

**RECUPERACIÓN DEL GAS PRODUCIDO POR LOS ANULARES DE LOS
POZOS DEL CAMPO NARE.**

ISAAC SANTIAGO LUQUE ORTIZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2004

**RECUPERACIÓN DEL GAS PRODUCIDO POR LOS ANULARES DE LOS
POZOS DEL CAMPO NARE.**

ISAAC SANTIAGO LUQUE ORTIZ

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Ingeniería de Gas

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

2004

Con todo mi afecto, cariño y amor a:

Mi Dios, quien con su ayuda, amor y dirección permitió que este sueño se hiciera realidad; gracias a Él por su incomparable amor y por su sacrificio; a Ana Maria, quien ha sido la inspiración de mi vida y quien me ha acompañado con su amor y ternura en este camino; gracias doy a Dios porque me permite tenerte a mi lado; a Valentina, el regalo más lindo que Dios nos ha dado; tu eres nuestra alegría y mayor tesoro; a mis padres: Santiago y Beatriz por el gran amor y ejemplo que me han regalado; gracias por todas sus oraciones; a mis hermanos: Elizabeth, David, Ruth y Diana por llevarme siempre en sus oraciones y su apoyo; a todos los amigos y amigas.

I saac

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Escuela de Ingeniería de Petroleos – EIP y a todos sus profesores por su apoyo desinteresado.

Centro de Investigación del Gas y del petróleo (CIGP) y todo su equipo de trabajo por el apoyo brindado.

Julio César Pérez Angulo, Ingeniero de Petróleos y Director del CIGP, por su amistad, respaldo y asesoría brindada en todo este tiempo.

Emiliano Ariza León, Ingeniero de Petróleos y Director del trabajo de grado, por el tiempo que dedicó y por todas su sugerencias.

Marlong Meza Peñaranda, Ingeniero de Petróleos, por su colaboración y apoyo.

Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Ingeniero de Petróleos, por su colaboración y apoyo

RESUMEN

TITULO: RECUPERACIÓN DEL GAS PRODUCIDO POR LOS ANULARES DE LOS POZOS DEL CAMPO NARE.*

AUTOR**

ISAAC SANTIAGO LUQUE ORTIZ

PALABRAS CLAVES

Gas Natural, IPR, Sistema de compresión, redes de gas.

DESCRIPCIÓN

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. Por esta razón, la mayoría de las veces es necesario ventear este gas a la atmósfera contaminando el medio ambiente, algunas veces creando atmósferas explosivas y/o desperdiciando la energía contenida en él. Es por esto, que se vio la necesidad de plantear el presente trabajo que busca alternativas para la solución de este problema mediante la instalación de un compresor en el modulo de tratamiento, de tal forma que la presión de succión del mismo, fuera lo suficientemente baja para que la CHP

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Emiliano Ariza León

en cada pozo estuviese siempre por debajo de 5 psi; para lograr esto, fue necesario realizar la simulación de toda la red de recolección de gas de anulares y redefinir los diámetros críticos. De esta forma, se logrará recuperar gas que estaba siendo venteado a la atmósfera y se utilizará como combustible en los generadores de vapor del campo, de tal manera, que es posible que se obtengan ahorros sustanciales en la compra de gas a entidades externas.

ABSTRACT

TITLE: RECOVERY OF THE PRODUCED GAS FOR THE ANNULAR OF THE WELLS OF THE FIELD NARE.*

AUTHOR **

ISAAC SANTIAGO LUQUE ORTIZ.

KEY WORDS

Natural gas, IPR, compression system, gas gathering system.

DESCRIPTION

At the present time, the production of oil in marginal fields that take place for pumping mechanic is very sensitive to the increase of the casing head pressure (CHP), since the levels of fluid in these wells, are usually very close to the perforations. This increase in the CHP is owed mainly to that the gas, finds some restriction of flow, either for the blockade of the casing valve, or because the gathering system of this gas is wrong design. For this reason, most of the times are necessary to vent this gas to the atmosphere contaminating the environment, sometimes creating atmospheres explosive y/o wasting the energy contained in him. It is for this reason that the necessity was seen of outlining the present work that looks for alternatives for the solution of this problem by means of the installation of a compressor in the modulate of treatment, in such a way that the pressure of suction of the same one, was the sufficiently low thing so that the CHP in each well is always below 5 psi; to achieve this, it was necessary to carry out the simulation of gas gathering system of ring and to redefine the critical diameters. This way,

* *Monograph*

** *Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Emiliano Ariza Leon.*

it will be possible to recover gas that was being vented to the atmosphere and it will be used as fuel in the steam generators of the field, in such a way that is possible that substantial savings are obtained in the purchase of gas to external entities.

TABLA DE CONTENIDO.

INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES.....	18
1.1 EL GAS NATURAL.....	18
1.1.1 Tipos de Gas Natural.	19
1.1.2 Gas natural y medio ambiente.	22
1.2. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.....	23
1.2.1 Comportamiento de gases ideales.	25
1.2.2 COMPORTAMIENTO DE GASES REALES.....	33
2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y RELACIÓN DE DESEMPEÑO DE LOS POZOS.....	39
2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	39
2.2 CORRELACIÓN IPR DE VOGEL.	41
3. CÁLCULOS QUE SE PUEDEN REALIZAR CON EL EQUIPO “THE WELL ANALYZER”.	42
3.1 DESCRIPCIÓN “WELL ANALYZER”.	42
3.1.1 Computador.....	43
3.1.2 Analizador.....	43
3.1.3 Software TWM.	44
3.1.4 Pistola a gas disparada remotamente.....	44
3.1.5 Transductor de presión.....	45

3.2 CALCULO DEL FLUJO DE GAS POR EL ANULAR DE UN POZO UTILIZANDO EL EQUIPO "WELL ANALYZER".	45
3.3 CALCULO DE LA PRESIÓN ESTÁTICA DE FONDO - SBHP.	48
3.4 CALCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO - Pwf.	49
4. MEDICIÓN DEL GAS DE ANULARES.	52
4.1 CROMATOGRAFÍA DEL GAS.	52
4.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN.	53
5. SISTEMAS DE REDUCCIÓN DE PRESIÓN EN EL ANULAR DE LOS POZOS Y RECUPERACIÓN DEL GAS PRODUCIDO POR LOS ANULARES.	56
5.1 VENTEAR EL GAS A LA ATMÓSFERA.	57
5.2 COMPRESORES.	58
5.2.1 Compresores de viga.	58
5.2.2 Compresores Montados en Patín.	64
5.2.3 Sistemas de Recolección de Gas.	66
5.3 APLICACIONES.	68
5.4 EJEMPLOS REALES.	69
6. PROPUESTA DE MANEJO DE GAS DE ANULARES.	71
6.1 ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES.	71
6.1.1 Compresores de viga.	71
6.1.2 Compresores Montados en Patín.	72
6.1.3 Sistemas de Recolección de Gas.	73

6.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES.	74
7. SIMULACIÓN DE LA RED DE RECOLECCIÓN.	75
7.1. SIMULADOR DE PROCESOS.....	75
7.1.1 Ecuación de estado de Peng Robinson.....	76
7.1.2 Cálculos “flash”.	78
7.1.3 Utilidades del simulador.	79
7.2. MODELO DE SIMULACIÓN.....	82
7.3. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	85
7.3.1 Simulación del sistema para entregar el gas directamente en el generador sin compresor.	85
7.3.2 Simulación para obtener presiones del sistema y verificación de diámetros	89
7.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	97
7.4.1 Análisis de resultados de la simulación del sistema para entregar el gas directamente en el generador sin compresor.	97
7.4.2 Análisis de resultados de la simulación para obtener presiones del sistema y verificación de diámetros.	97
8. DEFINICIÓN BÁSICA DEL SISTEMA.....	100
8.1 DATOS BÁSICOS DE DISEÑO.	100
8.1.1 Situación actual.	100
8.1.2 Flujo de gas a recuperar.	101
8.1.3 Condiciones de operación del sistema.	101
8.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	102
8.2.1 Separador (scrubber) de condensado en la succión.....	102

8.2.2 Compresor.....	103
8.2.3 Disposición del gas recuperado.....	103
8.3 DIMENSIONAMIENTO BÁSICO DE LOS EQUIPOS – SIMULACIÓN DEL SISTEMA.....	106
8.3.1 Dimensionamiento del Separador (scrubber) de succión.....	107
8.3.2 Dimensionamiento del compresor.....	107
8.3.3 Dimensionamiento del Intercambiador de calor (post - enfriador).....	107
8.3.4 Dimensionamiento del separador (scrubber) de descarga.....	107
8.3.5 Dimensionamiento de las tuberías.....	108
9. PRESUPUESTO GLOBAL.....	109
9.1 COSTOS GLOBALES DE MATERIALES, EQUIPOS E INGENIERÍA.....	109
9.2 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A REALIZAR.....	114
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	117

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Componentes del “Well Analyzer”.	43
Figura 2. Pistola a gas disparada remotamente.	44
Figura 3. Transductor de presión.	45
Figura 4. Curva de corrección de gradiente de columna liquido – gaseosa de Echometer Co.	47
Figura 5. Compresor tipo viga (“beam gas compressor”).	59
Figura 6. Compresor BCG de acción sencilla.	60
Figura 7. Compresor BCG de doble acción.	61
Figura 8. Instalación convencional de un compresor BCG.	62
Figura 9. Instalación convencional de dos etapas.	63
Figura 10. Instalación para unidades Mark II.	64
Figura 11. Vista general de un compresor recolectando gas de varios pozos.	67
Figura 12. Compresor y colector de alimentación.	67
Figura 13. Vista de planta de la red del campo.	72
Figura 14. Configuración de la simulación antes de entrar a la red de recolección.	82
Figura 15. Configuración completa de dos pozos.	84
Figura 16. Esquema del sistema de compresión para recuperación del gas de anulares.	104
Figura 17. Diagrama usado para simular el sistema de compresión.	106

LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Análisis cromatográfico del gas.	53
Tabla 2. Flujos de gas de anulares en los pozos del Campo Nare	53
Tabla 3. Correlaciones para calculo de la hidráulica y sus aplicaciones.....	81
Tabla 4. Resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27.....	86
Tabla 5. Resultados de la simulación para la línea 5.....	86
Tabla 6. Resultados de la simulación para la línea 4.....	87
Tabla 7. Resultados de la simulación para la línea 2.....	87
Tabla 8. Resultados de la simulación para la línea 3.....	88
Tabla 9. Resultados de la simulación para la línea 1.....	89
Tabla 10. Resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27 con una presión de cero psi en el modulo Nare.	90
Tabla 11. Cambios de diámetro para la línea Nare 136 y Nare 27 para obtener una presión de cero psi en el modulo Nare.....	91
Tabla 12. Resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27 usando diámetros sugeridos.	91
Tabla 13. Resultados de la simulación para la línea 5 con una presión de cero psi en el modulo Nare.....	92
Tabla 14. Resultados de la simulación para la línea 4 con una presión de cero psi en el modulo Nare.....	92
Tabla 15. Resultados de la simulación para la línea 2 con una presión de cero psi en el modulo Nare.....	93
Tabla 16. Cambios de diámetro para la línea 2 para obtener una presión de cero psi en el modulo Nare.....	94
Tabla 17. Resultados de la simulación para la línea 2 usando diámetros sugeridos.	95

Tabla 18. Resultados de la simulación para la línea 3 con una presión de cero psi en el modulo Nare.....	96
Tabla 19. Resultados de la simulación para la línea 1 con una presión de cero psi en el modulo Nare.....	96
Tabla 20. Dimensiones del tambor de succión.....	107
Tabla 21. Dimensiones del tambor de descarga.....	108
Tabla 22. Presupuesto materiales eléctricos.....	109
Tabla 23. Presupuesto equipos, materiales y accesorios mecánicos.....	110
Tabla 24. Presupuesto total de la inversión.....	114

INTRODUCCIÓN

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. Por esta razón, la mayoría de las veces es necesario ventear este gas a la atmósfera contaminando el medio ambiente, algunas veces creando atmósferas explosivas y/o desperdiciando la energía contenida en él. Es por esto, que se vio la necesidad de plantear el presente trabajo que busca alternativas para la solución de este problema en el campo Nare.

El proyecto se encuentra ordenado en 9 capítulos distribuidos de la siguiente manera: el capítulo 1 se presenta las generalidades del gas natural; el capítulo 2 expone los conceptos básicos de índice de productividad; el capítulo 3 da una breve descripción del equipo "The Well Analyzer"; el capítulo 4 presenta la medición del gas producido por los anulares de los pozos; el capítulo 5 explica los diferentes sistemas de reducción de presión en los anulares de los pozos; en el capítulo 6 se propone el sistema para el manejo del gas para el campo; en el capítulo 7 se presenta la simulación de la red de recolección de gas que actualmente existe en el campo; en el capítulo 8 se dimensiona de forma básica el sistema a implementar y el capítulo 9 presenta el presupuesto global para el montaje y puesta en marcha

del sistema. Además, se exponen las conclusiones y recomendaciones más destacadas, obtenidas durante la realización del presente trabajo.

1. GENERALIDADES.

1.1 EL GAS NATURAL.

Se denomina gas natural al formado por los componentes más volátiles de la serie parafínica de los hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano, butano y porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Además, es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos como el dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, oxígeno, vapor de agua, etc.

La comisión de Regulación de Energía y gas (CREG), como ente regulador a nivel nacional de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, define el gas natural como una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa, usualmente consistente en componentes livianos de los hidrocarburos. Se presenta en forma asociada o no asociada con el petróleo, y está principalmente formado por metano. Otras definiciones refieren al gas natural como un gas que se obtiene del subsuelo en forma natural, siendo este Incoloro, Inodoro, no tóxico e inflamable.

El gas que se entrega para consumo final como combustible o materia prima, tiene una composición bastante diferente a la presente en el yacimiento o en boca de pozo, composición que debe definirse mediante una calidad específica que requiere ser cumplida por todos los productores que comercialicen gas natural.

El metano es el más liviano de los combustibles fósiles, con solo un átomo de carbón por cada cuatro átomos de hidrógeno. Debido a este bajo contenido de carbón, su combustión produce aproximadamente la mitad de

las emisiones de CO₂ del carbón mineral, y las dos terceras partes del producido cuando se quema aceite, entregando la misma cantidad de energía térmica. Igualmente produce menos emisiones de CO, NO_x, SO₂ y partículas, convirtiéndose en el menos contaminante de los combustibles fósiles, de ahí la importancia cada vez mayor del gas natural en el mundo industrializado.

1.1.1 Tipos de Gas Natural.

Debido a que el gas natural es una mezcla de varios compuestos y a que su composición difiere de un yacimiento a otro, y que su presencia en el subsuelo puede darse acompañado de petróleo o libre, se definen varios tipos de gas natural a saber:

✓ **Gas libre.**

Es aquel que proviene de un yacimiento donde solo existe gas como hidrocarburo.

✓ **Gas Crudo.**

Es aquel que sale del yacimiento, sin tratar ni procesar.

✓ **Gas Asociado.**

Es aquel que proviene de un yacimiento donde simultáneamente se produce gas y crudo.

✓ **Gas Pobre.**

Un gas que contiene muy poca cantidad de etano, propano y compuestos más pesados.

✓ **Gas Rico.**

Gas que contiene una cantidad de compuestos más pesados que el etano, alrededor de 0.7 galones de propano equivalente por 1000 pies cúbicos de gas.

✓ **Gas Ácido o Agrio.**

Gas que contiene más de 16 ppm de H₂S o cantidades porcentuales altas (mayores a 6%) de CO₂.

✓ **Gas Dulce.**

Gas que contiene menos de 16 ppm de H₂S o cantidades bajas de CO₂.

✓ **Gas natural seco.**

De acuerdo con la norma GPA 181, se define como gas seco, a un gas que no contiene agua. Sin embargo, para propósitos prácticos, las partes contractuales pueden especificar la definición de seco, con el objeto de aceptar pequeñas cantidades de agua. Según la ISO 6976-95, se denomina de esta forma al gas con contenido de vapor en fracción molar menores o iguales de 0.00005.

