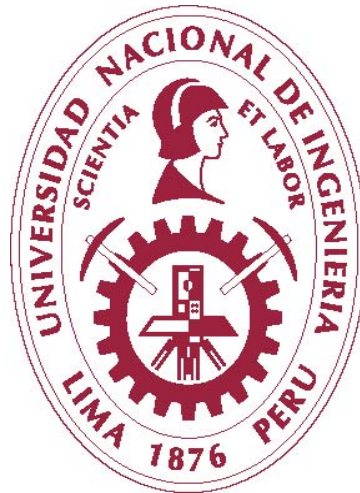


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCION Y
TRANSPORTE DE GAS NATURAL**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

ELABORADO POR:

ROBERTO ALVAREZ CALLE

PROMOCION 1990-1

LIMA – PERÚ

2012

DEDICATORIA

Este trabajo va dedicado a mi Madre, Dionicia Calle Luque y a mi Padre Juan Álvarez Cahuin, que fueron las personas que impulsaron y apoyaron la realización de mis estudios.

A mi esposa por el optimismo que me transmitió para seguir adelante.

A mis hijos: Liliana, Juan y Linsdy por su comprensión y cariño.

Y a mis familiares y amigos que tuvieron siempre unas palabras de aliento.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a la Facultad de Ingeniería de Petróleo, por la formación recibida durante los años de estudio.

Esta tesis, si bien a requerido un esfuerzo y dedicación, no se hubiera finalizado sin la cooperación desinteresada de todas las personas que a continuación citare:

A los Ingenieros Arturo Fernández, Alejandro Gil, Ronald Hinojosa y Miguel Paniagua de la Compañía SERPETBOL, que tuvieron la amabilidad de facilitarme la información necesaria y complementaria al tema.

Debo agradecer de manera especial y sincera al Ing. Federico Díaz Morales , por aceptarme ser el asesor de mi tesis y a quien debo la forma correcta de presentar el tema .

Al Ing. Roger Julio Llaxacondor por su ayuda en la corrección, y la edición, de este trabajo.

Por último hago extensivo este agradecimiento profundo y sincero para mi familia que, sin su apoyo y colaboración habría sido imposible llevar a cabo este trabajo.

SUMARIO

La tesis que desarrollo plantea el diseño de un sistema de recolección y transporte de gas natural.

Se proyecta la construcción de facilidades de producción en cada campo, con el propósito de recolectar la producción de sus pozos, hacer la medición fiscal, y control de corrosión por la presencia de CO₂ y H₂O, y desde las facilidades enviar la producción hasta la planta de tratamiento Santa Rosa.

En la provincia Santa Rosa se tiene campos nuevos, para su desarrollo y explotación, llamado Palometa y Santa Rosa Este respectivamente las cuales resultaron productores de gas seco y aceite ligero.

Es por esta razón, que la tesis se enfoca al diseño conceptual de las líneas de recolección y producción, locaciones de los pozos y las facilidades de producción, para la incorporación del gas y el aceite ligero de estos campos hacia las instalaciones de la planta de tratamiento Santa Rosa.

Para lograr lo anterior, se emplea la siguiente metodología de trabajo:

1. Recopilación, discretización y análisis de la información disponible
2. Análisis de sensibilidad con simulador de flujo multifasico *PipeSim*, para realizar el diseño hidráulico de los ductos de transporte, en base al pronóstico de la producción.

Con toda la información obtenida en los puntos anteriores mencionados, se contó con los elementos para realizar el diseño de la infraestructura de explotación de los campos (líneas de recolección y producción, instalaciones en las locaciones de pozos y facilidades de producción).

DISEÑO DE UN SISTEMA DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

Dedicatoria	i
Agradecimiento	ii
Sumario	iii
Índice	iv
CAPITULO I: Introducción	1
CAPITULO II: Planteamiento del Problema	3
2.1 Objetivo General	3
2.2 Objetivos Particulares	3
2.3 Hipótesis	4
2.4 Variables	4
CAPITULO III: Marco Teórico	5
3.1 Sistema de Recolección	5
3.2 Flujo en Tuberías	7
3.3 Fundamentos de Flujo a través de Tuberías	8
3.4 Flujo de una sola Fase	14
3.5 Flujo Multifásico en Tuberías	19
3.6 Flujo Multifasico en Tuberías Horizontales	31
CAPITULO IV: Definición de Infraestructura y Propuesta de Explotación	38
4.1 Análisis de Información disponible	38
4.2 Localización del Proyecto	43
4.3 Instalaciones Superficiales en Locaciones de Pozos	44
4.4 Sistema de Transporte de Líquidos	49
4.5 Facilidades de Producción	71
CAPITULO V Análisis Económico y Cronograma de Trabajo	79
5.1 Análisis Económico	79
5.2 Cronograma de Trabajo	82
CAPITULO VI Conclusiones y Recomendaciones	84
6.1 Conclusiones	84
6.2 Recomendaciones	85
CAPITULO VII Glosario Técnico	86
CAPITULO VIII Bibliografía	90

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

En esta tesis se plantea el diseño y construcción de instalaciones de recolección y transporte de gas natural para su eficiente explotación, aprovechando la energía aportada por los yacimientos de gas.

Se proyecta la construcción de facilidades de producción en cada campo, con el propósito de recolectar la producción de sus pozos, hacer la medición fiscal, y control de corrosión por la presencia de CO₂ y H₂O, y desde las facilidades enviar la producción hasta la planta de tratamiento Santa Rosa (Bolivia).

En este punto es importante mencionar que se va analizar únicamente las líneas de recolección y producción tomando en cuenta desde la cabeza de los pozos hasta las facilidades de producción y luego a la planta de tratamiento Santa Rosa, sin analizar los pozos, ya que el comportamiento real de los mismos va a variar de acuerdo a la programación de *work over`s* que se tenga en cada uno de ellos.

En la provincia Santa Rosa se tiene campos nuevos, para su desarrollo y explotación, llamado Palometa y Santa Rosa Este respectivamente las cuales resultaron productores de gas seco y aceite ligero.

Dado que en estos campos se podrán operar a presiones en un rango de 1400 a 1700 psia en superficie, se propone aprovechar la energía asociada a esta presión para hacer la separación a alta presión, con lo que se espera obtener las siguientes ventajas:

1. Administrar y ahorrar la presión de los yacimientos
2. Hacer la medición fiscal y probar los pozos
3. Disminuir gradualmente el mantenimiento por concepto de corrida de chanco de limpieza y inspección en ducto de transporte, lo cual disminuye los costos de operación y mantenimiento.

Es por esta razón, la tesis se enfoca al diseño conceptual de las líneas de recolección y producción, locaciones de los pozos y las facilidades de

producción, para la incorporación del gas y el aceite ligero de estos campos hacia las instalaciones de la planta de tratamiento Santa Rosa.

Para lograr lo anterior, se emplea la siguiente metodología de trabajo:

3. Recopilación, discretización y análisis de la información disponible
4. Análisis de sensibilidad con simulador de flujo multifásico *PipeSim*, para realizar el diseño hidráulico de los ductos de transporte, en base al pronóstico de la producción.

Con toda la información obtenida en los puntos anteriores mencionados, se contó con los elementos para realizar el diseño de la infraestructura de explotación de los campos, lo cual incluye los siguientes componentes.

A. Facilidades de producción

1. *Manifold* de producción, montado sobre patín.
2. Separador trifásico de producción con todos sus equipos, instrumentos y cañerías asociadas montado sobre patín.
3. Depurador de gas para instrumentos
4. Trampa lanzadora y/o receptora

B. Instalaciones en locaciones de pozos

1. Panel HIPPS (*High Integrity Pressure Protection System*) de pozo
2. sistema de gas para utilitarios
3. Sistema de desfogue
4. Sistema de aire para instrumentos
5. Tinglado de protección
6. Suministro de energía
7. Seguridad en las locaciones
8. Sistema de telemetría y PLCs

C. Ductos de transporte para líneas de recolección y líneas de producción

1. Líneas de recolección: de 3" de 6 pozos a facilidades de producción, 12,284 Km. en total.
2. Líneas de producción: de facilidades Palometa a facilidades Santa Rosa este de 6" x 11,179 km. de facilidades Santa Rosa este a planta Santa Rosa de 6" x 5,566 km

CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El gas natural de cualquier campo, necesita ser monetarizado para su explotación económica para ello, se necesita llevarlos a los mercados.

Una etapa importante es la de recolección y transporte para llevarlo a la planta de tratamiento.

Se hace la recolección de la producción de cada campo en un *manifold*, para realizar la medición fiscal mediante un separador de producción que medirá la producción por campo (gas, petróleo y agua), y luego transportar la producción total del campo hacia la planta de tratamiento mediante una línea troncal.

2.1 Objetivo general:

Plantear un sistema de recolección y transporte de gas natural para explotación de campos nuevos, con objeto de transportar los hidrocarburos de manera eficiente hasta la planta de tratamiento Santa Rosa, así como administrar y ahorrar la energía aportada por los yacimientos de gas.

2.2 Objetivos particulares:

Desarrollar un sistema de recolección y transporte de gas natural que permita:

1. Administrar y ahorrar la energía aportada por los yacimientos de gas y condensado, con la finalidad de alargar la vida de los mismos.
2. Que sean eficientes los procesos de separación gas-aceite –agua para hacer la medición fiscal y luego reinyectar a la línea de producción hacia la planta de tratamiento Santa Rosa.

3. Construir la alternativa más adecuada, técnica y económicamente de infraestructura de explotación para los campos.

2.3 Hipótesis:

El diseño de una infraestructura de explotación de gas natural, considerando adecuadamente las líneas de recolección y producción de los diferentes campos de gas, será optimizado usando un simulador de flujo multifásico, para realizar el diseño hidráulico de los ductos de transporte en base a los pronósticos de producción, y determinar los diámetros de los ductos, reducir la presión en la boca de pozo y retención de líquidos en el sistema.

2.4 Variables:

1. Caudal de producción de gas natural
2. Presión en boca de pozo
3. Temperatura
4. Características de flujo

CAPÍTULO III

MARCO TEORICO

3.1 Sistema de Recolección

La recolección de los hidrocarburos que fluyen de los pozos productores hasta las facilidades de producción se efectúa mediante líneas y un conjunto de válvulas llamadas *manifold* múltiple de distribución o cabezal, que esencialmente consiste de dos o más líneas paralelas situadas en plano horizontal. Uno o más de estos colectores se utilizan para la producción general y el otro para la medición individual de los pozos. Los diámetros de cada uno de estos son diferentes en cada caso, puesto que su función es directa con los volúmenes de producción a manejar.

Las líneas de descarga de los pozos a las facilidades, tiene en su entrada al *manifold*, válvulas de retención que impiden el retroceso del fluido en caso de existir una caída de presión brusca. Todas estas líneas se conectan transversalmente a los colectores e igualmente llevan en sus conexiones válvulas de compuertas de vástago desplazable, las que permiten realizar los movimientos necesarios para impedir que los pozos conectados al colector de producción o de grupo, puedan descargar su fluido al colector de medición o viceversa.

Estos colectores en su otro extremo están cerrados por medio de una brida ciega.

