5 Amp-hora.

1.1.3 Software TWM.

Es el programa para la adquisición y análisis de los datos. El TWM es un paquete amigable que controla los electrónicos, realiza los cálculos y construye gráficas para facilitar el análisis.

1.1.4 Pistola a gas disparada remotamente.

La pistola consta de un micrófono de alto desempeño y una cámara de 12 pulgadas cúbicas de capacidad. Una válvula funciona como un gatillo que libera

gas de la cámara de la pistola al pozo. La válvula es operada automáticamente desde el software del "Well Analizar".

Figura 2. Pistola a gas disparada remotamente



1.1.5 Transductor de presión.

Este transductor de presión utiliza tecnología de sensores láminas delgadas de acero inoxidable; ofrece excelente exactitud para un amplio rango de condiciones de operación, puesto que es compensado por temperatura. Esta calibrado para un rango de -40 °F a 180 °F y las correlaciones de temperatura son aplicadas automáticamente por el software.

1.2. CALCULO DEL FLUJO DE GAS POR EL ANULAR DE UN POZO UTILIZANDO EL EQUIPO "WELL ANALIZER".

La medición indirecta del flujo de gas de anulares en un campo es proceso tedioso que normalmente, requiere de platinas de orificio o turbinas portátiles que se encuentren diseñadas y calibradas para pequeñas tasas; esta forma de realizar esta labor es un proceso costoso que puede ser evitado estimando el flujo de gas

a partir de una prueba de nivel de fluido y una prueba corta de restauración de presión y revestimiento.

El procedimiento para esta prueba, consiste en cerrar la válvula del anular sin detener la unidad de bombeo (la producción de gas y crudo es mantenida durante la prueba); esto permite que gas que se libera del gas del crudo, burbujee a través de la columna de líquido, arriba de la entrada de la bomba de subsuelo y se almacene en el espacio del anular formado entre la tubería de producción y el revestimiento. Esto produce un incremento en la presión de "casing" que es registrado por el sensor del equipo "THE WELL ANALIZER", con respecto al tiempo.

De acuerdo a McCoy, Podio Y Huddleston, la tasa de flujo de gas por el anular de un pozo esta dada por:

$$Q = \frac{0.00068 * \Delta P * A * D_a}{\Delta t}$$

Donde:

ΔP = cambio en presión del casing.

Δt = tiempo transcurrido.

A= Área transversal del anular "casing"- "tubing".

D_a = Profundidad al nivel de líquido efectivo.

Esta profundidad al nivel de líquido efectivo es estimada calculando una fracción efectiva de crudo en la columna de fluido sobre la bomba y adicionando el gas presente en esta al gas que esta por encima del nivel de fluido.

$$D_a = D_L + (1 - f_o) * L$$

Donde

D_I = Profundidad al tope del nivel de fluido.

F_o = Fracción efectiva de crudo.

L = Longitud de la columna de fluido sobre la bomba.

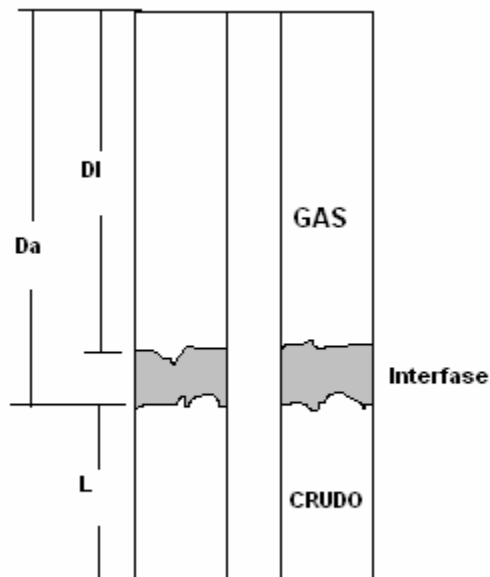


Figura 3 distribución de fluidos dentro de los anulares

1.3 CALCULO DE LA PRESION ESTATICA DE FONDO –SBHP.

Si el bombeo de un pozo es suspendido durante un periodo de tiempo suficiente, y la válvula de la tubería de revestimiento se cierra, entonces ocurrirán las condiciones estabilizadas del pozo. El gas que es producido desde el yacimiento, se acumula en la parte superior del espacio anular de la tubería de revestimiento y el líquido se almacena en la parte inferior.