En el caso de Colombia, la especificación para el gas natural que puede ser enviado por el sistema nacional de transporte es de 97 mg/m³ (6

lb/MMPCS), lo cual se puede considerar como gas seco. En Estados Unidos este valor es de 65mg/m^3 (4 lb/MMPCS); sin embargo, para propósitos de cálculo del poder calorífico, un gas deshidratado con contenido de agua que no excedan los 112 mg/m^3 (7 lb/MMPCS) se puede considerar como seco.

En forma más global, el GPSA establece dos definiciones: una relacionada con el contenido de agua y otra con el contenido de hidrocarburos. En la primera se define como gas seco, al gas cuyo contenido de agua ha sido reducido mediante un proceso de deshidratación. En la segunda denominada como gas pobre, se define al gas con muy pocos ó sin hidrocarburos líquidos comercialmente recuperables.

✓ **Gas saturado.**

Es el gas que contiene la máxima cantidad de vapor de agua a una presión y temperatura 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 ($\text{lb H}_2\text{O/MMPCS}$). El poder calorífico calculado sobre base de gas saturado es menor que el correspondiente para gas insaturado (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.

1.1.2 Gas natural y medio ambiente.

✓ El impacto ambiental de la energía.

Las obligaciones con el cuidado del medio ambiente afectan a la sociedad en su conjunto, pero cada vez más al sector energético como responsable de la obtención, manipulación, y distribución de las fuentes de energía no renovables. El carbón, el petróleo y el gas natural suponen en la actualidad gran parte de la demanda de energía en Latinoamérica y todas ellas tienen un impacto sobre nuestro entorno.

Como ejemplo, las emisiones de CO₂ a la atmósfera constituyen el principal causante del calentamiento de la tierra y la tendencia mostrada durante las últimas décadas era de un crecimiento acelerado. Existe un compromiso mundial para controlar esta situación estabilizando los niveles de emisión en valores registrados hace una década.

✓ El gas natural, la energía más limpia.

El gas natural es una fuente de energía que se consume sin transformación alguna en su estado más natural, y su transporte y distribución se realiza mediante canalizaciones subterráneas y silenciosas.

La reciente evolución de la tecnología del gas natural ofrece un considerable potencial de ahorro energético por su gran rendimiento de uso del 91%.

La cantidad de CO₂ producido en la combustión de los diferentes combustibles depende de la composición de los mismos. El gas natural compuesto en su mayoría por metano (CH₄) presenta la menor proporción

carbono – hidrogeno entre los combustibles fósiles, generando entre un 30% y un 44% menos de CO₂ que el carbón y el petróleo respectivamente.

La llamada "lluvia ácida", conduce paulatinamente a una importante deforestación, causada por los óxidos de azufre generados en la utilización de combustibles fósiles sólidos y líquidos, prácticamente inexistentes en el gas natural.

Al estar compuesto en su mayor parte por metano, el gas natural contiene bajos niveles de compuestos orgánicos volátiles (VOC) que son los agentes responsables de la formación de las nieblas contaminantes urbanas.

1.2. PROPIEDADES DEL GAS NATURAL.

En la forma más simple (de forma ideal), un gas está constituido por partículas sin volumen, entre las cuales no existen fuerzas de atracción o de repulsión. Es un fluido homogéneo generalmente de baja densidad y viscosidad, sin volumen definido y cabe en cualquier espacio donde se coloque. Los gases que se ajustan a esta definición, se denominan gases perfectos o ideales.

El concepto anterior de gas, generalmente se cumple en condiciones de baja presión y temperatura, pero gradualmente el gas se aparta de esta definición y el comportamiento teórico se aleja de dicho concepto a medida que aumenta la presión y/o la temperatura. A los que cumplen con esta última definición se le denominan gases reales.

Su gravedad específica varía entre 0.56 y 0.67, es decir, su peso por unidad de volumen es el 60% del peso del aire, lo cual lo hace muy volátil, a

diferencia del gas propano cuya gravedad es del orden de 1.5, impidiéndole disiparse rápidamente en caso de escapes.

Su licuefacción es muy difícil, ya que requiere de condiciones de presión y temperaturas extremas, por lo que pocas veces se almacena en forma líquida para su uso posterior.

El poder calorífico del gas natural es del orden de 1.000 BTU/pe³; y podría considerarse bajo, si se compara con el gas propano cuyo poder calorífico es de 2.500 BTU/pe³, esto hace que se requiera mayor cantidad de gas natural para obtener un mismo objetivo de consumo energético.

Todas estas características hacen del gas natural un combustible más seguro que el propano.

La combustión del gas natural ocasiona menor contaminación atmosférica, en comparación con la de los combustibles líquidos y el carbón; esto debido a que el gas natural genera menor emisión de CO₂, su bajo contenido de azufre y la reducción de hidrocarburos no quemados a la atmósfera.

Los combustibles gaseosos, producen mucha menos contaminación que los líquidos y sólidos, debido a las siguientes causas:

- ✓ Carencia de partículas sólidas en los gases, procedentes de la combustión.
- ✓ Menor presencia de productos no quemados en los gases de escape.
- ✓ Menor producción de CO₂.
- ✓ Ausencia de impurezas, especialmente azufre.

El gas natural puede obtenerse como tal en yacimientos de gas libre o asociado en yacimientos de petróleo y de condensado. Es extraído a través de los tubos de perforación y ya en la superficie es conducido por tubería a las plantas de procesamiento de donde es entregado para su uso final.

Las leyes que predicen el comportamiento de gases en términos de presión (P), volumen (V), y temperatura (T) se han conocido por muchos años. Estas leyes son relativamente simples para un fluido hipotético conocido como gas perfecto o ideal. El conocimiento de las relaciones de presión - volumen - temperatura (PVT) y otras propiedades químicas y físicas de gases es esencial para resolver problemas relacionados con la extracción (yacimientos), transporte (facilidades. compresión y expansión), tratamiento y uso del gas natural.

Las propiedades fisicoquímicas del gas natural pueden ser obtenidas directamente ya sea por mediciones en laboratorio o por predicción a partir de la composición química conocida del gas. En este caso, los cálculos están basados en las propiedades físicas de componentes individuales del gas y en las leyes físicas frecuentemente conocidas como leyes de mezclas, las cuales relacionan las propiedades de los componentes a la de la mezcla de gas.

1.2.1 Comportamiento de gases ideales.

Un gas ideal es un modelo útil porque se describe con una ecuación sencilla que con frecuencia se aplica a gases reales con una buena aproximación.

✓ **Características de un gas ideal.**

No hay fuerzas de atracción o repulsión entre las moléculas o entre las moléculas y las paredes del recipiente. La otra característica es que todas las colisiones de las moléculas son perfectamente elásticas, esto es, no hay pérdida de energía interna en la colisión.

✓ **Deducción de la ecuación de un gas ideal.**

- **Ecuación de Boyle.** Boyle observó experimentalmente que el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión para una masa dada de un gas cuando la temperatura es mantenida constante. Esto puede ser representado como:

$$PV = \text{constante} \quad 1$$

- **Ecuación de Charles.** El trabajo experimental de Charles condujo a que el volumen de un gas ideal es directamente proporcional a la temperatura para una masa de gas dada cuando la presión es mantenida constante. Simbólicamente,

$$\frac{V}{T} = \text{constante} \quad 2$$

- **Ley de Avogadro.** La ley de Avogadro establece que, bajo las mismas condiciones de temperatura y presión, volúmenes iguales de todos los gases ideales contienen el mismo número de moléculas. Esto es equivalente a decir que a una presión y temperatura dada, un peso molecular de cualquier gas ideal ocupa el mismo volumen que el peso molecular de cualquier otro gas ideal.

- **Ecuación de estado para un gas ideal.** Las ecuaciones de Boyle, Charles y Avogadro se pueden combinar para dar la ecuación de estado de un gas ideal.

Se debe imaginar un proceso de dos pasos para combinar la ecuación de Charles y la ecuación de Boyle y así describir el comportamiento de un gas ideal cuando cambia la temperatura y la presión.

El proceso se inicia con una masa de gas dada con volumen V_1 , a presión P_1 y temperatura t_1 , y termina con volumen V_2 , a presión P_2 y temperatura T_2 .

$$\frac{P_1 V_1}{T_1} \equiv \frac{P_2 V_2}{T_2} \quad 3$$

Así, para una masa dada de gas, PV/T es una constante que se designa como R cuando la cantidad de gas sea igual a un peso molecular.

$$\frac{PV_M}{T} \equiv R \quad 4$$

Si consideramos la ley de Avogadro, la cual establece que un peso molecular de un gas ideal ocupa el mismo volumen que el peso molecular de otro gas ideal a la misma presión y temperatura, se deduce que R es la misma para todos los gases ideales y se denomina "Constante Universal de los Gases".

$$PV = nRT \quad 5$$

$$\rho_g = PM / RT \quad 6$$

Donde:

ρ_g = densidad de la mezcla de gases, ft³/lb.

P = presión absoluta, psia.

V = volumen, ft³

T = temperatura absoluta, °R.

n = número de moles de gas, lb - mol.

M = peso molecular, lb/ lb - mol.

R = constante universal del gas que, para las unidades anteriores, tiene un valor de 10.732 psia ft³/lb-mol °R

La ecuación describe el comportamiento de la mayoría de los gases reales a bajas presiones. También nos da un punto de inicio para desarrollar ecuaciones de estado que describen más adecuadamente el comportamiento de gases reales a elevadas presiones.

✓ **Mezcla de gases ideales.**

Debido a que el gas natural es una mezcla de componentes hidrocarburos, las propiedades químicas y físicas totales pueden ser determinadas a partir de las propiedades físicas de los componentes individuales en la mezcla empleando apropiadamente las reglas de mezcla.

✓ **Leyes de mezclas de gases ideales.**

- **Ley de Dalton de presiones parciales.** La presión total ejercida por una mezcla de gases es igual a la suma de las presiones ejercida por sus componentes. La presión ejercida por cada uno de los componentes gaseosos es conocida como su presión parcial.

Dalton postuló que la presión parcial ejercida por cada componente en una mezcla de gases es igual a la presión que ejercería cada componente si

estuviera solo en el volumen ocupado por la mezcla de gases. Esto es valido cuando la mezcla y cada componente de la mezcla actúan como gases ideales.

$$P_i = Y_i P_T$$

7

Donde:

P_i = corresponde a la presión parcial del componente i

Y_i = corresponde a la fracción composicional de i en la mezcla.

P_T = corresponde a la presión total del sistema

- **Ley de Amagat de volúmenes parciales.** Amagat postulo que el volumen total ocupado por una mezcla de gases es igual a la suma de los volúmenes que los componentes puros ocuparían a la misma, presión y temperatura. Esto se conoce como la ley de los volúmenes aditivos. La ley de Amagat de volúmenes parciales es análoga a la ley de Dalton de presiones parciales.

Los volúmenes ocupados por los componentes individuales son conocidos como volúmenes parciales. Esta ecuación es correcta si la mezcla y cada uno de los componentes obedecen a la ecuación de gas ideal.

$$V_i = Y_i * V_T$$

8

Donde:

V_i = corresponde al volumen parcial del componente i

Y_i = corresponde a la fracción composicional de i en la mezcla.

V_T = corresponde al volumen total del sistema.

✓ **Propiedades de mezclas de gases ideales.**

Las propiedades básicas de gases ideales se expresan comúnmente en términos del peso molecular aparente, volumen estándar, densidad, volumen específico y gravedad específica.

✓ **Peso molecular aparente de una mezcla de gases.**

Una mezcla de gases se comporta como si tuviera un peso molecular definido, Este peso molecular es conocido como peso molecular aparente:

$$M_a \equiv \sum_i y_i M_i \quad 9$$

✓ **Volumen estándar.**

El volumen estándar es definido como el volumen ocupado por 1 lb-mol de un gas ideal a condiciones estándar. Estas condiciones de referencia varían de acuerdo a las leyes y regulaciones, por lo general son 14.7 psia y 60°F.

✓ **Densidad.**

$$\mathbf{r}_g \equiv \frac{PM_a}{RT} \quad 10$$

Donde:

ρ_g = densidad de la mezcla de gases, ft^3/lb ,

M_a = peso molecular aparente.

✓ **Volumen específico.**

El volumen específico está definido como el volumen ocupado por una unidad de masa de gas. Para un gas ideal, esta propiedad se puede calcular aplicando la ecuación:

$$PV = nRT \quad \Rightarrow \quad V = \left(\frac{m}{M_a} \right) \frac{RT}{P} \quad 11$$

$$V = \frac{V}{M} = \frac{RT}{PM_a} = \frac{1}{r_g} \quad 12$$

Donde:

v = volumen específico, ft³/lb

ρ_g = densidad del gas, lb/ft³.

✓ **Gravedad específica de un gas.**

La gravedad específica de un gas está definida como la razón entre la densidad del gas y la densidad del aire seco, ambas medidas a la misma presión y temperatura. Simbólicamente,

$$g_g = \frac{r_g}{r_{aire}} \quad 13$$

$$g_g = \frac{M_g}{M_a} \quad 14$$

Donde γ_g es la gravedad específica del gas y M_g y M_a son los pesos moleculares del gas y aire respectivamente.

✓ **Composición de la mezcla gaseosa.**

La composición del gas natural es expresada en términos de fracción molar, fracción en peso, y porcentaje en volumen, las cuales se derivan de la siguiente forma:

✓ **Fracción molar.**

La fracción molar de un componente particular, componente i, está definida como el número de moles de ese componente dividido por el número total de moles de todos los componentes en la mezcla.

$$y_i = \frac{n_i}{n} = \frac{n_i}{\sum_i n_i} \quad 15$$

Donde:

y= fracción molar del componente i en la mezcla.

n_i= número de moles del componente i.

n = número total de moles en la mezcla.

✓ **Fracción en peso.**

La fracción en peso de cualquier componente esta definida como el peso de ese componente dividido por el peso total.

$$w_i = \frac{m_i}{m} = \frac{m_i}{\sum_i m_i} \quad 16$$

Donde:

w_i = fracción en peso del componente i en la mezcla.

m_i = peso del componente i en la fase de gas.

m = peso total de la mezcla de gases.

✓ **Fracción en volumen.**

La fracción en volumen de un componente específico en una mezcla está definido como el volumen de ese componente dividido por el volumen total de la mezcla.

$$v_i = \frac{V_i}{V} = \frac{V_i}{\sum_i V_i} \quad 17$$

Donde:

V_i = fracción en volumen del componente i en la mezcla.

V_i = volumen ocupado por el componente i .

V = volumen total de la mezcla.

El porcentaje por mol es igual al porcentaje por volumen.

1.2.2 COMPORTAMIENTO DE GASES REALES.

Los investigadores han propuesto centenares de ecuaciones de estado para gases reales, las cuales podemos reunir en dos grandes grupos: ecuaciones de compresibilidad y ecuaciones de estado analíticas.

✓ **Ecuación de compresibilidad.**

Deducción de la ecuación. La mejor forma de escribir una ecuación de estado para un gas real es insertando un factor de corrección en la ecuación de gas ideal, así:

$$PV = ZnRT, \quad 18 \quad r_g = \frac{PM}{ZRT} \quad 19$$

Donde el factor de corrección, Z, es conocido como factor de compresibilidad, factor de desviación del gas.

- **Factor de compresibilidad:** El factor Z es la razón entre el volumen real ocupado por un gas a una presión y temperatura dada, y el volumen que el gas ocuparía a la misma presión y temperatura si se comportara como un gas ideal.

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad 20$$

El factor Z no es constante. Varía con los cambios de composición del gas, presión y temperatura.

Los experimentos muestran que a presiones muy bajas el factor Z se aproxima a un valor de 1. Esto indica que el comportamiento de gas ideal en efecto ocurre a presiones muy bajas. A presiones moderadas, las moléculas están lo suficientemente cerca para ejercer alguna atracción entre moléculas. Esta atracción provoca que el volumen real sea algo menor que el volumen predicho por la ecuación del gas ideal, esto es, el factor Z será algo menor que 1.