Las líneas que llegan hasta el colector de medición cuentan con tantas válvulas de vástago desplazable; como movimiento se requiere para lograr el funcionamiento perfecto de la instalación.

De ambos colectores parten las líneas de alimentación a sus respectivos separadores, que también llevan válvulas de control, ubicadas en tal forma que permiten la distribución uniforme de la carga de alimentación

El sistema de recolección transporta los hidrocarburos en flujos bifásicos (gas - condensado/petróleo) o trifásico (gas - condensado/petróleo – agua de formación); en su diseño es importante determinar los diámetros óptimos para transportar la producción de cada pozo; con la mínima pérdida de fricción y de esta manera ahorrar energía en los reservorios. Se recomienda que la construcción de estas líneas de surgencia se las entierren, especialmente en pozos gasíferos, para evitar la acción de las temperaturas bajas en el periodo de invierno, el cual puede causar congelamiento.

También se debe instalar una red de protección catódica para así preservar la integridad de la cañería por largo tiempo.

Otro de los aspectos importantes en el diseño de una facilidad de producción es la ubicación, sobre la cual se instalara, puesto que de ello dependerá su funcionamiento seguro por lo tanto, conviene remarcar que su localización sea tal que sus características topográficas permitan la construcción de la facilidad de producción con las mínimas modificaciones del terreno y principalmente que sirvan para procesar el mayor numero de pozos, ofreciendo al mismo tiempo menores resistencias al flujo. Para que esto se realice, deberán evitarse distancias excesivas, cambios de dirección brusca en las líneas de descarga, desniveles muy marcados, etc.

Indudablemente la mejor forma de visualizar el funcionamiento de una facilidad de producción, es mediante un plano de recolección del campo – que como el nombre indica – es un plano que muestra el recorrido del fluido desde cada uno de los pozos hasta la ubicación de la facilidad de producción y de esta a la Planta de Tratamiento.

Las consideraciones que se deben tomar para el punto de ubicación de la batería de separación son las siguientes:

- i) La facilidad de producción debe estar localizada tan cerca del área de producción de los pozos; tomando en cuenta la extensión y dimensión

del campo, de acuerdo al estudio geológico; el cual inclusive puede determinar las coordenadas de los futuros pozos a perforar.

ii) Otros factores que afectan en el punto de ubicación de la Facilidad de Producción son:

- Drenaje: La ubicación debe tener un buen drenaje; si es posible en todas las direcciones, lejos de las corrientes del agua natural (ríos, lagos, etc.) y en una posición alta con relación a la zona que sufren de inundaciones periódicas.
- Aereación: Deben tomarse en cuenta la intensidad de los vientos en la zona; si la velocidades de los vientos son demasiado elevadas, la ubicación topográfica no debe ser alta; si es posible elegir una zona de valle; en todo caso debe haber una buena aereación para facilitar los procesos de enfriamiento del equipo.
- Resistencia del terreno: La zona debe poseer buena resistencia a la compresión; para soportar las cargas en cuanto al peso y vibraciones de los diferentes equipos en especial. Se recomienda hacer un estudio de suelo previamente.
- Expansión: El terreno debe poseer una dimensión considerable, teniendo siempre en cuenta ampliaciones futuras.
- Fuente de agua: Disponibilidad de agua cercana ya sea a través de corriente de agua o perforaciones de pozos.

3.2 Flujo en Tuberías

Las principales caídas de presión en el sistema integral de producción se dan en la tubería de producción (T.P), y de la línea de descarga (L.D) cuando esta es demasiado extensa, por lo tanto es de vital importancia para los ingenieros de producción contar con herramientas adecuadas para predecir las caídas de presión de esta manera optimizar el diseño de los pozos, con el objetivo de maximizar la vida productiva de cada uno de ellos. Para cumplir con este objetivo muchos investigadores se han dado a la tarea de desarrollar correlaciones para flujo multifásico con base en la experimentación.

Los tres principales componentes que gobiernan las caídas de presión en tuberías para cualquier tipo de fluido y cualquier dirección de flujo son:

- Pérdidas por elevación
- Pérdidas por fricción
- Pérdida por aceleración

Para flujo vertical o direccional las caídas de presión por elevación son las más significativas y para flujo horizontal las caídas de presión por fricción son las que predominan.

El desarrollo de todas las correlaciones de flujo es a partir de la ecuación general de balance de energía, por lo tanto empezaremos este capítulo explicando brevemente su desarrollo.

3.3 Fundamentos de Flujo a través de Tuberías

i) Ecuación de balance de energía

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se obtiene a partir de un balance microscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido que pasa a través de un elemento aislado de sistema, como se muestra en la figura 3.1.

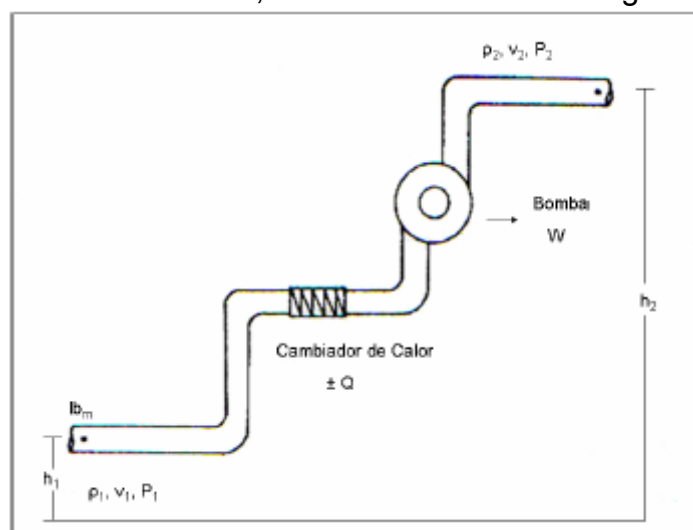


Figura 3-1 Diagrama de flujo para un conducto aislado

De acuerdo con la ley de la conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (3.1)$$

ΔW_f = Pérdidas de energía por fricción, estas pérdidas corresponden a la fricción interna del fluido (viscosidad) y a la fricción del fluido con las paredes rugosas de la tubería.

ΔW_s = Pérdidas de energía por trabajo externo

E_1 = Energía por unidad de masa en la posición uno $\left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{pie}}{\text{lb}_m}\right)$

E_2 = Energía por unidad de masa en la posición dos $\left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{pie}}{\text{lb}_m}\right)$

Energía de expansión

La energía de expansión está dada por la siguiente expresión:

$$E_s \left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{pie}}{\text{lb}_m}\right) = P \left(\frac{\text{lb}_f}{\text{pie}^2}\right) V \left(\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}_m}\right) = PV \quad (3.2)$$

Donde:

V = Volumen específico ($1/\rho$).

Energía potencial

La energía potencial está dada por la siguiente expresión:

$$E_p \left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{pie}}{\text{lb}_m}\right) = g \left(\frac{\text{pie}}{\text{s}^2}\right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{s}^2}{\text{lb}_m \cdot \text{pie}}\right) h(\text{pie}) = \frac{g}{g_c} h \quad (3.3)$$

Energía cinética

La energía cinética está dada por la siguiente expresión:

$$E_c \left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{pie}}{\text{lb}_m}\right) = \frac{v^2}{2} \left(\frac{\text{pie}^2}{\text{s}^2}\right) \frac{1}{g_c} \left(\frac{\text{lb}_f \cdot \text{s}^2}{\text{lb}_m \cdot \text{pie}}\right) = \frac{v^2}{2g_c} \quad (3.4)$$

Al sustituir las energías correspondientes a las posiciones 1 y 2 en la ecuación 3.1 se obtiene:

$$P_1 + \frac{\rho}{\rho} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = P_2 + \frac{\rho}{\rho} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad (3.5)$$

Donde:

V=Volumen específico (1/ρ).

Multiplicando la ecuación 3.5 por (ρ / ΔL) y considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo se tiene:

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \rho \frac{g \Delta h}{g_c \Delta L} + \frac{\rho \Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta L}$$

A esta ecuación se le acostumbra escribir de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_E + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{AC} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_F \quad (3.6)$$

Donde:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \text{Gradiente de presión total}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_E = \text{Gradiente de presión debido a la elevación}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{AC} = \text{Gradiente de presión debido a la aceleración}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_F = \text{Gradiente de presión debido a la fricción}$$

ii) Pérdida de presión por fricción

Las pérdidas de presión por fricción en conductos circulares de diámetro constante han sido determinadas experimentales por varios investigadores. Los resultados de esta experimentación utilizando

tuberías de diversos materiales, constituyen la base de las formulas que actualmente se usan.

Ecuación de Darcy

Darcy, Weisbach y otros, dedujeron experimentalmente la siguiente ecuación expresada en unidades consistentes para obtener el gradiente de presión debido a la fricción:

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

Factor de fricción

El valor del factor de fricción (f) es función de la rugosidad de la tubería (ϵ) y del número Reynolds (Nre), por lo tanto:

$$f = F(\epsilon, Nre)$$

El número de Reynolds (adimensional) se define como:

$$Nre = \frac{d v \rho}{\mu}$$

Donde:

d = Diámetro de la tubería (pie)

v = Velocidad del liquido (pie/seg)

ρ = Densidad del liquido (lbm/pie³)

μ = Viscosidad del liquido (lbm/pie-seg)

la rugosidad (ϵ) de una tubería es una característica de su superficie, la cual está constituida por pliegues o crestas unidas. Los valores más comúnmente empleados en la industria son:

Tipo de Tubería	ϵ (pg)
Tubería estriada	0,00006
Tubería de producción o perforación	0,0006
Tubería de escurrimiento	0,0007
Tubería galvanizada	0,006

Para calcular el valor de (f) es necesario determinar el régimen de flujo. En conductos, los fluidos se mueven de acuerdo a cualquiera de los siguientes regímenes de flujo: Laminar, transitorio o turbulento.

El flujo laminar ocurre cuando las partículas del fluido se mueven en líneas rectas al eje del conducto. A velocidades mayores las partículas se mueven de una manera caótica, en este caso el flujo es turbulento. Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías, a este parámetro le llamo numero de Reynolds. El flujo laminar se presenta cuando $Nre < 2300$, y el flujo turbulento cuando $Nre > 3100$.