Con un tiempo prudente de cierre, el pozo desarrolla su presión estática de fondo (SBHP) en la formación, a partir de la cual, equilibra las presiones hidrostáticas combinadas de las columnas de gas y líquido presentes en el anular. Por lo tanto, la presión estática de fondo puede ser calculada fácilmente, sumando la presión en la cabeza del revestimiento –CHP, y las presiones ejercidas por dichas columnas, como lo indica la siguiente ecuación.

$$SBHP = CHP + P_g + P_l$$

Donde:

SBHP= presión estática de fondo, psi.

CHP= presión en cabeza de revestimiento, psi.

P_g = presión hidrostática de la columna de gas en el espacio anular, psi.

P_l = presión hidrostática de la columna de líquido en el espacio anular, psi.

La CHP, se mide en superficie con un sensor de alta precisión o un probador de peso muerto. Son requeridas mediciones exactas, debido a que en muchos casos, este componente representa una parte vital de la presión de fondo final.

La P_g se puede determinar solo si se conoce la profundidad del nivel estático de líquido en el pozo, determinado por un registro acústico. Una evaluación apropiada de presión, debe tener en cuenta la composición del gas y el gradiente de temperatura en el espacio anular; esto implica efectuar un procedimiento iterativo de cálculo que lo realiza el software del equipo.

El último componente de la presión de fondo, la presión hidrostática producida por la columna de líquido, P_l , depende principalmente, del gradiente hidrostático del

líquido en el espacio anular. La determinación de este gradiente no conlleva problemas si se produce aceite puro, pero se necesitan consideraciones especiales en la producción de aceite emulsionado con agua.

Estos cálculos le permiten al ingeniero de producción, determinar si la presión producida por el gas en el anular –CHP, está generando un aumento en la P_{wf} y por lo tanto, una disminución en la producción; además, puede determinar si el gas está bloqueando la bomba de subsuelo y realizar pruebas para obtener el caudal de gas que se produce por el anular de los pozos y que puede ser recolectado, para darle el uso y la disposición adecuada, eliminando su venteo a la atmósfera.

ANEXO B

PRESUPUESTO							
CANT.	UND.	DESCRIPCIÓN				V/R. UNIT.	V/R. TOTAL
		CÓDIGO	DIAM. (In)	RATING	SCH.	ESP. (In)	
EQUIPOS							
2	EA	COMPRESOR					\$ 400.000.000
2	EA	SCRUBBER					\$ 10.000.000
1	EA	TAMBOR AMORTIGUADOR					\$ 50.000.000
1	EA	TEA					\$ 121.500.000
1	EA	BOMBA DE 40 gpm					\$ 3.409.580
8	EA	TRAMPAS PARA RASPADORES					\$ 3.500.000
		IVA (16%)					\$ 163.665.530
						TOTAL EQUIPOS	\$ 1.186.575.090
OBRAS CIVILES							
		TOTAL OBRAS CIVILES					\$ 99.463.750
		AIU (25%)					\$ 24.865.938
						TOTAL OBRAS CIVILES	\$ 124.329.688
TUBERIA							
		SUBTOTAL SUMINISTRO DE TUBERIA					\$ 1.034.442.100
		IVA(16%)					\$ 165.510.736
						TOTAL TUBERIA	\$ 1.199.952.836
MONTAJE , TUBERÍA Y ACCESORIOS							
		SUBTOTAL INSTALACION DE TUBERIA					\$ 1.177.314.630
		AIU (25%)					\$ 294.328.658
						TOTAL MONTAJE, INSTALACIÓN Y PINTURA	\$ 1.471.643.288
IISTRUMENTACION							
		SUBTOTAL SUMINISTRO DE INSTRUMENTACION					\$ 230.708.905
		IVA(16%)					\$ 36.913.425
						TOTAL SUMINISTRO DE INSTRUMENTACION	\$ 267.622.329,80
MONTAJE DE INSTRUMENTACIÓN							
		SUBTOTAL INSTALACION DE INSTRUMENTACIÓN					\$ 53.124.118
		AIU (25%)					\$ 13.281.030
						TOTAL INSTALACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN	\$ 66.405.148
						TOTAL	\$ 4.316.528.378