A elevadas presiones, las moléculas están muy unidas, lo cual genera fuerzas de repulsión que hacen que el volumen real sea mayor que el volumen ideal. En esta situación el factor Z es mayor que 1.

✓ **Viscosidad del gas natural.**

La viscosidad de un fluido es la medida de la fricción interna del fluido (resistencia) al flujo.

Cuando la viscosidad incrementa, cada capa de fluido ejerce un gran arrastre fraccional sobre las capas adyacentes y el gradiente de velocidad disminuye.

La viscosidad de un fluido generalmente esta definida como la relación entre la fuerza cortante por unidad de área y el gradiente de velocidad local. Las viscosidades se expresan en términos de poises, centipoises o micropoises.

El termino viscosidad se conoce como viscosidad dinámica para diferenciarlo de la viscosidad cinemática, la cual esta definida como la viscosidad dinámica dividida por la densidad del fluido.

La viscosidad del gas no es comúnmente medida en el laboratorio debido a que puede estimarse con cierto grado de exactitud a partir de correlaciones empíricas.

Al igual que todas las propiedades intensivas, la viscosidad de un gas natural se describe completamente por las siguientes funciones.

$$\mathbf{m}_g = (P, T, y_i)$$

21

Donde:

μ_g =viscosidad de la fase gaseosa.

La anterior relación simplemente establece que la viscosidad es una función de la presión, temperatura y composición.

✓ **Principio psicrométrico del gas natural.**

Un gas mezclado con vapor se comporta diferente de una mezcla de gases, y puesto que el vapor es por definición un gas que está situado sobre la línea de vapor saturado, los cambios en presión y temperatura resultan en condensación o vaporización. Cuando el vapor es agua la mezcla puede variar entre un gas seco y un gas saturado. Una mezcla vapor de agua-gas se conoce como una mezcla psicrométrica. Las propiedades que se usan para definir mezclas vapor de agua-gas son la humedad relativa, humedad específica y punto de rocío.

✓ **Temperatura del punto de rocío.**

Para una mezcla gaseosa, es la temperatura a la cual aparece la primera gota de líquido. Debido a que el enfriamiento ocurre a presión constante, la temperatura del punto de rocío se usa para entrar a las tablas de vapor y encontrar la presión parcial del vapor de agua en una mezcla no saturada; esta presión parcial es la presión correspondiente a la temperatura de saturación que es la temperatura del punto de rocío.

✓ **Poder calorífico del gas.**

Es la energía liberada cuando se quema un volumen estándar de gas y se expresa en Btu / pie³ o Julios / m³. Debido a que lo que genera calor es el rompimiento de las uniones entre el carbono y el hidrógeno, mientras más átomos de carbono e hidrógeno haya en cada molécula, mayor será el poder

calorífico del gas. En vista de que el gas natural es una mezcla de gases, su poder calorífico depende de su composición.

- Poder Calorífico Bruto.

Es la cantidad de energía transferida como calor en la reacción de combustión donde todos los productos de combustión son enfriados a 60° F y el agua producto de la reacción ha sido condensada.

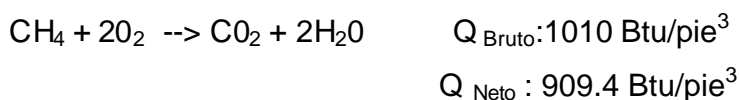
- Poder Calorífico neto.

Es la cantidad de energía transferida como calor en la reacción de combustión pero el agua que se forma en la combustión permanece en la fase vapor.

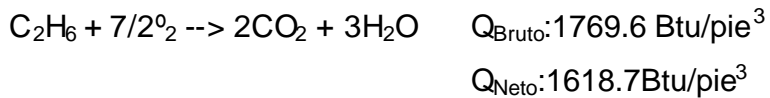
La diferencia entre calor bruto y neto es el calor latente de condensación del agua producida en el proceso de combustión.

✓ **Reacción de Combustión.**

La combustión es el proceso mediante el cual se realiza la oxidación del carbono y el hidrogeno contenidos en un compuesto con desprendimiento de calor. Si la oxidación es completa, la combustión produce el máximo rendimiento energético y los productos finales no son susceptibles de nueva combustión, es decir, se obtiene CO₂ y H₂O. De ser incompleta, una parte saldrá como hidrocarburo, otra como CO y se habrá perdido un porcentaje de la energía disponible.



La diferencia del bruto y el neto son 100.6 Btu / pie³ debido al calor de condensación de dos moléculas de agua.



✓ **Límite de inflamabilidad.**

Los límites de inflamabilidad de un gas definen el rango en el que se sucede combustión.

- **Límite Inferior de Inflamabilidad.**

Es la concentración mas baja de un gas en aire en la que ocurre una combustión sostenida.

- **Límite Superior de Inflamabilidad.**

Es la concentración más alta de un gas en aire en la que soporta la combustión.

Los límites de inflamabilidad del gas natural son aproximadamente 5% (LII) y 15% (LSI) dependiendo de su composición. Si la concentración del gas natural en aire esta entre el 5% y el 15% el gas empezará a arder si está expuesto a una fuente de ignición.

Para el gas natural el límite inferior de inflamabilidad es del 5% en volumen y el superior 15%.

2. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y RELACIÓN DE DESEMPEÑO DE LOS POZOS.

A continuación, se presentan conceptos básicos de ingeniería de yacimientos, que son de suma importancia para el desarrollo del presente trabajo.

2.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

La aproximación más simple para describir el comportamiento del influjo 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:

$$q = PI * (SBHP - P_{wf}). \quad 22$$

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 utilizando las siguientes presunciones:

- ✓ 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 22, sostiene que el influjo 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} esta 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 presunciones que se usaron para desarrollar la ecuación de PI no sean validas totalmente. Por esta razón, se desarrollo el concepto de las Relaciones de Comportamiento de Influjos – IPR, que se explicará mas adelante.

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.

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%, 80% de la tasa máxima de flujo, dependiendo de la relación existente entre la $P_{wf}/SBHP$. 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 alta de líquido 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.

2.2 CORRELACIÓN IPR DE VOGEL.

La correlación de Vogel fue desarrollada, debido al flujo multifasico que se presentaba en pozos, que experimentaban una P_{wf} inferior a la presión de burbuja; este expresión es indicada por la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{SBHP} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{SBHP} \right)^2. \quad 23$$

Donde:

q = Tasa de producción a una presión de fondo PBHP – stb/d.

q_{\max} = Tasa máxima de producción – stb/d.

3. CÁLCULOS QUE SE PUEDEN REALIZAR CON EL EQUIPO “THE WELL ANALYZER”.

En este capítulo, se presentan los cálculos que permite realizar el equipo “**THE WELL ANALYZER**”, y que fueron parte importante en el desarrollo de esta monografía.

Para tener un conocimiento global de lo que realiza este equipo, es importante presentar una breve descripción de este equipo.

3.1 DESCRIPCIÓN “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 1, se observan las principales partes del equipo.

Figura 1. Componentes del “Well Analyzer”.



3.1.1 Computador.

El analizador de pozo se controla por medio de un computador portátil.

3.1.2 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.

3.1.3 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.

3.1.4 Pistola a gas disparada remotamente.

La pistola consta de un micrófono de alto desempeño y una cámara de 12 pulg. cúbicas de capacidad. Una válvula solenoide funciona como un gatillo que libera gas de la cámara de la pistola al pozo. La válvula solenoide es operada automáticamente desde el software del “Well Analyzer”.

Figura 2. Pistola a gas disparada remotamente.



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 ANALYZER”, con respecto al tiempo.

De acuerdo a McCoy, Podio y Huddleston ¹ , la tasa de flujo de gas por el anular de un pozo esta dada por:

$$Q = \frac{0.00068 * \Delta P * A * D_a}{\Delta t} \quad 24$$

Donde:

?p = cambio en presión del casing.

?t = tiempo transcurrido.

A = Área transversal del anular “casing” – “tubing”.

D_a = Profundidad al nivel de liquido 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.

$$D_a = D_L + (1 - f_o)*L \quad 25$$

Donde:

D_L = Profundidad al tope del nivel de fluido.

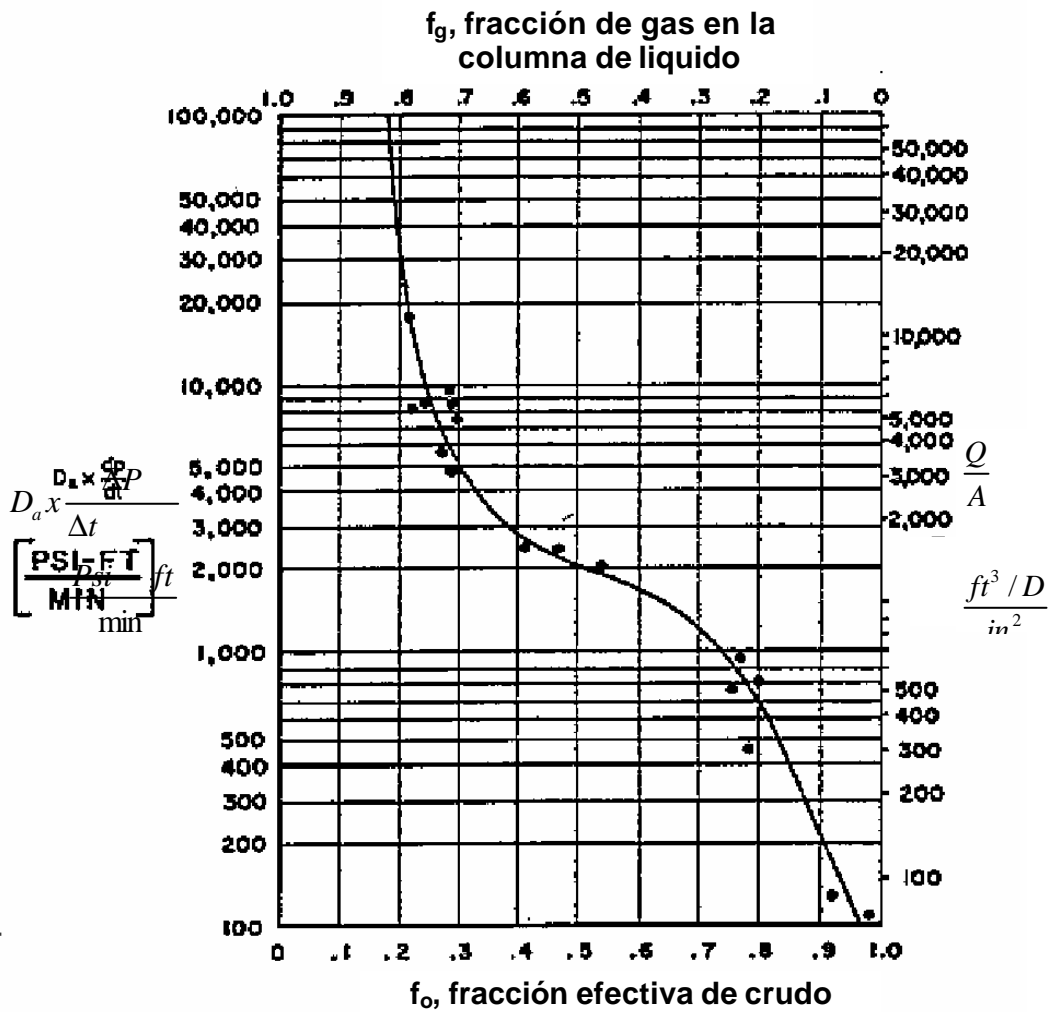
¹ McCoy, James; Podio, Augusto and Huddleston, Ken. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.

f_o = fracción efectiva de crudo.

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

El calculo de la fracción efectiva de aceite se hace mediante un proceso iterativo en el cual se supone un valor inicial de D_a igual a D_L para hallar la fracción efectiva de aceite y verificar la convergencia de f_o utilizando la curva de corrección de gradiente de columna liquido – gaseosa de Echometer Co., que se encuentra en la figura 4.

Figura 4. Curva de corrección de gradiente de columna liquido – gaseosa de Echometer Co.



3.3 CALCULO DE LA PRESIÓN ESTÁTICA 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:

$$SBHP = CHP + P_g + P_l \quad 26$$

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 esta 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.

3.4 CALCULO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO - P_{wf} .

En los pozos, cuya producción de gas es muy baja (como ocurre en campos que producen crudo pesado), el cálculo de la P_{wf} se completa simplemente y se realiza con el método descrito en el punto anterior para las condiciones estáticas.

Generalmente, la presión en la cabeza del revestimiento – CHP es el principal contribuyente de la presión de fondo, aunque algunas veces, la columna de líquido pueda ser considerable, dependiendo del nivel de fluido que se tenga en el pozo. Es de aclarar que bajo condiciones estabilizadas, todo el líquido que se encuentra por encima de la bomba de subsuelo, es aceite originado por la separación gravitacional.

✓ **Gradiente de presión en el espacio anular.**

En el espacio anular de un pozo en bombeo, tiene lugar un caso especial de flujo multifásico, ya que el gas de la formación burbujea continuamente a través de una columna de líquido. Dependiendo de la tasa volumétrica de gas, los patrones de flujo observados son flujo burbuja a bajos volúmenes y flujo bala a altos caudales. En ambos casos, la densidad de la mezcla se calcula con la fórmula:

$$r_m = r_l H_l + r_g H_g \quad 27$$

Donde:

r_m = Densidad de la mezcla, lb/ft³.

r_l, r_g = Densidad del líquido y gas, lb/ft³.

H_l = Retención de líquido o factor de corrección de gradiente de columna líquida.

H_g = Fracción vacía de gas.

Como la contribución de la densidad del gas a la de la mezcla es insignificante, solo resta hallar el término correspondiente al líquido, que puede ser calculado usando la figura 4. Sin embargo, estos cálculos son realizados directamente, por el software del equipo.

Una vez determinado el gradiente de la columna de líquido presente en el espacio anular, la P_{wf} es calculada con la ecuación:

$$P_{wf} = C_{HP} + P_g + P_l \quad 28$$

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, 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.

Estos cálculos le permiten al ingeniero de producción, determinar si la presión producida por el gas en el anular – CHP, esta generando un aumento en la P_{wf} y por lo tanto, una disminución en la producción; además, puede determinar si el gas esta 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.

4. MEDICIÓN DEL GAS DE ANULARES.

En la actualidad, la producción de crudo en el campo Nare es muy sensible al aumento de CHP, puesto que los niveles de fluido en los pozos se encuentran muy cerca a las perforaciones, pues la presión del yacimiento ha disminuido notablemente. Este aumento en la CHP, se debe principalmente, a que el gas que fluye por el anular, encuentra alguna restricción de flujo, ya sea porque se cierra la válvula del anular, o porque la red de recolección de este gas se encuentra mal diseñada. Por esta razón, fue necesario medir la cantidad de fluido gaseoso que se está produciendo por el anular de cada pozo, con el propósito de determinar si la cantidad a recuperar, es suficiente para instalar un sistema de recuperación del mismo.

Teniendo en cuenta, que el equipo "THE WELL ANALYZER", puede ser usado para realizar el cálculo del gas producido por los anulares de cada pozo, de una forma rápida, económica y segura, se decidió llevar a cabo estas mediciones, teniendo en cuenta los siguientes datos suministrados por el ICP.

4.1 CROMATOGRAFÍA DEL GAS.

Según análisis realizados por el ICP en Diciembre del 2003, el gas de anulares de Nare presenta el siguiente rango de composición:

Tabla 1. Análisis cromatográfico del gas.

COMPONENTE	% MOLAR	% PESO
Nitrógeno	0.956 – 2.449	1.575 – 4.061
Dióxido de Carbono	0.646 – 2.616	1.683 – 6.776
Metano	96.007 – 96.151	90.787 – 91.184
Etano	0.151 – 0.410	0.267 – 0.730
Propano	0.072 – 0.138	0.188 – 0.361

- ✓ Contenido de agua: 1897 – 2800 lb/MMSCF
- ✓ Contenido de H₂S: 5 – 7 ppm
- ✓ Dew Point: 92 – 105.8 °F

4.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

La temperatura del gas de anulares en los pozos del Campo Nare varía desde 90 °F hasta 110 °F y la presión no es mayor de 1 psi, debido a que la mayoría se encuentran en la actualidad a la atmósfera. En la tabla 2, se muestran las condiciones a las que se realizaron las mediciones y el cálculo del caudal de gas en cada pozo.