Para flujo laminar de una sola fase ($Nre < 2300$), (f) depende exclusivamente del valor del (Nre) y esta dado por:

$$f = \frac{64}{Nre} \quad (3.9)$$

Para flujo turbulento ($Nre > 3100$), (f) está dado por la ecuación de Colebrook y White:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\epsilon}{3,715d} + \frac{2,514}{\sqrt{f} Nre} \right) \right]^{-2} \quad (3.10)$$

Se observa que para calcular (f) se requiere un proceso iterativo, debido a que (f) se encuentra en ambos lados de la igualdad. Basándose en la ecuación 3.10, Moody preparo un diagrama para determinar el factor de fricción en tuberías de rugosidad comercial (figura 3.2)

El diagrama de Moody es el siguiente:

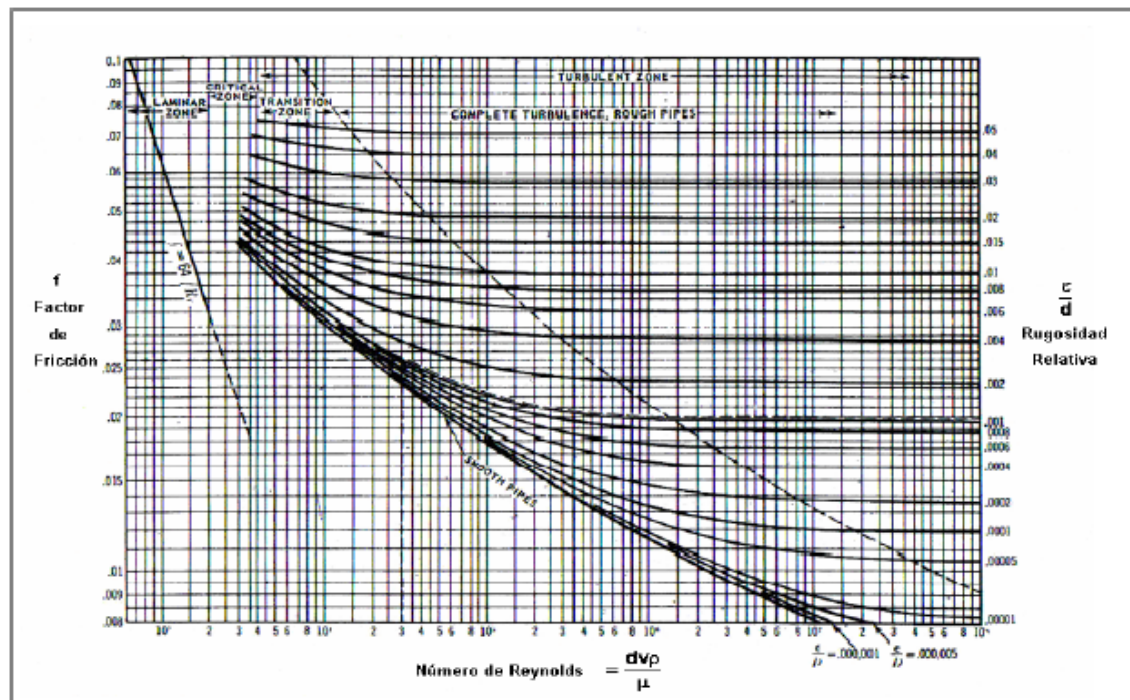


Figura 3-2 Factor de fricción para cualquier tipo de tubería comercial

- 1) Se observa que para valores de ($N_{re} < 2300$) “flujo laminar”, (f) depende exclusivamente del número de Reynolds.
- 2) A partir de ($N_{re} > 3100$) se inicia la zona de flujo turbulento. Dentro de esta, (f) depende tanto del (N_{re}) como del valor de rugosidad relativa (ϵ/d), el cual es un valor adimensional.
- 3) La zona francamente turbulenta se inicia a diferentes valores de (N_{re}), dependiendo del valor de la rugosidad relativa (ϵ/d). en la zona (f) es independiente del (N_{re}) y varía únicamente con el valor de (ϵ/d), el valor de (f) en esta zona es calculada por la siguiente ecuación:

$$f = (-2 \log(\epsilon/3.715))^{-2} \quad (3.11)$$

- 4) Cuando el flujo es crítico ($2300 < N_{re} < 3100$), (f) se puede aproximar con la siguiente expresión:

$$f = \frac{Nrs - 2300}{2300} \times \left[\frac{1,3521}{\left(2,3026 \log \left(\frac{e}{3,715d} + \frac{2,514}{3100\sqrt{f}} \right) \right)^2} \right] + 0,032 \quad (3.12)$$

De esta manera se pueden calcular los valores del factor de fricción (f) dependiendo el tipo de flujo que tengamos. Posteriormente el valor de (f) será utilizado para calcular las caídas de presión por fricción.

3.4 Flujo de una sola Fase

i) Flujo de líquido

De la ecuación 3.6, el gradiente de presión total despreciando el efecto por aceleración se puede escribir de la siguiente manera:

$$\Delta P_T = \Delta P_E + \Delta P_f$$

La caída de presión por elevación se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta P_E = 0,433\lambda_L \Delta h \quad (3.13)$$

Donde:

$$\Delta P_E = \text{Caída de presión por elevación} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right)$$

$$\lambda_L = \text{Densidad relativa del líquido}$$

$$\Delta h = \text{Diferencia de altura (pie)}$$

La pérdida de presión por fricción en unidades practicas, se obtiene a partir de la ecuación de Darcy, quedando de la siguiente forma:

$$\Delta P_f = 0,06056 \frac{f \cdot \lambda_L \cdot q^2 \cdot L}{d^5} \quad (3.14)$$

Donde:

q = Gasto de liquido (bpd)

L = Longitud de la tubería (millas)

d = Diámetro de la tubería (pg)

$$\Delta P_f = \text{Caída de presión por fricción} \left(\frac{lh}{pg^2} \right)$$

Para obtener la caída de presión total a lo largo de una tubería, sumamos las caídas de presión debido a la elevación y a la fricción. La ecuación final queda de la siguiente manera:

$$\Delta P_T = 0,433\lambda_1 \Delta h + 0,06056 \frac{f \cdot \lambda_1 \cdot q^2 \cdot L}{d^5} \quad (3.15)$$

Como ya vimos, necesitamos obtener el valor del número de Reynolds para encontrar el valor del factor de fricción (f), por lo que también es importante encontrar el factor de conversión que nos permite calcular el (N_{re}) en unidades prácticas, el cual queda de la siguiente forma:

$$N_{re} = 92,2 \frac{q \lambda_1}{d \mu} \quad (3.16)$$

Donde:

q = Gasto de liquido (bpd)

d = Diámetro de la tubería (pg)

μ = Viscosidad relativa del liquido

λ_1 = densidad relativa del liquido

ii) Flujo de gas

Como ya vimos anteriormente, la caída de presión total es la suma de la caída de presión por elevación y por fricción. Para flujo de gas, la forma de calcular la caída de presión por elevación y por fricción es partiendo de la ecuación de Darcy, haciendo las sustituciones convenientes la ecuación final queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_F = \left(\frac{f}{519,98} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) \frac{q^2 \lambda_g \bar{Z} (\bar{T} + 460) \cdot L}{d^5}$$

Observamos en la ecuación anterior que la caída de presión por fricción esta en función del valor de la presión media \bar{P} y es definida como $\bar{P} = (P_1 + P_2)/2$, y además ΔP_F puede ser definida como. $\Delta P_F = (P_1 - P_2)$ Por lo tanto, si multiplicamos ambos miembros de la ecuación por \bar{P} y buscamos el factor de conversión para unidades prácticas, obtenemos lo siguiente:

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461,346^2} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) \frac{q^2 \cdot \lambda_g \cdot \bar{Z} (\bar{T} + 460) \cdot L}{d^5} \quad (3.17)$$

Donde:

q = Gasto de gas (pcd)

L = Longitud de la tubería (millas)

d = Diámetro de la tubería (pg)

f = Factor de fricción

\bar{P} = Presión media $(P_1 + P_2) / 2$ (lb / pg²)

\bar{T} = Temperatura media $(T_1 + T_2) / 2$ (°F)

λ_g = Densidad relativa del gas

\bar{Z} = Factor de compresibilidad del gas medido a \bar{P} y \bar{T}

P_1 y P_2 = Presión al inicio y el final $P_1 > P_2$ (lb / pg²)

P_0 y T_0 = Presión y Temperatura a C.S, normalmente 14,7 (lb / pg²) y 60 °F

La caída de presión debido al cambio de elevación se expresa de la siguiente forma:

$$\Delta P_E = \rho_g \bar{h}$$

Por lo que las pérdidas por elevación en unidades practicas queda de la siguiente forma:

$$\Delta P_E = \left(\frac{2,7044}{144} \right) \frac{P \cdot \lambda_g \cdot h}{Z \cdot (\bar{T} + 460)}$$

Nuevamente podemos sustituir el valor de ΔP_E por $(P_1 - P_2)$ y multiplicar ambos miembros de la ecuación por $(P_1 + P_2) / 2$, obteniendo lo siguiente:

$$P_1^2 - P_2^2 = 0,03756 \frac{P_1^2 \cdot \lambda_g \cdot h}{Z \cdot (\bar{T} + 460)} \quad (3.10)$$

Donde:

h = Elevación con respecto a un nivel base (pie)

Es importante señalar que el valor de h se toma a un nivel base que normalmente es la superficie, el valor de h será positivo hacia arriba y negativo en caso contrario. Otra forma de ver el signo de h es el siguiente: Si el flujo va en contra de la fuerza de gravedad, el valor de la diferencia de alturas (h) será positivo, por otro lado si el flujo va en el mismo sentido de la fuerza de gravedad, el valor de la diferencia de alturas (h) será negativo.

La ecuación 3.18 es la que nos permite evaluar exclusivamente las pérdidas de presión por elevación. Como se observa, a diferencia de la ecuación de perdida por fricción, es necesario suponer un valor de P_2 para obtener una \bar{P} y así calcular las pérdidas de presión por elevación. Por lo tanto se necesita un proceso iterativo hasta alcanzar que la P_2 supuesta sea aproximadamente igual a la P_2 calculada.

Sumando las ecuaciones 3.17 y 3.18 podemos calcular P_1 y P_2 según sea el caso, tomando en cuenta las siguientes suposiciones:

- Flujo en régimen permanente.

- Flujo de una sola fase (gas).
- Pérdidas por aceleración despreciables.

$$P_1^2 - P_2^2 = \left(\frac{f}{461,346^2} \right) \left(\frac{P_0}{T_0 + 460} \right) q_g^2 \lambda_g Z (\bar{T} + 460) L + 0,03756 \frac{P^2 \lambda_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)} \quad (3.19)$$

Como se puede observar en la ecuación anterior, se debe suponer un valor de P_2 para poder obtener el valor de \bar{P} y con este calcular el valor de \bar{Z} .