Tabla 2. Flujos de gas de anulares en los pozos del Campo Nare

POZO	TEMP. GAS (°F)	CHP (psig)	DELTA CHP	FLUJO De Gas (Mscf/D)
BREA 001	96	0,3	0,1	3
N-002	96	0,4	0,4	13

POZO	TEMP. GAS (°F)	CHP (psig)	DELTA CHP	FLUJO De Gas (Mscf/D)
N-005	85	0,6	0,4	15
N-007	114	0,3	0	1
N-009	110	0,3	0,1	5
N-010	95	0,2	0	0
N-011	104	0,2	0,2	8
N-014	96	0,2	0,3	11
N-015	100	0,3	0,4	11
N-016	120	0,6	1,1	33
N-017	95	2,1	1,2	49
N-018	81	0,7	0,2	10
N-020	110	0,8	1,2	37
N-021	101	0,3	0,5	17
N-023	96	0,1	0,7	25
N-024	89	0,3	0,3	9
N-025	94	0,8	0,3	12
N-027	100	0,6	0,8	34
N-028	90	0,7	0,7	30
N-029	114	0,3	0,6	24
N-031	115	0,6	0,4	11
N-032	99	0,2	0,3	12
N-033	90	0,5	0,3	10
N-035	102	0,6	0,7	16
N-036	105	0,5	0,9	37
N-037	125	0,4	0,4	15
N-039	94	0,5	0,6	17
N-041	95	0,4	0,3	8
N-042	82	0,3	0,2	8

POZO	TEMP. GAS (°F)	CHP (psig)	DELTA CHP	FLUJO De Gas (Mscf/D)
N-043	94	0,7	0,9	33
N-047	88	0,3	0,3	11
N-048	110	0,5	0,7	22
N-049	115	1,2	0,4	12
N-052	96	0,2	0	1
N-053	102	0,1	0,8	30
N-054	114	0,5	0,6	27
N-056	110	0,1	1,6	56
N-057	132	0,1	2,8	130
N-125	95	0,4	0,9	38
N-127	133	0,9	0,8	20
N-128	103	0,9	0,3	4
N-129	110	0,8	1,5	28
N-130	90	0,8	0,4	5
N-132	94	0,2	0,1	2
N-133	110	0	0,1	1
N-136	94	0,2	1,1	20
N-139	105	0,5	0,8	35
N-140	104	0,6	0,2	3
N-141	85	0,5	0,1	2
N-142	135	0,3	0,5	13
Total				974

Como se puede observar, existe una cantidad apreciable de gas que puede ser recuperada, y usada racionalmente.

5. SISTEMAS DE REDUCCIÓN DE PRESIÓN EN EL ANULAR DE LOS POZOS Y RECUPERACIÓN DEL GAS PRODUCIDO POR LOS ANULARES.

De todos los parámetros físicos que controlan la producción de gas y crudo en un pozo, el único que puede afectar los pozos productores es la presión de fondo fluyendo (P_{wf}). Por esta razón, los ingenieros de producción tienden a minimizar la P_{wf} , con el propósito de obtener mayores tasas de flujo.

Algunas fuentes de contrapresión en los pozos (tales como, líneas de flujo, presión en la cabeza del revestimiento, accesorios, etc.), incrementarán la presión de fondo, lo que se verá reflejado en una disminución del influjo de gas y crudo desde la formación a la cara del pozo.

La contrapresión en un pozo es especialmente, perjudicial en pozos viejos que producen desde formaciones en las que la presión ha declinado significativamente.

Los ingenieros de producción frecuentemente, pueden mejorar el desempeño de los pozos y extender su vida útil, eliminando tantas fuentes de contrapresión como sea posible. Una fuente común de contrapresión en los pozos es gas y de crudo, es el gas que se almacena y produce por el anular que existe entre el revestimiento y la tubería de producción y que puede ejercer una presión significativa sobre la formación productora. Normalmente, este gas no puede ser producido y transportado por líneas de alta presión debido a que la contrapresión sobre la formación se incrementará y muchas veces, no puede ser ventado a la atmósfera, debido a restricciones regulatorias existentes en cada país.

Cuando existe una cantidad significativa de gas en la cara del pozo y el tipo de levantamiento artificial es por bombeo mecánico, se producirá una alta presión en el revestimiento, que ocasionará un bloqueo de las bombas de subsuelo por gas, bajas eficiencias de bombeo o disminuir la vida útil de la bomba y las varillas, debido a la generación de esfuerzos adicionales.

Debido a las razones expuestas anteriormente, se puede pensar en la instalación de equipos que permitan disminuir la presión en la cabeza del revestimiento y por lo tanto, una disminución de la P_{wf} y a la vez, aumentar la presión a la descarga de las líneas de recolección, de tal forma, que se pueda disponer de este fluido con una presión adecuada.

En general, se encuentran las siguientes soluciones para disminuir la P_{wf} reduciendo la presión en cabeza de revestimiento.

5.1 VENTEAR EL GAS A LA ATMÓSFERA.

Cuando la válvula del revestimiento se abre a la atmósfera, se logra tener una presión en cabeza de "casing" prácticamente de cero. Esta practica, remueve la contrapresión producida por la columna de gas y reflejada en la presión de superficie, disminuyendo la P_{wf} , permitiendo una mayor entrada de fluidos al pozo (esto depende de la presión de cada yacimiento). La dificultad que se encuentra con este método de eliminación de contrapresión, radica en que al tener a la atmósfera la descarga de gas, oxígeno puede entrar en la parte superior del revestimiento, lo que puede contribuir a que se incremente la posibilidad de corrosión; además, los problemas ambientales y de seguridad que se pueden generar pueden ser de gran envergadura, si ésta practica no se realiza con las precauciones necesarias y con el control estricto de las entidades gubernamentales.

5.2 COMPRESORES.

El movimiento de gas en el yacimiento se detiene cuando la presión de gas del yacimiento es igual al peso de la columna de fluido más la resistencia en la línea de flujo y batería de tanques. La producción del aceite cae a cero. Por esta razón, es necesario tapar y/o abandonar el pozo o encontrar otra solución que restaurar la producción para extender la vida productora del pozo.

Una opción disponible, es instalar un compresor ya sea tipo viga (“beam gas compressor”), montado en un patín o un sistema de recolección de gas, que permita la recepción de varias líneas de flujo de gas para su posterior compresión, (“gathering gas system”).

El diseño e instalación de compresores, permite extraer gas desde el anular de los pozos, comprimirlo e inyectarlo en las líneas de flujo, que facilitarán su transporte a las baterías de recolección o a el lugar destinado para su disposición final.

La acción de este tipo de instalaciones permite remover o disminuir la contrapresión que se ejerce sobre la formación, permitiendo el ingreso de más fluido en la cara del pozo.

A continuación, se describen estos dos sistemas.

5.2.1 Compresores de viga.

Una forma segura de eliminar la contrapresión en pozos en bombeo con varillas es con un compresor de viga (BGC por sus iniciales en inglés -

“Beam mounted Gas Compressor”). Esta herramienta se monta en la viga viajera de la unidad de bombeo, e incorpora un cilindro con un pistón en su interior. La línea de succión del BCG está conectada al espacio anular (revestimiento - tubería de producción), y la descarga se realiza en la línea de flujo o en otra línea destinada a recolección de gas para operación de equipos en el campo– ver figura 5.

La fuente de energía ya disponible en la localización (el compresor es accionado por la unidad de bombeo), es utilizada para retirar el gas y por lo tanto aliviar la contrapresión del pozo. Muchos de los compresores de viga utilizados como herramienta de alivio de presión, han sido instalados en pozos considerados de bajo potencial, debido a su baja P_{wf} .

En estos casos, el compresor se diseña para comprimir el volumen de gas producido por el pozo por el anular.

Figura 5. Compresor tipo viga (“beam gas compressor”).

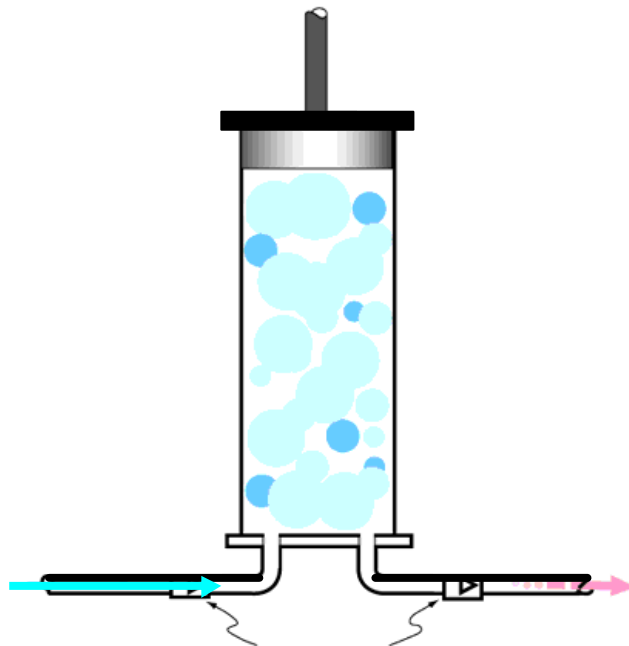


⇒ **Como opera el compresor de viga (BGC) .**

El compresor de viga BGC, utiliza el movimiento de la viga viajera de la unidad de bombeo, bien sea convencional o de geometría especial (Unidades Mark II) como su elemento conductor de movimiento.

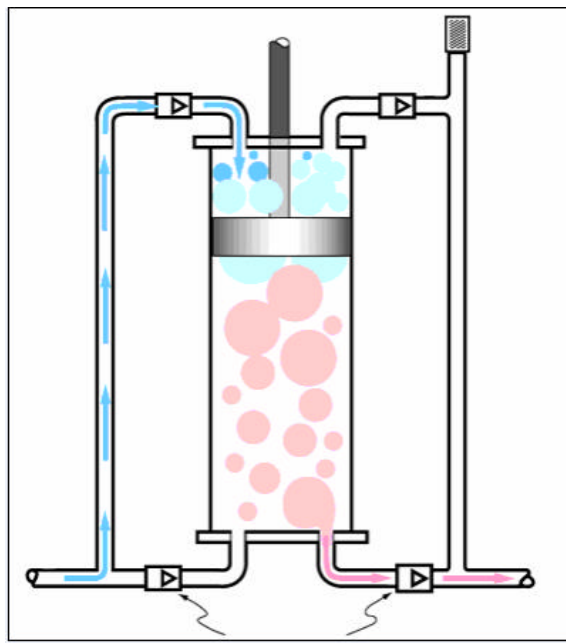
- ✓ **BGC de acción sencilla** - Durante la carrera ascendente de la barra lisa, el gas es tomado del espacio anular a través de una válvula de retención, y llevado hasta la cámara inferior del cilindro del compresor. En la carrera descendente, el gas es comprimido hasta alcanzar la presión de la línea, y descargado también a través de una válvula de retención a la línea de flujo hasta el separador o el tratador según sea el caso; esto se observa en la figura 6.

Figura 6. Compresor BCG de acción sencilla.



- ✓ **BGC de doble acción** - Durante la carrera ascendente de la barra pulida, el gas es tomado y conducido desde el espacio anular a través de la válvula de retención, hasta la cámara inferior del cilindro del compresor. Simultáneamente, el gas es comprimido en la cámara superior del compresor, y descargado en la línea de flujo a través de la válvula de descarga, que también es una válvula de retención. En la carrera descendente de la barra pulida, el gas es tomado y conducido desde el espacio anular hasta la cámara superior del compresor, a través de una segunda válvula de retención. Al mismo tiempo, el gas alojado en la cámara inferior del cilindro, es comprimido y descargado en la línea de flujo a través de una segunda válvula de descarga. Ver figura 7.

Figura 7. Compresor BCG de doble acción.



Existen diferentes tipos de instalación para estos compresores; entre ellas se tiene:

⇒ **Instalación convencional.**

Esta instalación, es la más comúnmente usada. Consiste en colocar un extremo del compresor en la viga y el otro anclado en la base de la unidad de bombeo, ya sea en la parte anterior o posterior de la misma.

Figura 8. Instalación convencional de un compresor BCG.



⇒ **Instalación convencional de dos etapas.**

Esta configuración, permite en colocar dos compresores (la descarga del primero es la succión del segundo), uno a cada lado de la viga, permitiendo

trabajar como un sistema de dos etapas, con lo que se obtienen altas presiones de descarga.

Figura 9. Instalación convencional de dos etapas.



⇒ **Instalación para unidades Mark II.**

Esta instalación es la permitida por una unidad Mark II, y consiste en colocar el compresor con un extremo en la viga y el otro en la estructura de la unidad entre los crack.

Figura 10. Instalación para unidades Mark II.



5.2.2 Compresores Montados en Patín.

Otro equipo utilizado para aliviar la contrapresión en los pozos, son los compresores de gas montados en patines. Estos compresores son una excelente herramienta para eliminar la contrapresión, en donde no hay una unidad de bombeo disponible para impulsar un compresor de viga (BGC) o su instalación no es viable. Los compresores sobre patín son utilizados cuando los volúmenes de gas son superiores a los que puede manejar una unidad montada en la viga de la unidad (BGC).

Aunque los dos tipos de compresores cumplen el mismo objetivo, cada uno tiene sus propias aplicaciones.

La instalación de un solo compresor de viga BGC es normalmente menos costosa, lo cual sumado con los muy bajos costos de mantenimiento y los ahorros de energía (el BGC no requiere para su operación de una fuente de

energía adicional - motor- a la ya disponible en la unidad de bombeo), hace que el recobro de la inversión y la generación de beneficios se obtengan en un plazo significativamente inferior al de las unidades de compresión convencionales.

En algunas aplicaciones, la operación de producción se debe efectuar con presiones en las líneas de flujo superiores a 40 o 50 psi. En estos casos, el compresor de viga (BGC) puede llevar la presión del revestimiento a 0 psig, e impulsar el gas en la línea a una presión de hasta 125 psi en una sola etapa o carrera del pistón, lo que equivale a una relación de compresión de 10.

En compresores montados en patín, para esta misma operación es posible que se requieran una o dos etapas del sistema; si a esto le adicionamos los mayores costos de mantenimiento y la necesidad de una fuente adicional de energía para la operación del equipo, los costos de compresión y por lo tanto el tiempo necesario para el recobro de la inversión realizada y para la obtención de beneficios, es mucho mayor comparado con las unidades BGC.

Existen algunos casos en donde los compresores de viga BGC alivian presiones de revestimiento de 150 psi, para descargar en líneas de flujo a 700 psi. La utilización de los dos tipos de compresor, bien sea montados en patín o en viga BGC, está determinada por las condiciones del pozo, y la clase de energía disponible en la localización.

Ambos tipos de compresores están en capacidad de manejar gas húmedo (muchas corrientes de gas pueden estar altamente saturadas de líquidos), sin embargo, las unidades montadas en patín requieren de un "scrubber" con elementos que permitan descargar los líquidos en la línea de flujo o en otro lugar, mientras que el BGC no.

Ambos sistemas pueden ser protegidos contra gases corrosivos, sin embargo, cuando se usa una unidad reciprocante montada en patín, se debe prestar especial atención a que los condensados y el agua no entren en contacto con elementos mecánicos del equipo que requieran lubricación, ya que esto reduce las propiedades lubricantes de los aceites, disminuyendo significativamente la vida útil del sistema.

5.2.3 Sistemas de Recolección de Gas.

Es común encontrar un grupo de pozos fluyendo a la misma estación de recolección, y en estos casos es más económico construir un sistema de líneas de recolección de gas de los anulares, y aliviar la presión con una o dos unidades de compresión. Los sistemas de compresión montados en patín son los comúnmente utilizados para esta práctica.

Sin embargo, en lugares en donde hay disponibilidad de unidades de bombeo, se han utilizado con gran éxito las unidades de compresión montadas en la viga viajera (BGC). Existen casos de pequeños campos en donde se han venido usando unidades BGC para mantener la presión del anular de grupos de hasta 20 pozos en 0 psi, y descargando a 50 psi en la línea de flujo. Es muy común encontrar grupos de 2 a 5 pozos colocados a un sistema operado con una sola unidad BGC.

Cuando se utilizan sistemas de recolección de gas de anulares para múltiples pozos, se debe prestar atención a que los pozos más alejados de la estación de recolección no terminen con presiones positivas en la cabeza, debido a la fricción en la línea; por esto, se deben realizar simulaciones y diseños adecuados de tal forma, que en estos pozos, el diámetro sea tal, que la presión en cabeza de revestimiento sea la necesaria.

Figura 11. Vista general de un compresor recolectando gas de varios pozos.



Figura 12. Compresor y colector de alimentación



5.3 APLICACIONES.

Existen numerosas razones para aliviar la presión del gas del revestimiento en pozos que producen por medio de bombeo por varillas (bombeo mecánico), entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- ✓ Reducir la presión en la cara de la formación e incrementar la producción del pozo.
- ✓ Recolectar el gas que está siendo descargado a la atmósfera, e incrementar la producción y los beneficios económicos (pequeñas cantidades de gas inyectado en las líneas de flujo y/o de ventas, puede significar mejor flujo de caja y menos problemas de operación).
- ✓ Extraer mayor cantidad de gas de pozos de bajo potencial, para ser usado como combustible en los diferentes equipos de producción y tratamiento de crudo.
- ✓ Eliminar los problemas de bloqueo o interferencia por gas ("gas lock") en las bombas de subsuelo. La extracción de gas y por consiguiente la reducción de la presión en el revestimiento, conlleva una mayor liberación de gas en solución en el pozo, el cual migra hacia el espacio anular para ser removido por compresión, obteniendo así una operación de bombeo más eficiente por parte de la bomba de subsuelo.
- ✓ Impulsar el gas de baja presión en las líneas de ventas.
- ✓ Mantener pozos en producción cuando la presión de las líneas de flujo se incrementa debido a problemas en los equipos de compresión corriente

abajo, o a la entrada de pozos nuevos a la corriente de producción, impidiendo el flujo normal de los pozos existentes.

Las Instituciones Oficiales reguladoras de la actividad de la industria, pueden conceder permisos temporales para descargar el gas del anular a la atmósfera por unos pocos días, durante los cuales el operador simplemente debe registrar los incrementos de producción, con los cuales los cálculos económicos serán muy simples de calcular. Este método de prueba elimina todos los riesgos, ya que el operador podrá conocer con certeza el "pay out" de su proyecto.

Se documentaron casos de pozos programados para taponamiento y abandono, y que pudieron ser mantenidos económicamente productivos durante dos o tres años más, debido a la reducción de la contrapresión que restringía su producción. El objetivo es el de mantener este tipo de pozos produciendo los máximos beneficios, durante el mayor tiempo posible.

En USA, el promedio de producción por pozo es de 14 BOPD. Por lo tanto, aunque su potencial de producción sea bajo, ningún pozo puede ser descartado como candidato para la instalación de un sistema de compresión de gas en la cabeza.

5.4 EJEMPLOS REALES².

Como ejemplos del uso de estos sistemas se presentarán los siguientes casos:

- ✓ Se conoce de un campo en USA, en donde fueron gastados cientos de miles de dólares en un proyecto para aliviar la contrapresión en los pozos,

² Reprinter from WORLD OIL Magazine, Marzo de 2001, paginas 99-101.

con compresores convencionales montados en patín, en donde la presión de succión en la batería era de cero (0) psi, pero los pozos mas alejados aún mantenían presiones de 20 psi en el espacio anular. Estos pozos fueron probados venteando a la atmósfera el anular y mostraron incrementos de producción hasta de 18 BOPD.

- ✓ Texaco eliminó este tipo de situaciones por medio de la instalación de compresores de viga (BGC), acompañados de varias facilidades pequeñas de recolección a través del campo. Esto permitió mantener la presión en el espacio anular de los pozos en cero (0) psi, maximizando así la producción de cada pozo.
- ✓ En Southwestern New México, se redujo la contrapresión a la formación de 52 psi a 0 psi con un incremento de 10 Mscfd y 9 BOPD; el incremento representó, un total de US \$320.00 por día ó US \$116.800 por año.
- ✓ En West Texas, se redujo la contrapresión a la formación de 34 psi a 10 pulgadas de vacío con un incremento de 17 Mscfd y 27 BOPD; el incremento representó, un total de US \$895 por día ó US \$326.675 por año.
- ✓ En West Texas, se redujo la contrapresión a la formación de 35 psi a 0 psi con un incremento de 24 Mscfd y 14 BOPD; el incremento representó, un total de US \$540 por día ó US \$197.100 por año.

6. PROPUESTA DE MANEJO DE GAS DE ANULARES.

En este capítulo se plantea el sistema a usar para la recolección del gas producido por los anulares de los pozos en el campo Nare, de tal forma, que se le pueda dar un uso racional a este combustible y que la producción de crudo no se vea afectada.

6.1 ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES.

De acuerdo a lo planteado en el capítulo anterior, se realizará un análisis de cada uno de los sistemas y se seleccionará el que se encuentre más adecuado tanto en la parte técnica y teniendo en cuenta la parte económica.

Para desarrollar estos puntos, se analizarán los sistemas por separado.

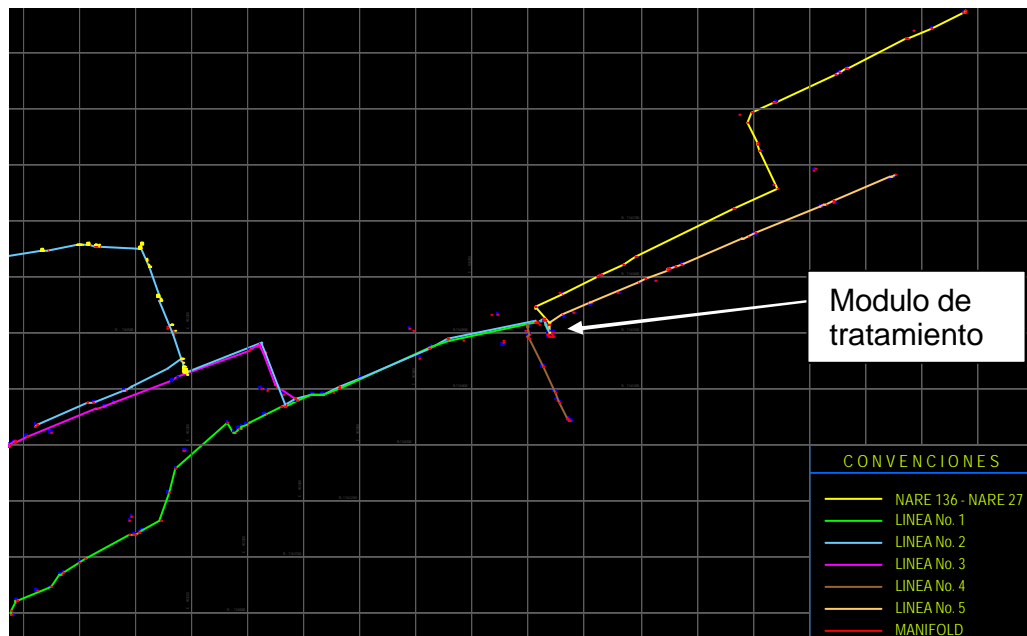
6.1.1 Compresores de viga.

Este tipo de compresores permite una operación fácil, libre de suministro de energía eléctrica y bajo mantenimiento; además, se pueden instalar fácilmente, en las unidades que se encuentran en campo, que son de tipo "Mark II". El problema radica en que es necesaria la instalación de uno de estos elementos en cada uno de los pozos (53 en total), lo que hace inviable esta propuesta, pues además de los costos de cada uno de los compresores, sería necesario disponer de recursos para su instalación, operación y mantenimiento.

6.1.2 Compresores Montados en Patín.

Estos compresores son una excelente herramienta para eliminar la contrapresión; pero su uso se ha popularizado en campos donde el sistema de levantamiento no es bombeo mecánico. Su empleo en el campo Nare sería adecuado, si existiera la posibilidad de instalarlo en un punto medio de la red de recolección de gas, de tal forma, que su operación afectara todos los pozos del campo. Esta situación no se puede lograr, debido a que existen 6 redes diferentes de recolección de gas y cada una proviene de un lugar diferente del campo (como se puede observar en la figura 13); por esta razón, no es posible tener este tipo compresor, pues se requerían prácticamente 3 ubicados estratégicamente en el campo, de tal forma, que recibieran la mayor cantidad de gas y que la CHP no se incrementará en los pozos mas lejanos.

Figura 13. Vista de planta de la red del campo.



Además, para contar con 3 compresores de este tipo en el campo, se debe realizar un diseño especial para cada uno, pues es muy probable que el flujo de gas no se divida en partes iguales a lo largo del campo. Otro punto importante a analizar, es que al contar con varios compresores, los recursos para la operación y el mantenimiento se incrementarán.

6.1.3 Sistemas de Recolección de Gas.

El campo cuenta con un sistema de recolección de gas de anulares de 2 pulgadas de diámetro nominal "schedule 40". Las 6 líneas: Nare 136 y Nare 27, 1, 2, 3, 4 y 5 pueden conducir el gas al modulo de tratamiento en donde se cuenta con todas las facilidades de instrumentación y control de los equipos. Para implementar este sistema, se requerirá diseñar un compresor que sea capaz de manejar el total de gas recolectado en el campo, y que a su vez, permita obtener una CHP en cada uno de los pozos adecuada, para eliminar el problema de contrapresión en la formación.

Como se puede observar en la figura 13, el modulo de tratamiento se encuentra en un punto intermedio, y es allí donde concurren todas las redes de recolección, lo que nos permite pensar que su instalación es adecuada. Un punto importante de observar, es que si el compresor se encuentra en el modulo, contará con la supervisión continua del operador.

Como es de suponerse, la disposición final del gas se dará en el modulo de tratamiento, pues en este lugar se cuenta con generadores de vapor, tratadores termoelectrostáticos, y separadores térmicos, que requieren de combustible para su uso.

Por las razones expuestas anteriormente, se plantea la instalación de un único compresor en el modulo de tratamiento, verificando que el diseño sea el adecuado para que la CHP de los pozos mas alejados no se vea afectada.

6.2 DEFINICIÓN DEL SISTEMA DE RECUPERACIÓN DE GAS DE ANULARES.

El sistema de recuperación de gas de anulares más apropiado para este campo, es instalar un compresor en el modulo de tratamiento, verificando su capacidad volumétrica con la medida del gas que se realizó en campo (datos que se encuentran disponibles en el capitulo 4), y haciendo especial énfasis, en que la presión de succión debe ser tal, que la CHP de los pozos mas lejanos no afecte la producción de crudo.

Este sistema debe estar compuesto mínimo por:

- ✓ Un compresor.
- ✓ Un separador (“scrubber”) de succión.
- ✓ Un separador (“scrubber”) de descarga.
- ✓ Un enfriador de gas.
- ✓ Un motor ya sea eléctrico o a combustión.
- ✓ Múltiple de recibo de las redes de gas.

La definición básica del sistema se podrá observar en el capitulo 8.

7. SIMULACIÓN DE LA RED DE RECOLECCIÓN.

Para realizar la simulación de la red de recolección del gas producido en los anulares, de acuerdo a la figura 13, se uso el simulador de procesos que a continuación se describe.

7.1. SIMULADOR DE PROCESOS

La representación de un proceso mediante la simulación, implica la determinación de propiedades termodinámicas, físicas y de transporte, con las cuales se realizan los cálculos de transferencia de masa y energía requeridos.

En el simulador de procesos, las aplicaciones necesarias para realizar los cálculos de las propiedades funcionan dentro de una estructura común. Esta estructura elimina los procedimientos de prueba y error que se presentan, cuando los requerimientos para el modelamiento de un proceso no pueden ser manipulados dentro de un sólo paquete o modelo, pues en tal caso se debe recurrir a una segunda utilidad y desarrollar allí las tareas necesarias para obtener la información adicional. A menudo los datos adquiridos en ésta segunda aplicación tendrán un impacto sobre el primer modelo, y por tanto, el proceso debe repetirse.

Las ventajas del simulador de procesos son:

- ✓ La información en vez de ser transferida, es compartida entre las aplicaciones.
- ✓ Todas las aplicaciones usan modelos termodinámicos comunes.

- ✓ Todas las aplicaciones usan una interfase de hojas de flujo comunes.
- ✓ Es necesario aprender a manejar una de las interfases.
- ✓ Se pueden realizar intercambios entre las aplicaciones de modelamiento en cualquier momento, adquiriendo así una visión global del proceso.

El corazón del simulador está constituido por los paquetes propietarios o modelos termodinámicos y físicos, que se utilizan en los cálculos de equilibrio para determinar el número de fases coexistentes, su composición y su cantidad, a unas condiciones dadas de presión y temperatura. Los modelos disponibles en el simulador incluyen ecuaciones de estado, modelos de actividad, métodos empíricos, modelos de presión de vapor y métodos misceláneos.

La presentación teórica de este informe corresponde a la ecuación de estado que mejores resultados ofrece para el presente análisis, denominada Peng-Robinson (PR).

7.1.1 Ecuación de estado de Peng Robinson.

Esta ecuación se utiliza para resolver en forma rigurosa, cualquier sistema de una, dos o tres fases, con alto grado de eficiencia, precisión y confiabilidad. Aplica para una gran variedad de sistemas, desde criogénicos hasta de alta temperatura, para sistemas a alta presión y un amplio rango de condiciones (Temperatura hasta -456 °F y Presión hasta 15,000 psia).

La ecuación permite realizar cálculos “flash” rigurosos para sistemas hidrocarburos. Es importante resaltar que los resultados de las propiedades predichas por la ecuación Peng Robinson (PR) del simulador de procesos, no necesariamente son los mismos que las predichas con PR por otros

simuladores comerciales; ello depende de las mejoras que cada compañía involucre a su simulador. La ecuación de PR está definida por las siguientes ecuaciones.

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V(V+b)+b(V-b)} \quad 29$$

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad 30$$

Donde:

$$b = \sum_{i=1}^N x_i b_i \quad 31$$

$$b_i = 0.077796 \frac{RT_{ci}}{P_{ci}} \quad 32$$

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (a_i a_j)^{0.5} (1 - k_{ij}) \quad 33$$

$$a_i = a_{ci} a_i \quad 34$$

$$a_{ci} = 0.457235 \frac{(RT_{ci})^2}{P_{ci}} \quad 35$$

$$a_i^{0.5} = 1 + m_i (1 - T_{ri}^{0.5}) \quad 36$$

$$m_i = 0.37646 + 1.5422 T_{ri} - 0.26992 T_{ri}^2 \quad 37$$

$$A = \frac{aP}{(RT)^2} \quad 38$$

$$B = \frac{bP}{RT} \quad 39$$

Donde:

- $P =$ Presión del sistema
- $T =$ Temperatura del sistema
- $V =$ Volumen ocupado por el fluido
- $Z =$ Factor de compresibilidad
- $R =$ Constante de los gases
- $K_{ij} =$ Coeficiente de interacción binaria.
- $P_c =$ Presión crítica
- $T_c =$ Temperatura crítica
- $\omega =$ Factor acéntrico

7.1.2 Cálculos “flash”.

El simulador puede ejecutar tres tipos de cálculos “flash”:

- ✓ Temperatura y presión constante.
- ✓ Fracción de vapor constante.
- ✓ Entalpía o entropía constante.