La ecuación 3.19 puede ser despejada para obtener un gasto determinado dadas unas condiciones de presión de entrada y salida, como el diámetro de la tubería.

$$q_g = \frac{C}{L^{0,5}} \left[P_1^2 - P_2^2 - \left(\frac{0,03756^2 \lambda_g h}{\bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right) \right]^{0,5} d^{2,5} \quad (3.20)$$

Donde:

$$C = \left[\left(\frac{461,346^2}{f} \right) \left(\frac{T_0 + 460}{P_0} \right) \left(\frac{1}{\lambda_g \bar{Z} (\bar{T} + 460)} \right) \right]^{0,5} \quad (3.21)$$

O bien el diámetro dadas unas condiciones de presión y gasto:

$$d = \left[\left(\frac{L}{C} \right) \left(\frac{1}{P_1^2 - P_2^2 - (0,03756^2 \lambda_g h / \bar{Z} (\bar{T} + 460))} \right) q_{gsc}^2 \right]^{0,2} \quad (3.22)$$

Al igual que el flujo de líquido por tuberías, es conveniente obtener una ecuación del número de Reynolds para flujo de gas en las que sus factores estén en unidades prácticas. Haciendo las respectivas sustituciones el (Nre) en unidades de campo queda de la siguiente forma:

$$Nre = 0,0201056 \frac{q_g \lambda_g}{d \mu_g} \quad (3.23)$$

Donde:

q_g = Gasto de gas (pcd)

λ_g = Densidad relativa del gas

d = Diámetro de la tubería (pg)

μ_g = Viscosidad del gas (cp)

Como la distribución de presiones en un gaseoducto no es lineal, se recomienda el uso de la siguiente ecuación para obtener la presión media.

$$\bar{P} = \frac{2}{3} \left(\frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right) \quad 3.24)$$

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

Línea	Contenido de líquido gal/MMpie ³	EF
GAS SECO	0,1	0,92
GAS HUMEDO	7,2	0,77
GAS CONDENSADO	800	0,6

3.5 Flujo Multifásico en Tuberías

El flujo multifásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente de gas libre y líquido en las tuberías. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea, o el líquido puede estar en baches con el gas empujando detrás de él, u otras combinaciones de patrones de flujo pueden estar presentes. El gas puede estar fluyendo

con dos líquidos (aceite y agua) y existir la posibilidad de que los dos líquidos puedan estar emulsificados. Los problemas de flujo multifásico pueden ser divididos en 4 categorías:

- 1) Flujo multifásico vertical
- 2) Flujo multifásico horizontal
- 3) Flujo multifásico inclinado
- 4) Flujo multifásico direccional

Los fluidos después de entrar al pozo viajan a través de la tubería de producción o por el espacio anular hacia la superficie, esto implica problemas de flujo multifásico vertical o direccional. Al llegar a la superficie los fluidos pueden o no pasar a través de un estrangulador, y de ahí fluir a través de tuberías llamadas líneas de descarga, este flujo multifásico a través de las líneas de descarga implica problemas de flujo multifásico horizontal o inclinado.

La aplicación de correlaciones de flujo multifásico para predecir las caídas de presión en tuberías es extremadamente importante para la industria petrolera. Estos son algunos de sus usos:

- 1) Flujo natural: Cuando los fluidos son producidos desde el yacimiento y a través de todo aparejo de producción la energía es disipada. Para prolongar la vida fluyente de los pozos tanto como sea posible hay una necesidad de minimizar las pérdidas de energía (presión), esto se puede lograr teniendo un óptimo diseño del aparejo de producción.
- 2) Instalaciones de sistema artificiales: las pérdidas de presión en tuberías verticales son necesarias para el propio diseño de muchos sistemas artificiales de producción. Por ejemplo en bombeo neumático, ya que al inyectar gas se tiene flujo multifásico en la tubería de producción.
- 3) Diseños de tuberías que transportan flujo multifásico: Determinar los diámetros y longitudes óptimas de tuberías que transportan flujo

multifásico. Un ejemplo de estos son tuberías de producción, líneas de descarga, líneas de transporte de condensados, gaseoductos cuando algún químico está siendo inyectado para prevenir el congelamiento etc.

Como se ha estado mencionando el conocer las caídas de presión para flujo multifásico en tuberías sirve para optimizar las producciones de los pozos petroleros y así obtener una mayor rentabilidad de los proyectos.

i) Propiedades de los Fluidos

Otro aspecto que es importante tratar cuando se habla de flujo multifásico en tuberías es el de las propiedades de los fluidos (aceite, gas y agua), ya que en todo momento del transporte de fluidos, la presión y la temperatura están variando por lo que las propiedades de los fluidos también varían.

Algunas propiedades de los fluidos son las siguientes:

Factores de volumen: B_o, B_g, B_w, B_v .

Relaciones gas-aceite: R, R_g .

Densidades: ρ_o, ρ_g, ρ_w .

Viscosidades: μ_o, μ_g, μ_w .

Compresibilidades: C_o, C_g, C_w .

Factor de volumen del aceite y gas (B_o y B_g)

Standing.

$$B_o = 0,972 + 0,000147(F^{1,175})$$

Donde:

$$F = R_g \left(\frac{Y_{g2}}{Y_g} \right) + 1,25 T$$

Vázquez.

$$B_G = 1 + C_1 R_s + (T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_{gs}} \right) (C_2 + C_3 R_s)$$

Donde γ_{gs} es el valor de la densidad relativa del gas normalizado a una presión de separación de 100 (lb / pg^2) y se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\gamma_{gs} = \gamma_{gp} \left(1 + 5,912 \times 10^{-5} (API) (T_s) \log(P_s / 114,7) \right)$$

Donde los coeficientes dependen de la densidad API del aceite

Coeficiente	API < 30°	API > 30°
C_1	$(4,677 \times 10^{-4})$	$(4,67 \times 10^{-4})$
C_2	$(1,751 \times 10^{-5})$	$(1,1 \times 10^{-5})$
C_3	$(-1,811 \times 10^{-8})$	$(1,337 \times 10^{-9})$

De la ecuación de los gases reales se obtienen el factor de volumen del gas:

$$B_g = \frac{0,02825 Z \cdot (T + 460)}{P}$$

Para estos casos se tiene la siguiente nomenclatura:

γ_{gd} = Densidad relativa del gas disuelto

γ_o = Densidad relativa del aceite

E_o = Factor de volumen del aceite

E_g = Factor de volumen del gas

R_s = Relación de solubilidad

Z = Factor de compresibilidad del gas

P = presión

T = Temperatura

API = Densidad del aceite en grados API

Densidad del gas disuelto

$$\gamma_{gd} = 0,25 + 0,02 \text{ API} + R_s \times 10^{-6} (0,6874 - 3,5864 \text{ API})$$

Densidad del aceite

Saturado.

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,01362R_s \gamma_{gd}}{D_o}$$

Bajo saturado

$$\rho_o = \rho_{ob} \cdot e^{C_o(P - P_b)}$$

Donde:

C_o = Compresibilidad del aceite

P_b = Presion de burbuja

ρ_o = Densidad del aceite

ρ_{ob} = Densidad del aceite a la presion de burbuja

Densidad del gas

$$\rho_g = \frac{2,7044F \gamma_{gf}}{Z \cdot (T + 460)}$$

Donde:

γ_{gf} = Densidad relativa del gas libre

ρ_g = Densidad del gas

Densidad del agua saturada

$$\rho_w = \frac{62,43}{B_w}$$

Donde:

ρ_w = Densidad del agua

B_w = Factor del volumen de agua

Viscosidad del aceite

Saturado

$$\mu_o = a \mu_{om}^b$$

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$$

$$b = 5,44(R_s + 150)^{-0,388}$$

$$\mu_{om} = 10^D - 1$$

$$D = E(T^{-1,168})$$

$$E = 10^F$$

$$F = 3,03320 - 0,02023 \text{ API}$$

Bajo saturado

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

$$m = 2,6P^{1,187} \cdot e^{[-11,513 + (-8,98 \times 10^{-4}P)]}$$

Donde:

μ_o = Viscosidad del aceite

Relación de solubilidad

Standing

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\left(\frac{P}{1E} \right) 10^{(0,0128 \text{ API} - 0,800917)} \right]^{\frac{1}{0,88}}$$

Vázquez

$$R_s = C_1 \gamma_{gs} P^{C_2} \cdot \exp[C_3 \text{ API} / (T + 460)]$$

Donde:

$$\gamma_{gs} = \gamma_g [1 + 5,912 \times 10^{-5} (\text{API})(T_2) \log(P_2/114,7)]$$

Los valores de los coeficientes se muestran en la siguiente tabla.

Coefficiente	API < 30	API > 30
--------------	----------	----------

C_1	0,0362	0,0178
C_2	1,0937	1,187
C_3	25,724	23,931

ii) Patrones de Flujo

Al fluir simultáneamente en una tubería, las dos fases pueden fluir de diferente forma, cada una de estas formas presenta una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo. Las siguiente figura muestran el patrón de flujo en tubería horizontal por *Beggs* figura 3-3.

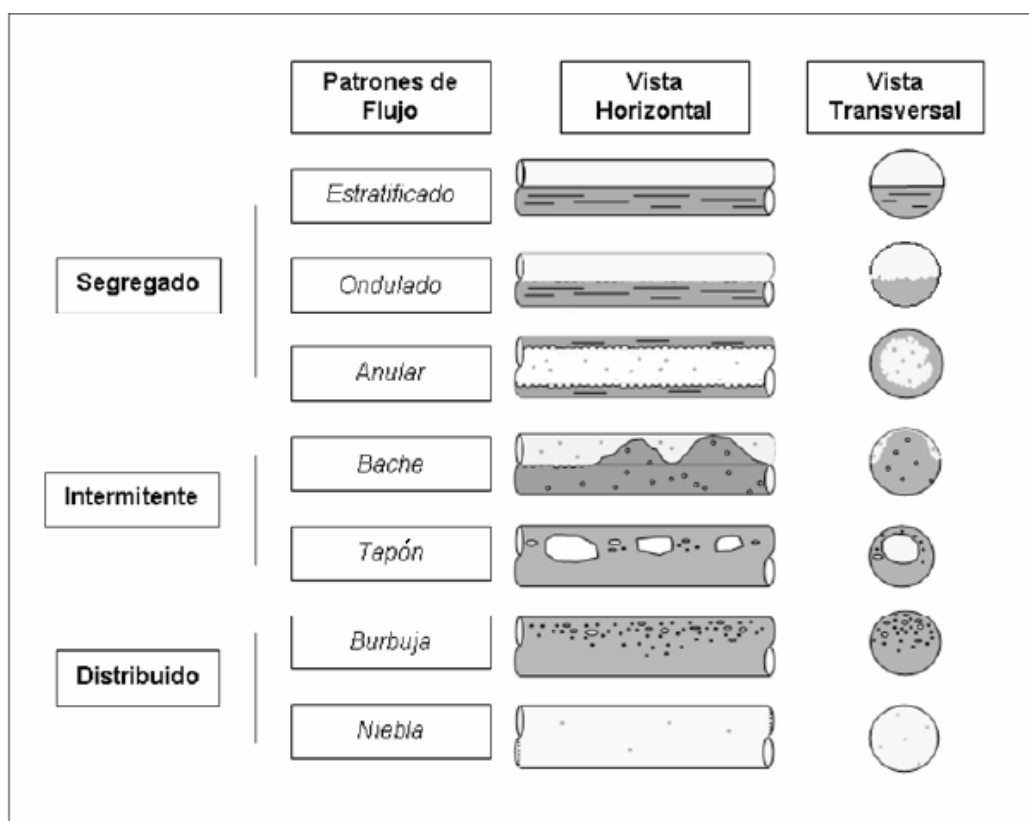


Figura 3-3 Patrones de flujo horizontal, observados por *Beggs*

iii) Colgamiento

El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de la tubería a las condiciones de flujo y el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería (figura 3-4). Generalmente, la velocidad con que fluye el gas es diferente de la velocidad con que fluye el líquido, propiciado un “resbalamiento” entre las fases.