Para llevar a cabo este tipo de cálculos, se utiliza un procedimiento basado en el concepto de grados de libertad y con el cual es posible determinar, cuándo puede hacerse un cálculo “flash” sobre una corriente y qué tipo de

cálculo “flash” es necesario. Para definir el estado termodinámico de una corriente, se necesita que la composición y dos de sus propiedades sean conocidas (fracción de vapor, temperatura, presión, entalpía o entropía), teniendo en cuenta que siempre tiene que estar definida la presión o la temperatura. Cuando se conoce que una corriente está termodinámicamente definida, se puede ejecutar el cálculo “flash” apropiado y determinar todas las propiedades termodinámicas, físicas y de transporte de dicha corriente. Adicionalmente si se especifican mas de dos propiedades y la composición, el sistema estará sobre especificado, situación que se observará al calcular los grados de libertad. El simulador genera un mensaje de alerta sobre la inconsistencia pasando automáticamente al modo de pausa.

7.1.3 Utilidades del simulador.

El simulador cuenta con facilidades predeterminadas, que permiten realizar de forma sencilla los cálculos de varias propiedades

7.1.3.1 Corrientes de materia.

Esta utilidad esta diseñada para crear las corrientes de fluido (gas y agua), necesarias para realizar la simulación. A cada una de estas corrientes se les debe definir propiedades tales como:

- ✓ Composición.
- ✓ Presión.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Caudal.

7.1.3.2 Mezcladores.

El MEZCLADOR combina dos o más corrientes de entrada para producir una sola corriente de salida. Un balance de materia y calor completo es realizado con esta operación, es decir, la temperatura desconocida entre las corrientes de entrada y salida se calculará rigurosamente. Si las propiedades de todas las corrientes de entrada al MEZCLADOR son conocidas (la temperatura, presión y composición), las propiedades de la corriente de salida se calcularán automáticamente, ya que la composición, presión y la entalpía se conocerán para tal corriente.

La temperatura resultante en la salida del mezclador puede ser un poco diferente a la de las corrientes de entrada, debido a efectos de mezcla.

7.1.3.3 Segmento de tubería.

Esta utilidad es usada para simular una amplia variedad de situaciones en sistemas de tuberías que transportan flujo monofásico, como multifásico, con una estimación rigurosa de la transferencia de calor, pérdidas de presión, régimen de flujo, velocidades de cada una de las fases presentes, número Reynolds etc. mediante los cuales, se define la hidráulica del sistema.

Esta utilidad facilita el uso de un segmento de tubería, codos, tee's, curvaturas, uniones, válvulas etc, necesarios para tener en cuenta la caída de presión producida por estos elementos.

El simulador tiene varias correlaciones para realizar el cálculo de la hidráulica de la red; en la siguiente tabla, se muestran dichas correlaciones y factible uso dependiendo del sistema que se tenga.

Tabla 3. Correlaciones para cálculo de la hidráulica y sus aplicaciones.

CORRELACIÓN	FLUJO HORIZONTAL	FLUJO VERTICAL	“HOLDUP” DE LIQUIDO
Aziz, Govier & Fogarasi	No	Si	Si
Baxendell & Thomas	Use con cuidado	Si	No
Beggs & Brill	Si	Si	Si
Duns & Ros	No	Si	Si
Gregory, Aziz, Mandhane	Si	Use con cuidado	Si
Hagedorn & Brown	No	Si	Si
HTFS Homogeneous	Si	Si	No
HTFS Liquid Slip	Si	Si	Si
Olgas2000	Si	Si	Si
Orkisewski	No	Si	Si
Poettman & Carpenter	No	Si	No
Tulsa	No	Si	Si

En la industria petrolera, una de las correlaciones más aceptada es la de Beggs y Brill, y esta fue la seleccionada para realizar el análisis hidráulico, debido a que tiene en cuenta las condiciones multifásicas del fluido y la topografía del sistema.

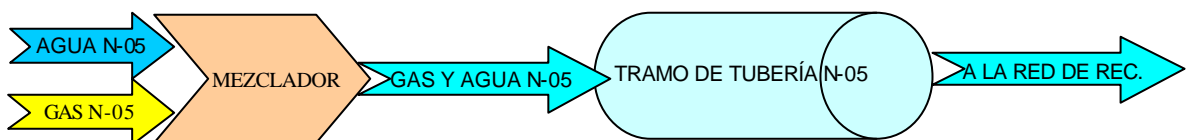
7.2. MODELO DE SIMULACIÓN.

Las líneas de recolección están constituidas por tuberías de 2 pulgadas de diámetro nominal “schedule 40” y su distribución espacial, es la presentada en la figura 13.

Para conocer específicamente, el perfil de presión, de temperatura y los diámetros requeridos en la red de recolección de gas de anulares, se realizó la simulación del sistema teniendo en cuenta la cromatografía del gas (tabla 1) y condiciones de operación descritas en la tabla 2.

Para llevar a cabo esta labor, se creó para cada pozo dos corrientes de materia, gas y agua, que posteriormente fueron unidas a través de un mezclador. La corriente proveniente del mezclador, entra al tramo de tubería del pozo, y posteriormente a la red de recolección. Ver siguiente figura.

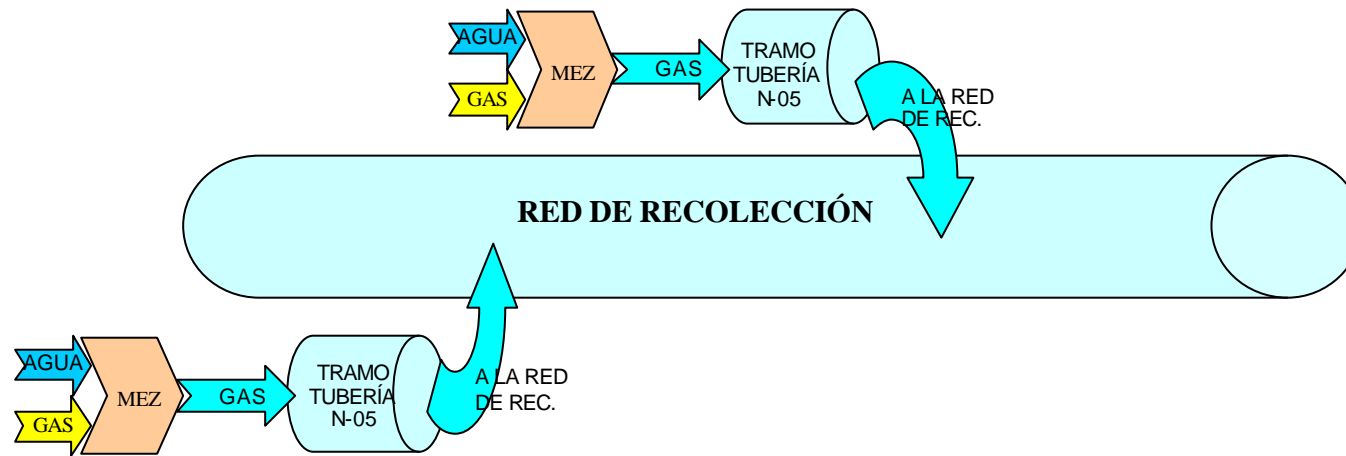
Figura 14. Configuración de la simulación antes de entrar a la red de recolección.



La mezcla de gas y agua que va a ingresar a la red de recolección, tiene que pasar por una “T”, y así continua hasta llegar al próximo nodo, en el cual, entrará otra cantidad de gas y agua proveniente de otro pozo con la misma configuración de simulación que la mostrada en la figura 14.

Un ejemplo de la configuración completa de dos pozos puede verse en la figura 15.

Figura 15. Configuración completa de dos pozos.



7.3. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.

Estudios y pruebas realizadas por los ingenieros de producción del campo, han determinado que la presión máxima en cabeza de revestimiento permitida para que los pozos no se contrapresionen, presentándose los problemas como disminución en la producción, es de 5 psi; por esta razón, no es factible usar la red de recolección para conducir el gas directamente (sin la compresión del gas) a los generadores de vapor directamente, pues la presión necesaria a la salida de la red (entrada al cabezal de distribución de gas de los generadores) es 15 psi, lo que ocasiona una sobrepresión (de mas de 15 psi) en los pozos.

Este caso es el primero en simularse, con el propósito de revisar que presión se obtiene en la cabeza de los pozos.

7.3.1 Simulación del sistema para entregar el gas directamente en el generador sin compresor.

La simulación de cada una de las seis líneas que conforman el sistema de recolección (como se observa en la figura 13), tendrá como parámetro fijo la presión de llegada al modulo Nare; esta es igual a 15 psi.

A continuación se presentan los resultados de cada una de las simulaciones realizadas para las seis líneas de flujo del sistema de recolección de gas

Tabla 4. Resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	98	15,1
N-30	115	30,0
N-53	111	30,6
N-40	112	42,2
N-29	115	42,3
N-36	111	49,3
N-57	112	50,1
N-28	110	50,5
N-136	110	51,0
N-27	112	51,2
N-37	110	51,3
N-54	111	51,3
N-26	112	51,3

Tabla 5. Resultados de la simulación para la línea 5.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	109	15,11
N-22	115	15,43
N-10	111	16,04
N-122	112	16,14
N-141	110	17,14
N-9	110	17,16
N-24	112	17,45

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
N-8	110	17,48
N-25	112	17,50
N-139	111	17,64

Tabla 6. Resultados de la simulación para la línea 4.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	109	15
N-6	112	15,7
N-5	110	15,72
N-11	111	16,52

Tabla 7. Resultados de la simulación para la línea 2.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	99	15,07
N-21	112	26,78
N-133	112	27,13
N-32	107	31,62
N-16	111	32,55
N-33	112	39,97
N-130	100	40,49
N-128	110	40,60
N-41	105	40,84
N-40	103	40,84
N-39	115	40,85

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
N-43	83	40,89
N-42	112	41,75
N-56	111	41,76
N-142	105	41,86
N-49	105	42,12
NEME 1	100	42,30
N-28	110	42,53
N-50	110	42,61
N-51	110	42,69
N-48	112	42,70
N-52	106	42,70
N-47	110	42,70

Tabla 8. Resultados de la simulación para la línea 3.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	108	15,03
N-132	105	15,65
N-20	105	15,71
N-19	110	17,89
N-34	100	18,47
N-127	100	18,70
N-18	110	19,07
N-125	112	19,09
N-124	110	19,10
N-35	100	19,10

Tabla 9. Resultados de la simulación para la línea 1.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	109	15,02
N-12	100	16,94
N-38	100	17,26
N-13	100	18,20
N-3	100	18,91
N-14	100	19,38
N-2	100	19,41
N-17	100	19,65

7.3.2 Simulación para obtener presiones del sistema y verificación de diámetros

La simulación de cada una de las seis líneas que conforman el sistema de recolección (como se observa en la figura 13), tendrá como parámetro a hallar, la presión de succión del compresor, con la cual, la CHP de cada uno de los pozos, sea inferior a 5 psi; con esta presión, se asegura que no exista aumento de la P_{wf} , ni bloqueo por gas de las bombas de subsuelo y que por lo tanto, la producción de crudo no se ve afectada; además, es claro que a menos CHP mayor es la producción de gas por el anular.

Para analizar el comportamiento de la red, se tomará como parámetro fijo la presión del gas en el modulo Nare igual a cero (0) psi, puesto que será la mínima presión que se puede obtener en la succión del compresor, teniendo

en cuenta, que no es aconsejable trabajar en vacío, pues las tuberías que componen la red de recolección tienen una vida de uso de más de 10 años.

A continuación se presentan los resultados de estas simulaciones.

Tabla 10. Resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27 con una presión de cero psi en el modulo Nare.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	100	0,01
N-30	115	22,42
N-53	111	23,24
N-40	112	36,80
N-29	115	36,92
N-36	111	44,63
N-57	112	45,52
N-28	110	45,95
N-136	110	46,45
N-27	112	46,74
N-37	110	46,79
N-54	111	46,80
N-26	112	46,80

Esta tabla permite observar, que no es posible obtener una presión inferior a 5 psi, aún si la presión en el modulo es de 0 psi; por esta razón, es necesario cambiar el diámetro de algunas secciones de la red.

Los cambios se mencionan tomando como punto de partida, el pozo mas alejado del modulo Nare (0 metros).

Tabla 11. Cambios de diámetro para la línea Nare 136 y Nare 27 para obtener una presión de cero psi en el modulo Nare.

DISTANCIA, m	DIAMETRO ORIGINAL, Pulg	DIAMETRO SUGERIDO, Pulg
0	2	2
215	2	2
215.1	2	3
950	2	3
950.1	2	4
1419,5	2	4

Con estos cambios de diámetro, la CHP en cada pozo será la que se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27 usando diámetros sugeridos.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	110	0,2
N-30	115	0,8
N-53	111	0,9
N-40	112	1,6
N-29	115	1,6
N-36	111	3,4
N-28	110	3,7
N-136	110	3,8
N-27	112	3,9

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
N-37	110	4,0
N-54	111	4,0
N-26	110	4,0
N-57	112	4,1

Tabla 13. Resultados de la simulación para la línea 5 con una presión de cero psi en el modulo Nare.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	110	0,02
N-22	115	0,35
N-10	111	0,93
N-122	112	1,03
N-141	110	1,99
N-9	110	2,01
N-24	112	2,29
N-8	110	2,32
N-25	112	2,35
N-139	111	2,46

Tabla 14. Resultados de la simulación para la línea 4 con una presión de cero psi en el modulo Nare.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	110	0,01
N-5	110	0,73
N-6	112	0,70

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
N-11	111	1,47

Tabla 15. Resultados de la simulación para la línea 2 con una presión de cero psi en el modulo Nare.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	110	0,1
N-21	112	18,7
N-133	112	19,2
N-32	107	24,8
N-16	111	25,9
N-33	112	34,5
N-130	100	35,1
N-128	110	35,2
N-41	105	35,5
N-40	103	35,5
N-39	110	35,5
N-43	83	35,5
N-42	112	36,5
N-56	111	36,5
N-142	105	36,6
N-49	105	36,9
NEME 1	100	37,1
N-28	110	37,4
N-50	110	37,5
N-51	110	37,5
N-48	112	37,5

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
N-52	106	37,6
N-47	110	37,6

Esta tabla permite observar, que no es posible obtener una CHP inferior a 5 psi, aún si la presión en el modulo es de 0 psi; por esta razón, es necesario cambiar el diámetro de algunas secciones de la red.

Los cambios se mencionan tomando como punto de partida, el pozo mas alejado del modulo Nare (0 metros).

Tabla 16. Cambios de diámetro para la línea 2 para obtener una presión de cero psi en el modulo Nare.

DISTANCIA, m	DIAMETRO ORIGINAL, Pulg	DIAMETRO SUGERIDO, Pulg
0	2	2
1217	2	2
1217.1	2	3
1266.5	2	3
1266.6	2	4
2067	2	4

Con estos cambios de diámetro, la CHP en cada pozo será la que se muestra en la tabla 17.

Tabla 17. Resultados de la simulación para la línea 2 usando diámetros sugeridos.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	109	0,01
N-133	112	0,53
N-21	112	0,53
N-32	107	0,79
N-16	111	0,88
N-33	112	1,28
N-130	100	1,41
N-128	110	1,44
N-41	105	1,50
N-40	103	1,50
N-39	110	1,56
N-43	83	1,67
N-42	112	3,15
N-56	111	3,17
N-142	105	3,33
N-49	105	3,79
NEME 1	100	4,10
N-28	110	4,50
N-50	110	4,68
N-51	110	4,79
N-48	112	4,79
N-52	106	4,80
N-47	110	4,81

Tabla 18. Resultados de la simulación para la línea 3 con una presión de cero psi en el modulo Nare.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	110	0,01
N-132	105	0,65
N-20	105	0,71
N-19	100	2,77
N-34	110	3,30
N-127	100	3,55
N-18	110	3,86
N-125	112	3,89
N-124	110	3,90
N-35	100	3,90

Tabla 19. Resultados de la simulación para la línea 1 con una presión de cero psi en el modulo Nare.

LUGAR - POZO	TEMPERATURA, ° F	CHP, psi
MANIFOLD	110	0,01
N-12	100	1,95
N-38	100	2,25
N-38	100	2,25
N-38	100	2,25
N-13	100	3,16
N-3	100	3,83
N-14	100	4,26
N-2	100	4,30
N-17	100	4,52

7.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Con el propósito de determinar las condiciones de operación más apropiadas para los sistemas de recolección de gas de anulares y de compresión, se realizará el análisis de la simulación realizada teniendo en cuenta los datos suministrados por el personal de campo en cuanto a máxima CHP en los pozos y la presión de suministro de gas al generador de vapor.

7.4.1 Análisis de resultados de la simulación del sistema para entregar el gas directamente en el generador sin compresor.

Al definir claramente la presión de cada uno de los extremos de la red (CHP máxima de 5 psi y una presión de suministro de gas al cabezal de recolección de gas al generador igual a 15 psi), se puede observar que es imposible utilizar el sistema de recolección de gas de anulares sin usar un sistema de compresión. Por esta razón, se descarta el suministro directo de gas al cabezal de generador y se procede al realizar el análisis del sistema con una presión igual a 0 psi en el modulo Nare.

7.4.2 Análisis de resultados de la simulación para obtener presiones del sistema y verificación de diámetros.

Este análisis se realizará a cada línea por separado.

⇒ **Análisis de resultados de la simulación para la línea Nare 136 y Nare 27.** La tabla 10 muestra, que aún entregando el gas en el modulo Nare con una presión igual a 0 psi, el pozo mas cercano(N-30), tendrá una CHP igual a 22.42 psi; esto obliga a rediseñar el diámetro de la línea, con el propósito de obtener presiones adecuadas en cada uno de los pozos.

La tabla 11, presenta los nuevos diámetros que debe tener la línea de recolección Nare 136 y Nare 27. Con estos cambios, la CHP máxima será de 4.1 para el pozo mas alejado (N-57); de esta forma, se puede transportar gas hacia el modulo Nare sin afectar la Pwf de los pozos que aportan gas a esta línea.

⇒ **Análisis de resultados de la simulación para la línea 5.** Los resultados de esta simulación, indican que no es necesario cambios de diámetro para ésta línea y que la CHP máxima en el pozo mas alejado (N-139), será de 2.46 psi; por lo tanto, el sistema se puede operar bajo estas condiciones sin que afecte la Pwf de los pozos. Por esta razón, se recomienda continuar con el diámetro de 2 pulgadas que actualmente tiene esta línea.

⇒ **Análisis de resultados de la simulación para la línea 4.** La simulación de ésta línea permite observar que el transporte de gas hacia el modulo Nare incrementará la CHP del pozo mas alejado (N-11) hasta 1.47 psi, cumpliendo con los parámetros fijados en campo. Estos resultados se pueden observar en la tabla 14 y por esta razón, se recomienda continuar con el diámetro de 2 pulgadas que actualmente tiene esta línea.

⇒ **Análisis de resultados de la simulación para la línea 2.** Los resultados obtenidos en la simulación de ésta línea, permiten observar que aun el pozo mas cercano (N-21), tendrá una CHP superior a los 5 psi; por esta razón, es necesario redefinir los diámetros de algunos sectores de la red como se muestra en la tabla 16. Al realizar estos cambios de diámetro en la línea, se debe esperar que la CHP del pozo mas alejado (N-47), sea de 4.81 psi (como se puede observar en la tabla 17); esto permitirá que la Pwf de los pozos no se vea afectada.

⇒ **Análisis de resultados de la simulación para la línea 3.** La tabla 18, muestra que la línea puede ser usada sin cambios de diámetro (continuar con el diámetro de 2 pulgadas que actualmente tiene esta línea) y obtener una CHP en el pozo N-35 (pozo mas alejado de la red) igual a 3.9 psi. Las Pwf que se obtendrán en cada uno de los pozos de esta línea, no se verán afectadas por el transporte y suministro de gas al modulo Nare.

⇒ **Análisis de resultados de la simulación para la línea 1.** La tabla 19, permite observar que la máxima CHP que se obtendrá en el pozo más alejado de la línea será de 4.52 psi. Esto permite utilizar esta línea sin ningún cambio de diámetro.

8. DEFINICIÓN BÁSICA DEL SISTEMA.

8.1 DATOS BÁSICOS DE DISEÑO.

8.1.1 Situación actual.

Actualmente, el gas producido por los anulares de los pozos se está venteando a la atmósfera, aunque existen facilidades para recolectarlo y enviarlo al módulo de tratamiento; estas facilidades están constituidas por una red de tuberías de 2 pulgadas de diámetro nominal "schedule 40", pero su uso ocasionaría que la presión en cabeza de revestimiento aumente a más de 25 psi (como se observó mediante la simulación de cada una de las líneas de transporte de gas), que las bombas de subsuelo se bloqueen por gas, se aumente la P_{wf} , y por lo tanto, la producción de crudo se ve afectada de forma significativa.

Como se mencionó en el capítulo anterior, la CHP máxima en cada pozo debe ser de 5 psi, de tal forma, que los pozos no presenten inconvenientes. Se desea aprovechar este gas como combustible en los generadores de vapor, ya que actualmente el gas consumido es suministrado a Ecogás. La presión de suministro debe ser de 15 psi.

En el módulo Nare, se dispone de dos generadores de vapor de vapor. Cada generador tiene capacidad de 50 MMBtu/hr y consume 13 MMSCFD de gas.

También se consume gas en los tratadores y en los separadores de agua libre (FWKO). Cada módulo tiene dos tratadores y un FWKO y consume en

total 450.000 SCFD (175.000 SCFD cada tratador y 100.000 SCFD el FWKO).

8.1.2 Flujo de gas a recuperar .

En la tabla 2, se observa que el flujo total de gas de anulares en el Campo Nare actualmente es de 974 MSCFD; es importante observar, que al momento de realizar la medición de este gas, se encontraban 6 pozos calientes o en remojo (en el campo Nare, se inyecta vapor de agua a la formación con el propósito de aumentar el recobro de crudo); a estos pozos no se les realizó la medida de gas, y por lo tanto, se definió con el personal de campo un caudal a recuperar de 1 MMSCFD.

El gas a recuperar tiene el siguiente poder calorífico; se menciona un límite superior y uno inferior, debido a que la composición varía ligeramente de un pozo a otro :

- ✓ Poder calorífico bruto: 981.630 – 1000.980 Btu/ft³
- ✓ Poder calorífico neto: 879.269 – 899.150 Btu/ft³

8.1.3 Condiciones de operación del sistema.

La presión de entrada a la unidad de compresión debe ser suficientemente baja para que la presión en cabeza de revestimiento (CHP) no sea superior a 5 psig; de acuerdo con la simulación realizada, se establece que la presión de succión del compresor sea de 0 – 1 psi.

La temperatura del gas de anulares en los pozos del Campo Nare varía desde 85°F hasta 110°F en pozos fríos, que serán los que faciliten la recuperación del gas producido por los anulares, pues los pozos calientes,

desestabilizarían el sistema y la cantidad de vapor de agua sería apreciable; así, la temperatura promedio de entrada al sistema de compresión será de 105 °F.

8.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

Las facilidades básicas requeridas para la recuperación del gas de anulares son:

- ✓ Un sistema de compresión
- ✓ Intercambiador de calor.
- ✓ Separadores (scrubber) de condensado tanto en la succión como en la descarga.

La capacidad de compresión será de 1.0 MMSCFD. El gas de anulares será tomado del correspondiente cabezal de recolección, y una vez comprimido, se alimentará a la línea de gas a los generadores de vapor, aguas debajo de la válvula reductora de presión. Para su medición, se debe instalar un medidor de flujo en la tubería de descarga.

8.2.1 Separador (scrubber) de condensado en la succión.

Este separador tiene como función, recolectar cualquier condensado que pueda ser arrastrado por el gas. Su uso evitará el arrastre de líquido (agua en este caso) hacia los compresores.

El nivel de líquido en este tambor podrá ser monitoreado en un indicador de nivel (LG). Una alarma de alto nivel (LAHH) también debe ser provista para ayudar al operador a controlar situaciones anormales.

8.2.2 Compresor.

Para la compresión del gas se dispondrá de 1 compresor con capacidad de 1.0 MMSCFD.

El compresor será accionado por motor de combustión a gas, debido a la experiencia que se tiene en campo con esta clase de motores, además, esto permitirá no cargar el sistema de energía eléctrica existente en el modulo.

La unidad de compresión debe constar de: compresor, motor de combustión a gas, post-enfriador con aire (que permitirá disminuir la temperatura del gas), separador de líquidos en la línea de entrada al compresor, panel local de instrumentos y demás accesorios para lubricación y para agua de enfriamiento. Todo el conjunto de los equipos mencionados estarán en el modulo de tratamiento, con el propósito de facilitar su ubicación y mantenimiento en campo.

El compresor deberá estar protegido por una válvula de relevo de presión en la descarga.

Como se supone que en el futuro el gas disminuirá, se hace necesario instalar un sistema de control de capacidad del compresor, que realizará su trabajo variando la velocidad del motor de combustión a gas, tomando como señal la presión en la línea de descarga del compresor.

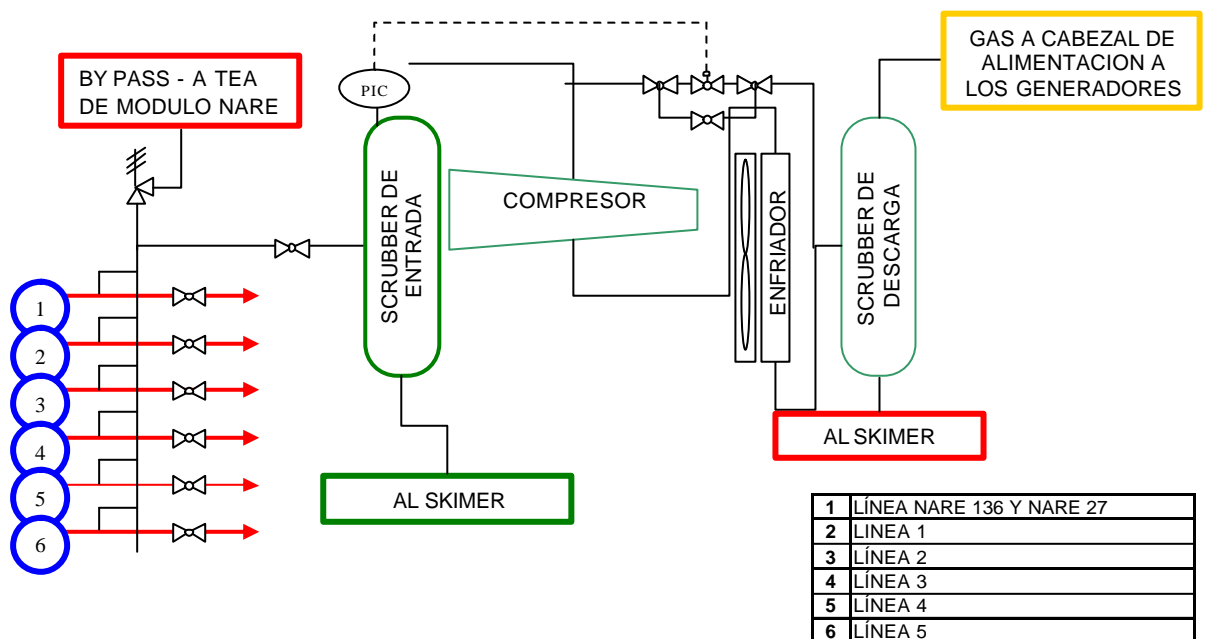
8.2.3 Disposición del gas recuperado.

El gas a la salida de la unidad de compresión tendrá una presión de 15 psig, presión suficiente para alimentar la línea de gas a los generadores de vapor,

la cual tiene una presión de 10 psig. Estas 5 libras de presión adicionales a las que requiere la línea de alimentación de los generadores, se deben a las pérdidas por fricción que tendrá el gas en todos los accesorios y la válvula de control que existe antes de entrar a esta línea. La temperatura será de aproximadamente 105 °F.

Con el propósito de tener una idea mas clara de este sistema, en la siguiente figura, se podrá observar el diagrama general del sistema y su forma preliminar de operación.

Figura 16. Esquema del sistema de compresión para recuperación del gas de anulares



En la figura 16 se puede observar que cada una de las 6 líneas que conforman el sistema de recolección de gas, tendrán un "by-pass" en caso de que se presente alguna emergencia, o que el gas no tenga la calidad suficiente para que sea comprimido. En este caso, este gas se dirigirá inmediatamente a la tea del modulo Nare, y si el problema persiste o la situación de emergencia es prolongada, se deberá colocar de nuevo cada pozo al venteo.

Las 6 líneas se recibirán en un múltiple que conducirá el gas hacia el separador de succión; en este equipo, el gas será despojado de líquido libre y/o impurezas, de tal forma, que el compresor reciba una corriente limpia.

A medida que el gas se comprime, su temperatura aumenta y es por esta razón, que esta corriente debe ingresar al post enfriador, de tal forma, que la temperatura de salida sea de máximo 105 °F.

Como el gas se enfría hasta los 105 °F, es posible que se condense cierta cantidad de vapor y es por esto, que se debe instalar un separador al final del proceso.

El gas que sale del separador de descarga, se dirige hacia el cabezal de los generadores, en donde se le dará uso como combustible.

El separador de succión y el compresor deben poseer una válvula de control, de tal forma, que se pueda asegurar una operación confiable.

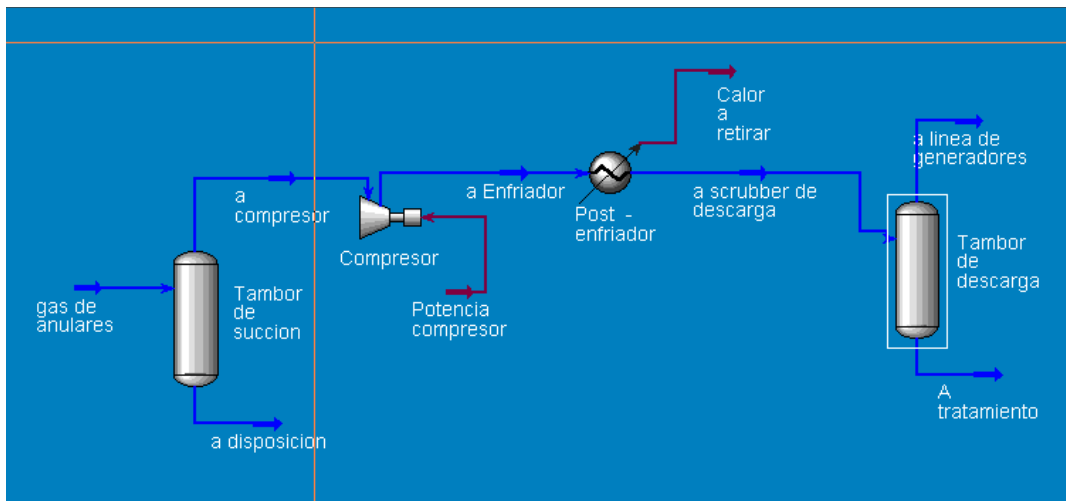
8.3 DIMENSIONAMIENTO BÁSICO DE LOS EQUIPOS – SIMULACIÓN DEL SISTEMA.

A continuación se presenta el dimensionamiento básico obtenido con el simulador de procesos para:

- ✓ Separador (scrubber) de succión.
- ✓ Compresor.
- ✓ Intercambiador de calor (post - enfriador).
- ✓ Separador (scrubber) de descarga.

En la figura 16, se observa el diagrama que se usó para simular el sistema de compresión.

Figura 17. Diagrama usado para simular el sistema de compresión.



8.3.1 Dimensionamiento del Separador (scrubber) de succión.

A continuación se presentan las dimensiones básicas del separador de succión obtenidas con la simulación:

Tabla 20. Dimensiones del separador (scrubber) de succión.

VARIABLE	DIMENSION
Diámetro	3.5 pies.
Longitud total	12 pies
Relación L/D	3
Velocidad máxima de vapor	2.457 pies/s
Tiempo de residencia del liquido	5 minutos

8.3.2 Dimensionamiento del compresor.

La potencia del compresor debe ser de mínimo 48 hp.