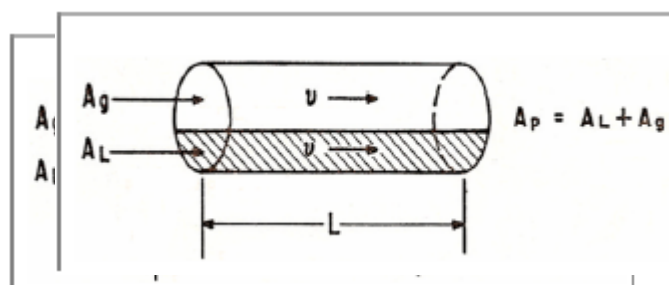


Figura 3-4 Fenómenos de colgamiento y resbalamiento en una tubería

El término “resbalamiento” se usa para describir el fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas; la resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidad entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido. Cuando el líquido viaje a menor velocidad que el gas en el primer caso y a mayor en el segundo.

Para calcular las pérdidas de presión por elevación (carga hidrostática), es necesario predecir con precisión el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases.

Las expresiones establecidas por *Mukherjee* y *Brill* son:

$$Y_1 = \exp \left[(C_1 + C_2 \sin \theta + C_3 \sin^2 \theta + C_4 N_{L\mu}^2) \frac{N_{GV}^{0.75}}{N_{LV}^{0.25}} \right] \quad (3.25)$$

Donde:

$$N_{LH}^2 = 0,15726\mu_L \left(\frac{1}{\rho_L \sigma^2} \right)^{0,28} \quad (3.26)$$

$$N_{Lv} = 1,938v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0,25} \quad (3.27)$$

$$N_{LW} = 1,930v_{sW} \left(\frac{\rho_L}{\sigma} \right)^{0,28} \quad (3.28)$$

σ = Tensión superficial del liquido

en el siguiente cuadro aparecen los coeficientes de la ecuación 3.25 para los diferentes patrones de flujo.

Dirección del Flujo	Tipo de Flujo	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Horizontal o ascendente	Todos	-0,38011	0,12988	-0,11979	2,34323	0,47569	0,28866
Descendente	Estratificado	-1,33028	4,80814	4,17158	56,26227	0,07995	0,50489
	Otros	-0,51664	0,78981	0,55163	15,51921	0,37177	0,39395

Otros conceptos que se usan con frecuencia en los cálculos de gradientes para flujo multifásico, es el colgamiento sin resbalamiento (λ). Se define en la misma forma que (Y_L) pero se calcula a partir de las condiciones de presión y temperatura de flujo existentes, considerando las producciones obtenidas en superficie (q_o y R):

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_F} = \frac{1}{1 + \frac{q_o \cdot (R - R_s) \cdot E_F}{5,615(q_o D_o + q_w D_w)}} \quad (3.29)$$

iv) Velocidades Superficiales

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si se ocupara toda la tubería. Se define por las expresiones siguientes:

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A_p} = \frac{0,01191(q_o E_o + q_w E_w)}{d^2} \quad (3.30)$$

$$V_{sF} = \frac{q_F}{A_p} = \frac{0,002122 q_o \cdot (R + R_s)}{d^2} \quad (3.31)$$

$$v_L = \frac{q_L + q_g}{A_p} = v_{sl} + v_{sg} \quad (3.32)$$

Donde:

A_p es el área de la sección transversal de la tubería. De esas ecuaciones se observa que:

$$\lambda = \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (3.33)$$

Velocidad real

Aplicando el concepto de colgamiento, se puede obtener la velocidad real correspondiente a cada fase:

$$v_L = \frac{q_L}{A_L} = \frac{q_L}{A_p Y_L} = \frac{v_{sl}}{1 - Y_L} \quad (3.34)$$

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} = \frac{q_g}{A_p (1 - Y_L)} = \frac{v_{sg}}{(1 - Y_L)} \quad (3.35)$$

Donde:

q_L y q_g = Gastos de líquido y gas

A_L y A_g = Áreas por donde pasa el líquido y el gas respectivamente

A_p = Área total de la sección transversal

Densidad de la mezcla

La densidad de la mezcla de fluidos se obtiene a partir del colgamiento con:

$$\rho_m = \rho_L Y_L + \rho_g (1 + Y_L) \quad (3.36)$$

Algunos autores calculan la densidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento entre las fases esto es:

$$\rho_{ms} = \rho_L \lambda + \rho_g (1 + \lambda) \quad (3.37)$$

También la densidad puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} \quad (3.38)$$

Donde:

M = Masa de la mezcla @ c.s por barril de aceite producido @ c.s

V_m = Volumen de la mezcla @ c.s por barril de aceite producido @ c.s

Los valores de M y V_m se obtienen de las ecuaciones siguientes:

$$M = M_o + M_g + M_w \quad (3.39)$$

$$M_o = 350,5\lambda_o \left(\frac{lb_o}{bls_o} \right) \quad (3.40)$$

$$M_g = 0,0764\lambda_g R \left(\frac{lb_g}{bls_o} \right) \quad (3.41)$$

$$M_w = 350,5\lambda_w F_w \left(\frac{lb_w}{bls_o} \right) \quad (3.42)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.40, 3.41 y 3.42 en la ecuación 3.39 se obtiene:

$$M = 350,5(\lambda_o + \lambda_w F_w) + 0,0764R \lambda_g \left(\frac{lb_m}{bls_o} \right) \quad (3.43)$$

Calculo de V_m (pie^3_{o+g+w} @c.s / bls_c @c.s)

$$V_{mw} = 5,615B_o \quad (3.44)$$

$$V_{mg} = (R - R_g)B_g \quad (3.45)$$

$$V_{mw} = F_w \times 5,615B_w \quad (3.46)$$

$$V_m = 5,615(B_o + B_w F_w) + (R - R_g)B_g \quad (3.47)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.43 y 3.47 en la ecuación 3.38 se obtiene:

$$\rho_{ns} = \frac{350,5(\lambda_o + \lambda_w F_w) + 0,0764R \lambda_g \left(\frac{lb_m}{bls_o} \right)}{5,615(B_o + B_w F_w) + (R - R_g)B_g \left(\frac{pie^3}{bls_o} \right)} \quad (3.48)$$

Gasto másico

Se define por la siguiente expresión: $w_m = (\text{lb}_m \text{ de líquido} / \text{seg})$. Y puede obtenerse con cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$w_m = \frac{q_o M}{86400} \quad (3.49)$$

$$w_m = w_o + w_g + w_w \quad (3.50)$$

Donde:

$$w_o = \rho_o q_o B_o / 15388$$

$$w_w = \rho_w q_w B_w / 15300$$

$$w_g = \rho_g q_o (R - R_g) B_g / 86400$$

Viscosidad de la mezcla

Dependiendo del método que se aplica, se usan las siguientes ecuaciones para obtener la viscosidad de la mezcla de fluidos:

$$\mu_{ns} = \mu_L^\lambda \mu_g^{(1-\lambda)} \quad (3.51)$$

$$\mu_m = \mu_L^{Y_L} \mu_g^{(1-Y_L)} \quad (3.52)$$

Donde:

μ_{ns} = Viscosidad de la mezcla sin resbalamiento

μ_m = Viscosidad de la mezcla con resbalamiento

Además:

$$\mu_L = \mu_o F_o + \mu_w F_w \quad (3.53)$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_w B_w + q_o B_o} = \frac{B_o}{B_o + \text{WOR} \cdot B_w} \quad (3.54)$$

$$F_w = 1 - F_o \quad (3.55)$$

3.6 Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales

La pérdida de presión total en la tubería de descarga debido a terreno montañoso o accidentado, es la suma de las pérdidas por fricción, aceleración y o elevación necesarias para transportar los fluidos a lugares con mayor elevación a cualquier distancia.

Para este capítulo se puede aplicar la misma ecuación general.

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

o:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho_m \cdot \sin \Theta \frac{g}{g_c} + \frac{\rho_m \cdot v_m \Delta v_m}{g_c \Delta z} + \frac{\rho_m \cdot f \cdot v_m^2}{2 \cdot g_c d}$$

En donde f , ρ_m y v_m se refieren a la mezcla y son definidos en forma distinta por los autores de las distintas correlaciones.

i) Correlación de *Beggs* y *Brill* Revisada

La correlación original de *Beggs* y *Brill* es usada para la predicción de pérdidas de presión y de *holdup* del líquido. Esta correlación fue desarrollada en el estudio de flujo bifásico en tuberías horizontales e inclinadas. La correlación es basada en un mapa de regímenes de flujo, como si el flujo fuese totalmente horizontal. Un *holdup* horizontal es calculado por las correlaciones, y luego es corregida para el ángulo de inclinación de la tubería.

Este método fue publicado por primera vez en 1973, se han hecho algunas modificaciones hasta la actualidad. Ha sido ampliamente usada para predicción en flujo horizontal y vertical, ya que considera ángulos de inclinación de tubería que van desde 0° hasta 90°.

Los autores determinaron la siguiente ecuación para calcular el gradiente de presión:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \frac{\left[\frac{\rho_m \sin \theta}{\rho_m} + \frac{f_T \cdot G_m \cdot V_m \cdot 12}{2 \cdot \rho_m \cdot d} \right]}{144 \left[1 - \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot V_{sg}}{\rho_m \cdot p \cdot (144)} \right]} \quad (3.1)$$

$$\rho_m = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot (1 - H_L) \quad (3.2)$$

Un procedimiento para resolver este método es el siguiente:

1. Comenzando con la p_1 conocida, se estima el valor de la caída de presión Δp . (si esta es cuesta abajo).
2. Calcula la presión media en el intervalo.

$$\bar{P} = p_1 + \frac{P}{2}, \text{ si } p_1 \text{ es la presión corriente abajo}$$

$$\bar{P} = p_1 - \frac{P}{2}, \text{ si } p_1 \text{ es la presión corriente arriba}$$

3. Con el análisis PVT o correlación apropiada, calcular:

$$R_s, B_o, B_w, \mu_o, \mu_w, \mu_g, \sigma_w, \sigma_g, Z_g \text{ a } \bar{T} \text{ y } \bar{P}.$$

4. Calcular la densidad relativa del aceite γ_o :

$$\gamma_o = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}} \quad (3.5)$$

5. Calcular las densidades del liquido y gas en lb_m/pie^3 a condiciones de \bar{T} y \bar{P} .

$$\rho_L = \rho_o \cdot \left(\frac{1}{1 + \text{WOR}} \right) + \rho_w \cdot \left(\frac{\text{WOR}}{1 + \text{WOR}} \right) = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \quad (3.6)$$

$$\rho_o = \frac{350 \cdot \gamma_o + 0,0764 \cdot R_s \cdot \gamma_g}{5,615 \cdot B_o} \pi r^2$$

$$\rho_w = \frac{350 \cdot \gamma_w}{5,615 \cdot B_w} \quad (3.7)$$

$$\rho_g = \frac{0,0764 \cdot \gamma_g \cdot (520)}{(14,7) \cdot (T + 460) \cdot Z_g} \quad (3.8)$$