8.3.3 Dimensionamiento del Intercambiador de calor (post - enfriador).

Este enfriador debe tener una capacidad para retirar calor a una tasa de $1.295e5$ Btu/h; de esta forma, la temperatura de entrega del gas será de 105 ° F.

8.3.4 Dimensionamiento del separador (scrubber) de descarga.

A continuación se presentan las dimensiones básicas del separador de descarga obtenidas con la simulación:

Tabla 21. Dimensiones del separador (scrubber) de descarga.

VARIABLE	DIMENSION
Diámetro	1.714 pies
Longitud total	6 pies
Relación L/D	3
Velocidad máxima de vapor	1.009 pies/s
Tiempo de residencia del liquido	5 minutos

8.3.5 Dimensionamiento de las tuberías.

Las líneas deben tener los diámetros expuestos en el capítulo anterior, con el propósito de obtener una presión de menos de 5 psi en la cabeza del revestimiento de cada uno de los pozos.

Esto es de especial atención, pues si los diámetros de la red no se modifican, la CHP será alta lo que afectará negativamente la producción de los pozos del campo.

9. PRESUPUESTO GLOBAL.

En este capítulo, se presenta el presupuesto global para colocar en funcionamiento el sistema de recuperación de gas de anulares. Es claro que esta es una primera aproximación, pero proporcionará una excelente idea de los recursos que se deben disponer para llevar a cabo este proyecto.

9.1 COSTOS GLOBALES DE MATERIALES, EQUIPOS E INGENIERÍA.

Para efectos de unificar una sola moneda y tener un presupuesto que no sea afectado por la inflación, se trabajará en dólares Americanos, y se usará para efecto de cambio un monto de \$2700 / 1 US\$.

Tabla 22. Presupuesto materiales eléctricos.

MATERIAL Y/O EQUIPO	UND	CANT	UNITARIO	TOTAL
Cortacircuitos	U	6	100	600
Pararrayos de línea	U	3	95	285
Poste de concreto	EA	5	148	741
Poste de concreto	EA	1	381	381
Caja para reactancia de luminaria de NA 150w	EA	1	76	76
Lámpara sodio 150 WTT marca iluram	U	1	318	318
Tablero general y arrancador suave para operación motor de 60 HP - 460 V	U	1	4.800	4.800
TOTAL COMPRA MATERIALES INSTALACIONES ELECTRICAS				7.201

Tabla 23. Presupuesto equipos, materiales y accesorios mecánicos.

PARTE	DIAM.	DESCRIPCION	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
Brida	3"	WN, #300 RF, ANSI B16,5, SCH STD	24	18	432
Brida	6"	WN, #150 RF, ANSI B16,5, SCH STD	4	26	104
Brida	6"	WN, #300 RF, ANSI B16,5, SCH STD	2	51	102
Cheque	3"		4	16	64
Codo	2"	NPT 3000#	5	11	55
Codo 45°	3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B16.9 SCH STD BW	4	3	12
Codo 90°	2"		7	3	21
Codo 90°	3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B16.9 SCH STD BW	36	4	144
Codo 90°	6"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B16.9 SCH STD BW	3	17	51
Compresor		F.L.Smidth Inc.	1	110.000	110.000
Coupling	1/2"	3000#	3	1	3
Coupling	2"		1	4	4

PARTE	DIAM.	DESCRIPCION	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
Coupling	3"	3000 #	1	14	14
Coupling	3/4"	3000#	1	2	2
Espárragos	7/8" x 5"		8	2	16
Espárragos	3/4 x 4 1/2"	CDT	16	1,5	24
Espárragos	3/4 x 4 1/4"	CDT	16	1	16
Espárragos	3/4 x 4"	CT	24	1,2	28,8
Flange		SLIPON 3 x 150 #	1	9	9
Flexitalicos	3"	300 #	6	2,3	13,8
Flexitalicos	6"	150#	3	3,5	10,5
Nipple	1/2" x 4"	SCH 40	4	1	4
Nipple	2" x 4"	SCH 40	4	2	8
Nipple	2"x 2	SCH 40	6	2	12
Nipple	3" x 6"	SCH 40	8	4,5	36
Nipple	3" x 8"	SCH 40	8	8,2	65,6
Nipple	3/4 x 3"	SCH 40	2	0,94	1,9
Nipple	3/4" x 4"	SCH 40	4	1,6	6,4
Nipple	2" x 3"	SCH 40	1	1,9	1,9
Nipple	3" x 10"	NPT	6	9,6	57,6
Nipples	3" X 8"	SCH 40	2	7,4	14,7
Reducción	2" x 1"	SCH 40	3	1	3,1
Reducción	2" x 1 1/2"	SCH 40	1	1	1
Reducción copa	3" x 2"	SCH 40	1	3,7	3,7

PARTE	DIAM.	DESCRIPCION	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
Reducción copa	3" x 4"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B16.9 SCH 80 BW	1	3,8	3,8
Reducción copa	6" x 3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B16.9 SCH STD BW	3	10	30
Tapón macho	2"	3000 #	1	2,4	2,4
Te	2"	NPT 3000#	3	9,8	29,5
Te	3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B16.9 SCH STD BW	18	5	90
Trampa termodinámica	3/4"	SPIRAX SARCO	1	151	151
Tubería (metros)	3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B36.10 SCH 40 API	191,2	12,5	2.390
Tubería (metros)	3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B36.10 SCH 40 API	504,52	10	5.045
Tubería (metros)	3"	Terminado ANSI B16.25, Dimensiones ANSI B36.10 SCH 40 API	24	8	191

PARTE	DIAM.	DESCRIPCION	TOTAL	UNITARIO	TOTAL
Tubería (metros)	6"	SCH 40	6,15	32	199,8
Tuercas	3/4"	SCH 40	32	0	6,8
Universal	2"	NPT 2000#, DE GOLPE	3	22	66,6
Universal	2"	NPT 1000 # DE GOLPE	1	22	22,2
Universal	3"	2000# DE GOLPE	8	54	432
Universal	3"	NPT 1000#, DE GOLPE	4	22	88,8
Universal	3"	NPT 1000#	4	64	256
Universal	3/4"		1	3	2,9
Válvula	1/2"	1000#, RF, MSS SP- 55,84 / ASME B16,10 - BOLA	4	25	100
Válvula	2"	1000#, RF, MSS SP- 55,84 / ASME B16,10 - BOLA	2	150	300
Válvula	3"	1500#, RF, MSS SP- 55,84 / ASME B16,10 - BOLA	4	343	1.372
Válvula	3"	300#, RF, MSS SP- 55,84 / ASME B16,10 - BOLA	9	465	4.185
TOTAL COMPRA ACCESORIOS Y TUBERIAS					126.183

Tabla 24. Presupuesto total de la inversión.

CONCEPTO	COSTO
TOTAL OBRA MECANICA Y DE MONTAJE (incluye AIU)	126.183
TOTAL OBRAS ELECTRICAS (incluye AIU)	7.201
TOTAL OBRAS CIVILES (incluye AIU)	16.667
TOTAL CONTROL DE CONSTRUCCION	12.000
TOTAL COSTOS DE INGENIERIA	15.000
SUBTOTAL	177.051
IVA (16%)	28.328
GRAN TOTAL COSTO GAS DE ANULARES	205.379

Estos valores fueron obtenidos al realizar un sondeo de mercado con empresas que prestan el servicio de ingeniería conceptual, básica y de detalle; el valor del compresor fue obtenido con la empresa F.L.Smidth Inc de USA, Petroingeniería Ltda de Colombia y Fuller Bulk Handling de USA, empresas reconocidas en la fabricación y comercialización de sistemas de compresión.

Como se puede observar en la tabla 24, para implementar el sistema de recuperación del gas producido por los anulares del campo Nare, se debe contar con presupuesto aproximado de US \$ 205.379.

9.2 RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN A REALIZAR.

Teniendo en cuenta que en la industria de los hidrocarburos, cualquier inversión a realizar debe ser soportada en el tiempo de recuperación de la misma, a continuación se presenta el tiempo en el cual se recuperarían los recursos que se invertirán en este proyecto.

Para realizar este análisis, se deben tener en cuenta lo siguiente:

- ✓ Poder calorífico neto promedio del gas es de 850 BTU/SCF (debido al alto contenido de agua en fase vapor).
- ✓ Precio del gas: 2.4 US \$/MMBTU - suministrado por ecogás.
- ✓ Valor del dólar es \$2750.
- ✓ Producción inicial de gas: 1 MMSCFD.
- ✓ Valor aproximado de la inversión US \$ 205.379.

Así, la energía que se puede recuperar es igual a $1 \cdot 10^6$ SCFD * 850 BTU/SCF = 850.000.000 BTU/D = 850 MMBTU/D.

El valor que actualmente cobra ecogás por el suministro de gas al campo es de 2.4 US \$/MMBTU; este valor se tomará como base para conocer el ahorro diario en dólares americanos, que permitirán conocer el tiempo en que se recuperará la inversión, pues estos recursos se dejarán de pagar a ecogás al consumir gas de anulares.

- ✓ Ahorro diario = 850 MMBTU/D * 2.4 US \$/MMBTU = 2040 US/D.
- ✓ Recuperación de la inversión = US \$ 205.379 / 2040 US/D = 101 Días.

Esto indica, que la inversión total del sistema se recuperará en un periodo aproximado de 3.36 meses, lo que demuestra que el proyecto es atractivo y que su implementación generará ahorros sustanciales una vez se recupere la inversión.

Con el propósito de tener un panorama de más riesgo, se plantea la posibilidad de que el gas recuperado no sea de 1 MMSCFD sino de 0.5 MMSCFD; así el tiempo de recuperación de la inversión sería de 201.4 días,

equivalentes a 6.7 meses; sin embargo, la situación sigue siendo atractiva al mencionar que este periodo de tiempo sigue siendo inferior a un año, aún bajo un escenario pesimista; además, se debe tener en cuenta que es importante mencionar que el gas que se va a recuperar ha sido enviado a la atmósfera por más de 10 años y que con este sistema se contribuirá a preservar el medio ambiente.

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- ✓ En campos marginales y especialmente, en aquellos cuya presión de formación es baja, es importante prestar atención a los anulares de los pozos, pues pueden estar ofreciendo una sobrepresión que reducirá la P_{wf} y por lo tanto, la producción de fluidos.
- ✓ El campo se ve afectado notablemente, si la CHP en los pozos es superior a 5 psi, según estudios realizados por los ingenieros de campos.
- ✓ Los pozos que utilizan bombeo mecánico como medio de levantamiento artificial, producirán en mejores condiciones, si el gas proveniente de la formación es evacuado por el anular formado entre el revestimiento y la tubería de producción, pues el funcionamiento de las bombas de subsuelo se afecta notablemente al tener que manejar gas; esto origina lógicamente, pérdidas de producción. Estas consecuencias pueden ser observadas mediante la toma y análisis de dinagramas en cada uno de los pozos.
- ✓ Una disminución de la cantidad de gas que deben manejar las bombas de subsuelo, se verá reflejada en una disminución de la energía eléctrica que consumirá el motor, pues no se tendrá trabajo de compresión de gas. Esto se puede observar mediante la toma y análisis de dinagramas en cada uno de los pozos.
- ✓ El porcentaje de llenado de las bombas de subsuelo, se verá incrementado si el gas es producido por el anular de los pozos.
- ✓ El campo Nare aunque produce crudo de 13 °API, permite recuperar cerca de 1MMSCFD de gas producido por los anulares de los pozos.

- ✓ El gas producido por los anulares de los pozos, fue medido con el equipo "The Well Analyzer" de propiedad de la UIS, que permite obtener resultados confiables de una forma rápida y segura.
- ✓ Es importante mencionar que el campo ya posee una infraestructura básica de la red de recolección de gas de anulares; sin embargo, es necesario realizar los cambios de diámetro mencionados en este estudio.
- ✓ La recolección de gas proveniente de los anulares de los pozos en campos que producen crudo mediante el bombeo mecánico, permite la optimización de la producción y la minimización de costos.
- ✓ Debido a la ubicación de las 6 diferentes líneas de recolección de gas que conforman la red, es necesario la instalación de un compresor ubicado en el modulo Nare, punto central del campo. Así, se podrá manejar todo el gas proveniente de los pozos con un único equipo de recuperación.
- ✓ El sistema debe estar conformado por un compresor, un separador de succión, un separador de descarga, un post - enfriador y un medio de control y medición que permita verificar y administrar el estado de cada uno de los equipos.
- ✓ Al implementar el sistema, se debe realizar un seguimiento minucioso las bombas de subsuelo para verificar su funcionamiento, realizar nuevos cálculos de la P_{wf} y del IPR para cada pozo, medida de la CHP y calculo de la cantidad de gas que se esta recuperando.
- ✓ Si el sistema se implementa teniendo en cuenta los cambios de diámetro en la red de recolección recomendados en este estudio, las CHP en cada uno de los pozos será en todo caso inferior a 5 psi.

- ✓ El gas a recuperar será usado como combustible para un generador de vapor; actualmente, los generadores son alimentados con gas proveniente del gasoducto Centroriente de propiedad de ecogás, y el costo de la energía es de US\$ 2.4/MMBTU.
- ✓ El gas de anulares que se puede recuperar tiene un valor diario aproximado de US \$1700.
- ✓ La recuperación de la inversión a realizar en el sistema de recuperación de gas de anulares, se llevará a cabo en un periodo comprendido entre los 4 - 8 meses.
- ✓ La implementación de este sistema, permitirá beneficios económicos y ambientales.
- ✓ Se debe analizar con detenimiento que tipo de compresor se debe usar para este sistema, con el fin de no adquirir un equipo que pueda presentar problemas operativos y de mantenimiento, debido a las condiciones del gas.
- ✓ Es importante informar al fabricante de los equipos la calidad del gas a manejar, las condiciones de operación que se requieren para el sistema y que se debe especificar un medio de control de capacidad del compresor, que permita el manejo de por lo menos el 50% de la capacidad nominal.
- ✓ Para realizar los cálculos detallados de cada uno de los equipos y de los presupuestos para la implementación del sistema, se debe contratar una firma de ingeniería de detalle que cuente con suficiente experiencia en el desarrollo de actividades semejantes al objeto de este estudio. La firma

debe contar con el mínimo personal técnico: ingeniero civil, ingeniero electrónico, ingeniero mecánico e ingeniero de procesos y/o de gas.

- ✓ La firma de ingeniería debe realizar las hojas de especificaciones de cada uno de los equipos y los pliegos de licitación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- WELL ANALYZER AND TWM SOFTWARE. Operating manual – Echometer Company.
- MCCOY James, PODIO Augusto. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. SPE 14254.
- THE AMERICAN OIL & GAS REPORTER.
- MCCOY James, PODIO Augusto. Total Well Management II. SPE 67273.
- TAKACS Gabor. Modern Sucker Rod Pumping. ISBN 087814383.
- ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations (Volume 2). Gulf Publishing Company. Houston – Texas, 1989.
- HYPROTECH LTD. CALGARY. Manuales Técnicos Programa de Simulación de Procesos Hysys Plant, Versión 3.1, 2003.
- FLOWER, ANDY. Oil & Gas Journal ISSN: 0030-1388. LNG's evolution. 99. Julio 16, 2001 p: 60-72.
- Reprinter from WORLD OIL Magazine, Marzo de 2001, paginas 99-101.

- GONZALEZ, H, Luis. Principios sobre la formulación y evaluación de proyectos económicos. Ediciones UIS. 3a Ed. 1996. Bucaramnaga, Colombia.VAN WYLEN Gordon, Fundamentos de Termodinámica. Limusa – Wiley. 2da ed. México; 1999.
- BUCHANAN, Alejandro. Gatherinf Gas from Annular Space in Wells in Tornillo Field. SPE 38211.
- PODIO, A.L. MCCOY James, Advances in surface Measurements For Optimization of Artificial of Artificial Lift Operation. SPE 38211.