6. Calcular los gastos de gas y líquidos a condiciones de escurrimiento.

$$q_g = \frac{3,27 \times 10^{-7} \cdot Z_g \cdot q_o \cdot (R - R_s) \cdot (T + 460)}{\quad} \quad (3.9)$$

$$q_L = 6,49 \times 10^{-5} \cdot (q_o \cdot B_o + q_w \cdot B_w) \quad (4.0)$$

Donde: q_L y $q_g = \text{pies}^3 / \text{seg}$

7. Calcular las velocidades superficiales del gas, líquido y la mezcla:

$$v_{sL} = \frac{144 \cdot q_L}{A_p} \quad (4.1)$$

$$v_{s\bar{g}} = \frac{144 \cdot q_{\bar{g}}}{A_p} \quad (4.2)$$

$$v_m = v_{sL} + v_{s\bar{g}} \quad (4.3)$$

8. Calcular el flujo total de gasto másico del líquido y gas.

$$G_L = \rho_L \cdot v_{sL} \quad (4.4)$$

$$G_{\bar{g}} = \rho_{\bar{g}} \cdot v_{s\bar{g}} \quad (4.5)$$

$$G_m = G_L + G_{\bar{g}} \quad (4.6)$$

9. Calcular el contenido de líquido de entrada. (Colgamiento sin resbalamiento)

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_{\bar{g}}} \quad (4.7)$$

10. Calcular el número de Froude, N_{FR} , la viscosidad del líquido, la viscosidad de la mezcla, μ_m y la tensión superficial, σ_L .

$$N_{FR} = \frac{v_m^2}{g \cdot \frac{d}{12}} \quad (4.8)$$

$$\mu_L = \mu_o \cdot \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_w \cdot \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) = \mu_o \cdot f_o + \mu_w \cdot f_w \quad (4.9)$$

$$\mu_m = \left(\mu_L \cdot \lambda + \mu_{\bar{g}} \cdot (1 - \lambda) \right) \quad (5.0)$$

$$\sigma_L = \sigma_o \left(\frac{1}{1 + \text{WOR}} \right) + \sigma_w \left(\frac{\text{WOR}}{1 + \text{WOR}} \right) = \sigma_o \cdot f_o + \sigma_w \cdot f_w \quad (5.1)$$

11. Calcular el Número de Reynolds sin resbalamiento y el número de velocidad del líquido.

$$N_{\text{Re}ms} = \frac{G_m \cdot \frac{d}{12}}{\mu_m \cdot 6,72 \times 10^{-4}} \quad (5.2)$$

$$N_{LV} = 1,938 \cdot v_{sL} \cdot \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0,25} \quad (5.3)$$

12. Para determinar el patrón de flujo que existe en el flujo horizontal, calcular los parámetros correlacionados $L_1, L_2, L_3,$ y L_4 .

$$L_1 = 316 \cdot \lambda^{0,302} \quad (5.4)$$

$$L_2 = 0,0009252 \cdot \lambda^{-2,4684} \quad (5.5)$$

$$L_3 = 0,10 \cdot \lambda^{-1,4316} \quad (5.6)$$

$$L_4 = 0,5 \cdot \lambda^{-6,738} \quad (5.7)$$

13. Determinar el patrón de flujo usando los siguientes límites de la tabla

TABLA 3.1 LIMITE DE LOS PATRONES DE FLUJO POR BEGGS Y BRILL.

Segregado	$\lambda < 0,01$ y $N_{FR} < L_1$ o $\lambda \geq 0,01$ y $N_{FR} < L_2$
Transición	$\lambda \geq 0,01$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_2$
Intermitente	$0,01 \leq \lambda < 0,4$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_1$ o $\lambda \geq 0,4$ y $L_2 < N_{FR} \leq L_4$
Distribuido	$\lambda < 0,4$ y $N_{FR} \geq L_1$ o $\lambda \geq 0,4$ y $N_{FR} > L_2$

14. Calcular el colgamiento horizontal, $H_L(0)$. Si el patrón de flujo es transición, es necesario interpolar entre los valores de flujo segregado y el intermitente.

$$H_L(0) = \frac{a \cdot \lambda^b}{(N_{FR})^c} \quad (5.8)$$

Donde a, b y c son determinados para cada patrón de flujo de la tabla 3.2.

TABLA 3.2 COEFICIENTE PARA DETERMINAR EL COLGAMIENTO SEGÚN EL PATRÓN DE FLUJO.

Patrón de Flujo	a	b	c
Segregado	0,98	0,4846	0,0868
Intermitente	0,845	0,5351	0,0173
Distribuido	1,065	0,5824	0,0609

15. Calcular el coeficiente del factor de corrección por inclinación.

$$C = (1 - \lambda) \cdot \ln(d \cdot \lambda^e \cdot (N_{LV})^f \cdot (N_{FR})^g) \quad (5.9)$$

Donde d, e y g se determinan para cada condición de flujo de la tabla 3.3:

TABLA 3.3 COEFICIENTES PARA LA CORRECCIÓN POR INCLINACIÓN.

Patrón de Flujo	d	e	f	g
Segregado ascendente	0,011	-3,768	3,539	-1,614
Intermitente ascendente	2,96	0,305	-0,4473	0,0978
Distribuido ascendente	Sin Corrección (C = 0)			
Todos los patrones de flujo descendentes	4,70	-0,3692	0,1244	-0,5056

16. Calcular el factor de corrección del colgamiento de líquido debido a la inclinación:

$$\psi = 1 + C \cdot (\text{sen}(1,8 \cdot \theta) - 0,333 \cdot \text{sen}^3(1,8 \cdot \theta)) \quad (5.10)$$

17. Calcular la densidad de la mezcla y el colgamiento de líquido corregido $H_L(\theta)$ con:

$$H_L(\theta) = (H_L(0)) \cdot \psi \quad (5.11)$$

18. Calcular la relación del Factor de Fricción de las dos fases (f_T) con respecto al Factor de Fricción sin resbalamiento (f_{ns}).

$$\frac{f_T}{f_{ns}} = e^S, \quad (5.12)$$

Donde:

$$S = \frac{\ln(y)}{\{-0,0523 + 3,182 \cdot \ln(Y) - 0,8725[\ln(y)]^2 + 0,01853 \cdot [\ln(y)]^4\}} \quad (5.13)$$

y:

$$y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2}$$

S se determina en un punto del intervalo $1 < y < 12$; para "y" en este intervalo, la función se calcula de:

$$S = \ln(2,2 \cdot y - 1,2) \quad (5.14)$$

19. Calcular el Factor de Fricción sin considerar el resbalamiento.

$$f_{ns} = \frac{1}{\left[2 \cdot \log\left(\frac{N_{Re_{ns}}}{4,5223 \cdot \log N_{Re_{ns}} - 3,8215}\right)\right]^2} \quad (5.15)$$

20. Calcular el factor de fricción de las dos fases.

$$f_T = f_{ns} \cdot \frac{f_T}{f_{ns}} \quad (5.16)$$

21. Calcular:

$$\Delta p = \frac{\Delta L \cdot \left(\frac{g}{g_c} \cdot \rho_m \cdot \sin \theta + \frac{f_T \cdot G_m \cdot v_m \cdot 12}{2 \cdot g_c \cdot d} \right)}{(144) \cdot \left[1 + \frac{\rho_m \cdot v_m \cdot v_{sg}}{g_c \cdot p \cdot (144)} \right]} \quad (5.17)$$

Si el valor supuesto en el paso 1 y el calculado en el paso 15 no son suficiente cercanos, el valor calculado es tomado como el nuevo valor supuesto de Δp y el procedimiento se repite hasta que los valores sean iguales. Este procedimiento se repite hasta estimar y calcular los valores de Δp .

CAPÍTULO IV

DEFINICION DE INFRAESTRUCTURA DE EXPLOTACION

4.1 Análisis de información disponible

La composición del gas, caudal presión y temperatura de suministro corresponden a los pozos de los campos Palometa y Santa Rosa Este.

Las propiedades de los fluidos utilizados para el diseño son las que a continuación se

Indican.

i) Campo Palometa

En campo Palometa se ubican tres pozos. Los cuales tienen la siguiente denominación: PNW-X1, PNW-X2 y PNW-X3

1) Datos del pozo PNW-X1

Producción de líquidos :	17 BPD
Producción de Gas :	12 MMSCFD
Presión de Surgencia :	2490 psig
Temperatura :	110 °F

Composición molar (%molar).

Nitrógeno :	5,45
Dióxido de carbono :	11,13
Metano :	82,48
Etano :	0,63
Propano :	0,18
i –Butano :	0,02
n –Butano :	0,03
i –Pentano :	0,03
n –Pentano :	0,01
Hexano :	0,01
Heptano :	0,03

2) Datos del pozo PNW-X2

Producción de líquidos :	30 BPD
--------------------------	--------

Producción de Gas	:	4,3 MMSCFD
Presión de Surgencia	:	1675 psig
Temperatura	:	110 °F

Composición molar (%molar).

Nitrógeno	:	0,28
Dióxido de carbono	:	12,70
Metano	:	86,06
Etano	:	0,64
Propano	:	0,17
i –Butano	:	0,02
n –Butano	:	0,05
i –Pentano	:	0,00
n –Pentano	:	0,00
Hexano	:	0,04
Heptano	:	0,04

3) Datos del pozo PNW-X3

Producción de Líquidos	:	16 BPD
Producción de Gas	:	3,9 MMSCFD
Presión de Surgencia	:	2600 psig
Temperatura	:	110 °F

Composición molar (%molar).

Nitrógeno	:	0,45
Dióxido de carbono	:	9,55
Metano	:	88,40
Etano	:	0,94
Propano	:	0,30
i –Butano	:	0,06
n –Pentano	:	0,11
i –Pentano	:	0,05
n –Pentano	:	0,05
Hexano	:	0,07
Heptano	:	0,02

ii) Campo Santa Rosa Este

1) Datos del pozo SRW-X6

Producción de líquidos :	27 BPD
Producción de Gas :	8,1 MMSCFD
Presión de Surgencia :	1850 psig
Temperatura :	110 °F

Composición molar (%molar).

Nitrógeno :	1,51
Dióxido de carbono :	9,61
Metano :	87,39
Etano :	0,92
Propano :	0,28
i –Butano :	0,05
n –Butano :	0,1
i –Pentano :	0,04
n –Pentano :	0,04
Hexano :	0,06
Heptano :	0,0

2) Datos del pozo SRW-X5

Producción de líquidos :	5 BPD
Producción de Gas :	9,0 MMSCFD
Presión de Surgencia :	1800 psig
Temperatura :	110 °F

Composición molar (%molar).

Nitrógeno :	0,23
Dióxido de carbono :	4,29
Metano :	90,75
Etano :	2,93
Propano :	0,91
i –Butano :	0,16
n –Butano :	0,29
i –Pentano :	0,13

n –Pentano	:	0,13
Hexano	:	0,18
Heptano	:	0,0

3) Datos del pozo SRW-X4

Producción de líquidos :	1 BPD
Producción de Gas :	7,9 MMSCFD
Presión de Surgencia :	1920 psig
Temperatura :	110 °F

Composición molar (%molar).

Nitrógeno	:	1,65
Dióxido de carbono	:	9,27
Metano	:	87,48
Etano	:	0,96
Propano	:	0,30
i –Butano	:	0,06
n –Butano	:	0,10
i –Pentano	:	0,04
n –Pentano	:	0,05
Hexano	:	0,05
Heptano	:	0,04

iii) Descripción de los campos

El número total de los pozos productores previstos para los dos (2) campos es de seis (6). Campo Palometa tres (3) y Santa Rosa Este (3).

Los sistemas de recolección (*flowlines*) transportaran la producción de los pozos hasta el *manifold* situado en las facilidades de producción, las cuales transportaran la producción hasta la Planta Santa Rosa.

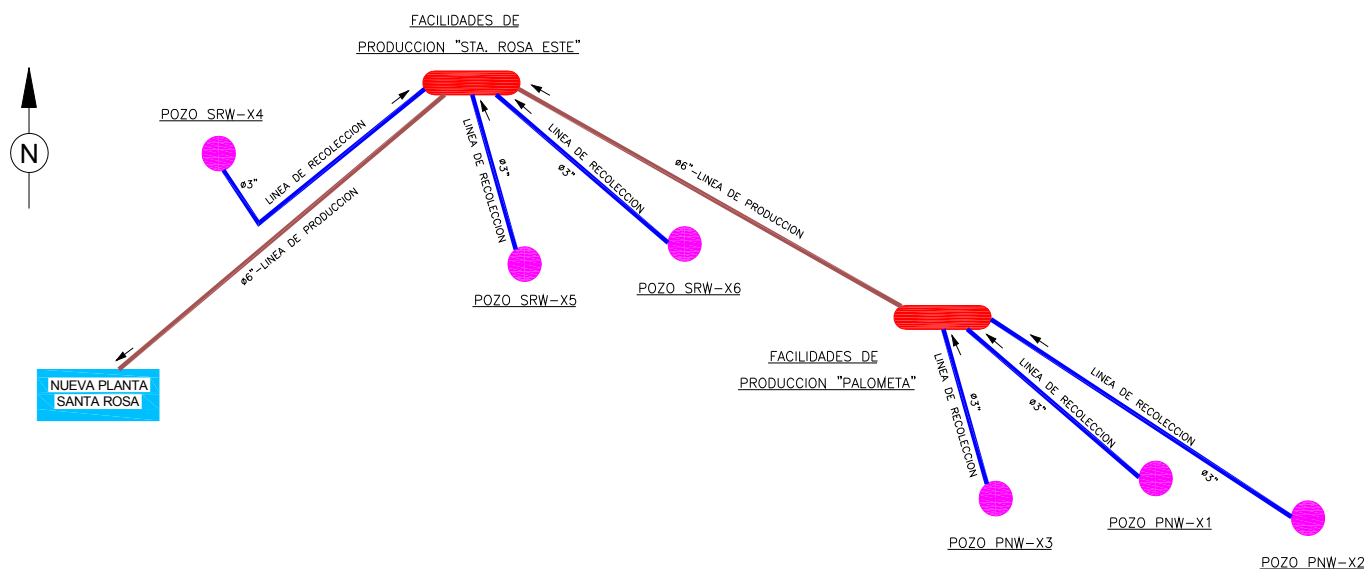


Figura 4-1 Configuración del Proyecto

CUADRO 4.1 DATOS GENERALES DE PRODUCCIÓN

CAMPO PALOMETA	
Parámetros	Líneas de Recolección
Presión de Surgencia, psig	1675 – 2600 psig
Diseño, MMSCFD/Línea de recolección	4,3 – 12 MMSCFD
Presión de Diseño, Psig	2160 psig
Presión de Operación, Psig	1700 psig
Temperatura de Diseño, °F	110 °F
Parámetros	Línea de Producción
Gas, Max. y Min., MMSCFD/Línea de Producción	12 – 45 MMSCFD
Crudo, Max. Y Min., BPD/Línea de Producción	125 – 195 BDP
Presión de Diseño, Psig	2160 psig
Presión de Operación, Psig	1500 psig
CAMPO SANTA ROSA ESTE	
Parámetros	Líneas de Recolección
Presión de Surgencia, psig	1800 – 1920 psig
Diseño, MMSCFD/Línea de recolección	7,9 – 9 MMSCFD
Presión de Diseño, Psig	2160 psig
Presión de Operación, Psig	1700 psig
Temperatura de Diseño, °F	110 °F
Parámetros	Línea de Producción

Gas, Max. y Min., MMSCFD/Línea de Producción	12 – 45 MMSCFD
Crudo, Max. Y Min., BPD/Línea de Producción	111 – 236 BDP
Presión de Diseño, Psig	2160 psig
Presión de Operación, Psig	1400 psig

4.2 Localización del proyecto

Los Campos Palometa y Santa Rosa Este se encuentran ubicados en la Provincia Santa Rosa a 142 km. de la ciudad de Santa Cruz. La ubicación de la Planta de tratamiento de gas se encuentra en el área del campo Humberto Suárez Roca (HSR).

El camino de acceso al lugar de trabajo está conformado de la siguiente manera:

Tramo	Distancia
Estado del Camino	
Santa Cruz – Cruce Santa Rosa	78 km.
Asfaltado	
Cruce Santa Rosa – Batería HSR	65 km.
Camino ripiado	

i) Datos del sitio de la Planta Santa Rosa

Coordenadas (UTM 20, PSAD-56)

X= 417,914	Y= 8122,407
X= 418,589	Y= 8122,211
X= 418,572	Y= 8121,829
X= 417,820	Y= 8122,124
Elevación	280 m snm (918,60 ft ms)
Temperatura	Max.:40 °C (104 °F)
	Min: 5 °C (41 °F)
	Max. Promedio: 34 °C (93,2 °F)
	Min. Promedio: 12 °C (104 °F)
Humedad relativa	66-90%
Precipitación	1500 mm/yr promedio (59 in/yr)
Viento	Dirección norte noreste predominante

Velocidad máxima	50 km/hr
Zona sísmica	UBC 2B

4.3 Instalaciones superficiales en locaciones de pozo

Son áreas donde se han perforado los pozos productores y consisten en una línea de interconexión con el “arbolito” de pozo, conexiones para instrumentos asociados; sistema para el control de la corrosión y sistema de aire para instrumento. Estas instalaciones han sido designadas según el campo al que pertenecen.

En el campo Palometa, se ubican tres pozos: PNW-X1, PNW-X2 y PNW-X3

En el campo Santa Rosa Este, se ubican tres pozos: SRW-X4, SRW-X5 y SRW-X6

Las locaciones requieren un área aproximada de 100 x 100m (10.000 m²).

i) Configuración de las instalaciones típicas

Los equipos a instalar en estas locaciones se colocan de tal manera que se reduzca al mínimo el impacto sobre las operaciones de perforación o intervención y ocupen el menor espacio posible. Las bocas de pozo (“arbolito”) para las locaciones están diseñadas según la norma API 5000 y no son parte del proyecto.

ii) Instalaciones Típicas

A continuación se enumeran las instalaciones típicas que componen las instalaciones superficiales en locaciones de pozos:

- Interconexión con “arbolito” de pozo: el sistema de interconexión con el pozo está concebido en cañerías de acero al carbono de 3”, clase 900#. Se colocara un tramo de cañería de acero inoxidable para la inyección de químicos para el control de la corrosión.
- Panel HIPPS (*High Integrity Pressure Protection System*) de pozo:

El panel HIPPS se utiliza para abrir y cerrar las válvulas SSV(Válvulas de seguridad *Master* y *Wing*), ya sea local o remotamente y la Válvula de Sub-Superficie SCSSV.
- Sistema de Gas para Utilitarios: Se instalara un Depurador de Gas para Utilitarios, que se empleara para alimentar las bombas neumáticas de inyección de químicos, para el control de la corrosión.
- Sistema de Desfogue: se instalara una línea de desfogue hacia la fosa de quema cuyo funcionamiento no será continuo. Se prevé su uso únicamente en casos de emergencias y para las operaciones de despresurización (accionamiento de válvulas mecánicas).
- Sistema de aire de Instrumentos: Se prevé la instalación de un compresor accionado por energía generada por paneles solares, y pulmones de aire. Que tendrán la función de suministrar aire al Panel HIPPS (*High Integrity Pressure Protection System*).
- Tinglados de protección: Se construirán tinglados para proteger los equipos de los sistemas de inyección de inhibidores de corrosión y aire de instrumentos.
- Suministro de energía: Se instalaran paneles solares para el suministro de energía al compresor de aire y la instrumentación instalada en la locación.

- Seguridad en las Locaciones: Se construirán alambradas perimetrales alrededor de las locaciones de forma tal de evitar el ingreso de personas ajenas a la empresa.
- Sistema de Telemetría y PLCs, Se proyecta la instalación (por parte de terceros) de PLCs en todos los pozos y facilidades de producción con un proyecto dividido en dos etapas (1ra. etapa con la provisión de los PLCs con toda su infraestructura para el control y monitoreo de las instalaciones localmente, y la 2da. etapa el sistema de telemetría como instalación futura para el monitoreo y control remoto desde la sala de control de la Planta de Santa Rosa).

iii) Control de corrosión

Ante la presencia de un alto contenido de CO₂, se proveerá un sistema de inyección de inhibidor de corrosión a estos sistemas de ductos con el fin de protegerlos internamente.

La función del sistema de inyección de químicos será la de almacenar y proveer químicos a las corrientes del proceso en las locaciones de pozos, según sea necesario.

El sistema de inyección de químicos incluirá adecuadas instalaciones de almacenamiento bajo techo. El sistema está compuesto por bombas dosificadoras neumáticas accionadas por gas y un tanque de almacenamiento que contara con una adecuada contención secundaria para retener cualquier derrame que pueda producirse durante las operaciones de carga y descarga de los mismos.

iii.1) Componentes principales sistema de corrosión

- *Kit* de inyección de acero inoxidable
- Tanque de dosificación de químicos
- Bombas dosificadoras neumáticas

iv) Sistema de gas para utilitarios

En las locaciones de pozo, la función del sistema de gas para utilitarios será de entregar gas para ser utilizado como medio neumático en el accionamiento de las bombas dosificadoras de inyección de químicos para el sistema de inhibidores de corrosión.

La fuente primaria de gas para utilitarios se tomara aguas abajo de la línea de producción de cada pozo. El sistema contempla reguladores de presión de gas, donde se bajara la presión utilizando un conjunto de válvulas de control. Los líquidos arrastrados se moverán de la corriente del gas mediante el Depurador de gas. La corriente de gas libre de líquidos que sale del depurador será enviada a las bombas dosificadoras.

iv.1) Componentes principales

- Conjunto de válvulas de regulación de presión
- Depurador de gas para utilitarios

v) Control de las locaciones de pozos

Se prevé que el control de las instalaciones en las locaciones de pozos se realizara localmente en la primera etapa del proyecto y a distancia desde la Planta Santa Rosa en una segunda etapa. El control de los procesos abarcara funciones típicas tales como comunicaciones, detección de ruptura de líneas, accionamiento y posiciones de todas las válvulas automáticas (cerradas, abiertas), alarmas, presiones, flujo, etc. El Sistema de control monitoreara las condiciones del proceso en las locaciones de pozos y tomara la acción apropiada para mantener las condiciones del proceso dentro de los límites normales de operación.

El alcance del proyecto prevé la instalación de toda la instrumentación necesaria para la implementación de un sistema de control a futuro, ya que no es parte de los trabajos en esta etapa el diseño e implementación del sistema de control y comunicación.

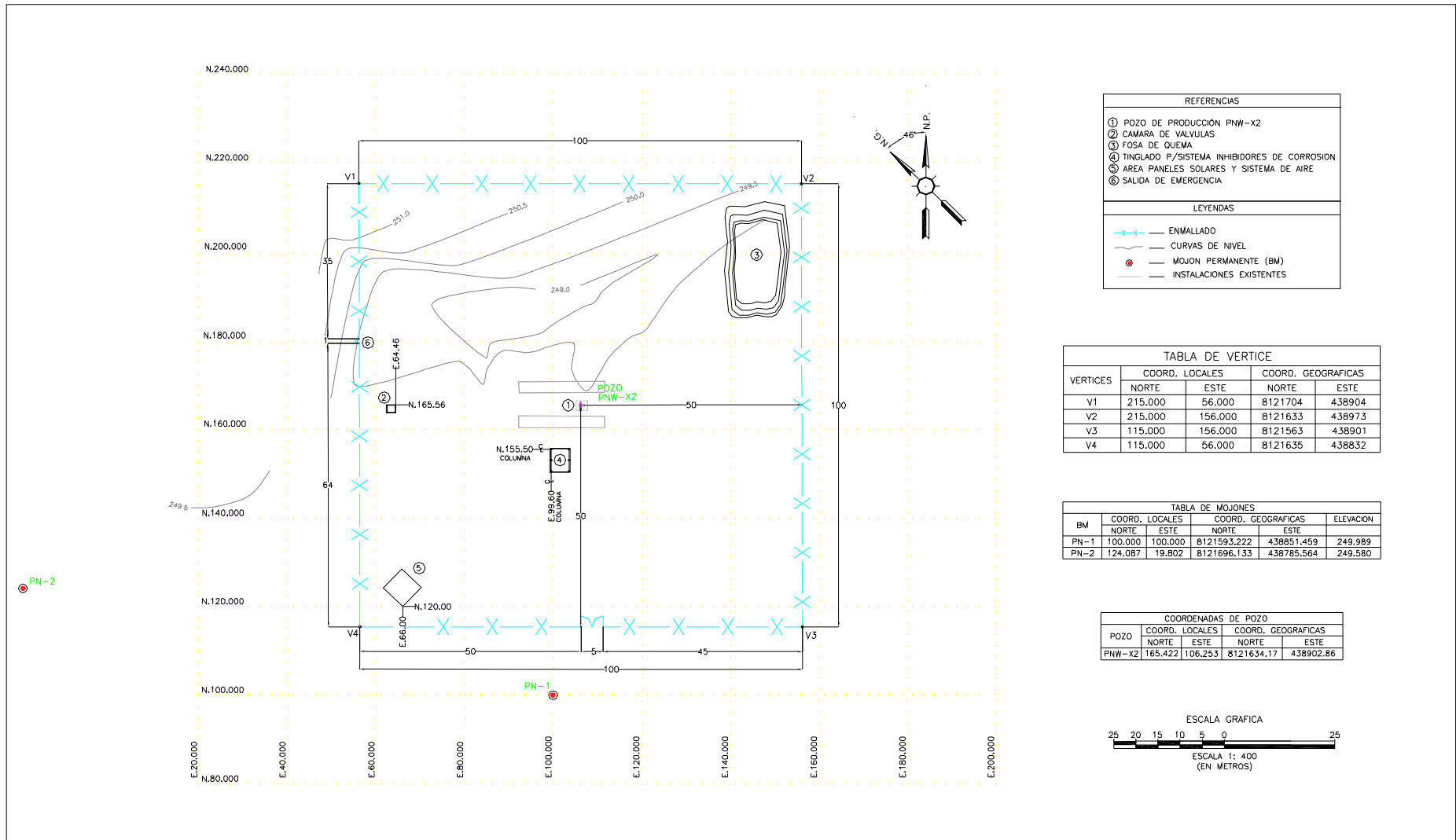


Figura N° 4-2 Locación del Pozo PNW-X2

4.4 Sistema de transporte de líquidos

Se prevé la construcción de sistemas de conducción (líneas de recolección) que transportaran la producción desde los pozos productores hasta el *manifold* de campo situado en cada facilidad de producción.

Desde las Facilidades de producción se construirán líneas que llevaran la producción (líneas de producción) hasta la Planta Santa Rosa.

Los sistemas de recolección desde las locaciones de pozos hasta las facilidades se construirán en acero al carbono. En las instalaciones superficiales de pozos se instalara un tramo de cañería en acero inoxidable resistente a la corrosión. Se instalara además un sistema de inyección de inhibidor de corrosión a estos sistemas de ductos con el fin de protegerlos internamente.

Las líneas de conducción (líneas de producción) desde las facilidades hasta la Planta Santa Rosa serán de acero al carbono.

Se realizo un estudio hidráulico multifase de los sistemas de recolección para determinar los tamaños óptimos de las cañerías y reducir al mínimo la presión en las locaciones de pozos, facilidades y la retención de líquidos en el sistema. El estudio incluyo las siguientes consideraciones:

- Control de la corrosión por medio de una adecuada especificación de materiales (la presencia de CO₂ y H₂O pueden formar ácido carbónico en las condiciones operativas del sistema);
- Necesidad y colocación de sistema de inyección de inhibidores de corrosión.
- Producción multifase (líquidos y gases) y características de retención de líquidos y formación de bolsones de líquidos (*slugging*) resultantes, tamaño de las líneas de conducción versus

velocidad de flujo, caídas de presión que afectan la presión en cabeza de pozo, la presión de admisión de planta.

i) Determinación del Diámetro de la Cañería

Se realizó un estudio de flujo multifase de los sistemas de recolección y producción para determinar los tamaños óptimos de las tuberías y reducir la presión en las bocas de pozos y la retención de líquidos en el sistema.

Para la simulación hidráulica se utilizó el *software* "PIPESIM 2006.1 Fundamentals" y la fórmula *Beggs-Brill* revisado *Multiphase*. En los Cuadros siguientes se muestran los resultados de la simulación y el esquema con la configuración del sistema de conducción.

CUADRO N° 4.2 LINEA DE RECOLECCION PNW-X2

```
***** PIPESIM *****
* (Release 3.70 13/11/03) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
*                               *
* Schlumberger                 *
* London                       *
*****
```

```
Project : PIPESIM Project
User    : User
```

```
Job     : 'PIPESIM Job'
```

<-Stock Tank->		<----- Flowing ----->										
Water Cut (%)	Liquid Flow (bbl/d)	Free Gas (mmscfd)	Pres. (psia)	Temp. (F)	Elev.	Pressure Losses (psi) Frn.	Total	Mixt. Vel. (ft/s)	Liquid Holdup frn.	Liquid Holdup (bbl)	Slug Number (PI-SS)	Flow Pattern
Inlet Pressure=1656.727 psia												
0.8	130.	4.192980	1657.	110.	0.	0.	0.	8.7	0.1243	0.		B/B TRANSITION
0.8	130.	4.195290	1562.	94.	0.	95.	95.	8.8	0.1228	17.	13.66	B/B TRANSITION
						0.	95.	95.		17.		Liquid by sphere: 13.413 (bbl)

***** END OF JOB *****

CUADRO N° 4.3 LINEA DE PRODUCCION DESDE FACILIDADES PALOMETA A FACILIDADES SANTA ROSA ESTE

```
***** PIPESIM *****
* (Release 3.70 13/11/03) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
*                               *
* Schlumberger                 *
* London                       *
*****
```

```
Project : PIPESIM Project
User    : User
```

```
Job     : 'PIPESIM Job'
```

<-Stock Tank->			<----- Flowing ----->									
Water Cut (%)	Liquid Flow (bbl/d)	Free Gas (mmscfd)	Pres. (psia)	Temp. (F)	Pressure Elev.	Losses Frn.	Mixt. Vel. (ft/s)	Liquid Holdup frn.	Liquid Holdup (bbl)	Slug Number (PI-SS)	Flow Pattern	
0.4	225.	27.75340	1552.	100.	0.	0.	14.9	0.0641	0.		B/B SEGREGATED	
0.4	225.	27.77030	1316.	86.	0.	236.	17.2	0.0573	72.	22.81	B/B SEGREGATED	
					0.	236.	236.			72.	Liquid by sphere: 58.913 (bbl)	

***** END OF JOB *****

CUADRO N° 4.4 LINEA DE RECOLECCION SRW-X4

```
***** PIPESIM *****
* (Release 3.70 13/11/03) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
*                               *
* Schlumberger                  *
* London                        *
*****
```

```
Project : PIPESIM Project
User    : User
```

```
Job     : 'PIPESIM Job'
```

```
<-Stock Tank-> <----- Flowing ----->
```

Water Cut (%)	Liquid Flow (bbl/d)	Free Gas (mmscfd)	Pres. (psia)	Temp. (F)	Elev.	Pressure Losses (psi) Frn. Total	Mixt. Vel. (ft/s)	Liquid Holdup frn.	Liquid Holdup (bbl)	Slug Number (PI-SS)	Flow Pattern
Inlet Pressure=1559.713 psia											
1.0	101.	7.766040	1560.	110.	0.	0. 0.	17.0	0.0735	0.		B/B SEGREGATED
1.0	101.	7.773320	1331.	95.	0.	228. 228.	19.4	0.0661	7.	45.97	B/B SEGREGATED
						0. 228. 228.			7.		Liquid by sphere: 5.340 (bbl)

***** END OF JOB *****

CUADRO N° 4.5 LINEA DE PRODUCCION DESDE FACILIDADES SANTA ROSA OESTE A PLANTA SANTA ROSA

```
***** PIPESIM *****
* (Release 3.70 13/11/03) *
* MULTIPHASE FLOW SIMULATOR *
*                               *
* Schlumberger                 *
* London                       *
*****
```

```
Project : PIPESIM Project
User    : User
```

```
Job     : 'PIPESIM Job'
```

←-Stock Tank-→		←----- Flowing ----->										
Water Cut (%)	Liquid Flow (bbl/d)	Free Gas (mmscfd)	Pres. (psia)	Temp. (F)	Pressure Losses (psi)			Mixt. Vel. (ft/s)	Liquid Holdup frn.	Liquid Holdup (bbl)	Slug Number (PI-SS)	Flow Pattern
					Elev.	Frn.	Total					
Inlet Pressure=1397.49 psia												
0.3	336.	44.70150	1397.	100.	0.	0.	0.	27.0	0.0520	0.		B/B SEGREGATED
0.3	336.	44.74590	1000.	82.	0.	397.	398.	37.7	0.0287	24.	51.56	B/B DISTRIBUTED
					0.	397.	398.			24.	Liquid by sphere: 16.845 (bbl)	

***** END OF JOB *****

ESQUEMA - CAUDALES MAXIMOS
CAMPO PALOMETA Y SANTA ROSA ESTE

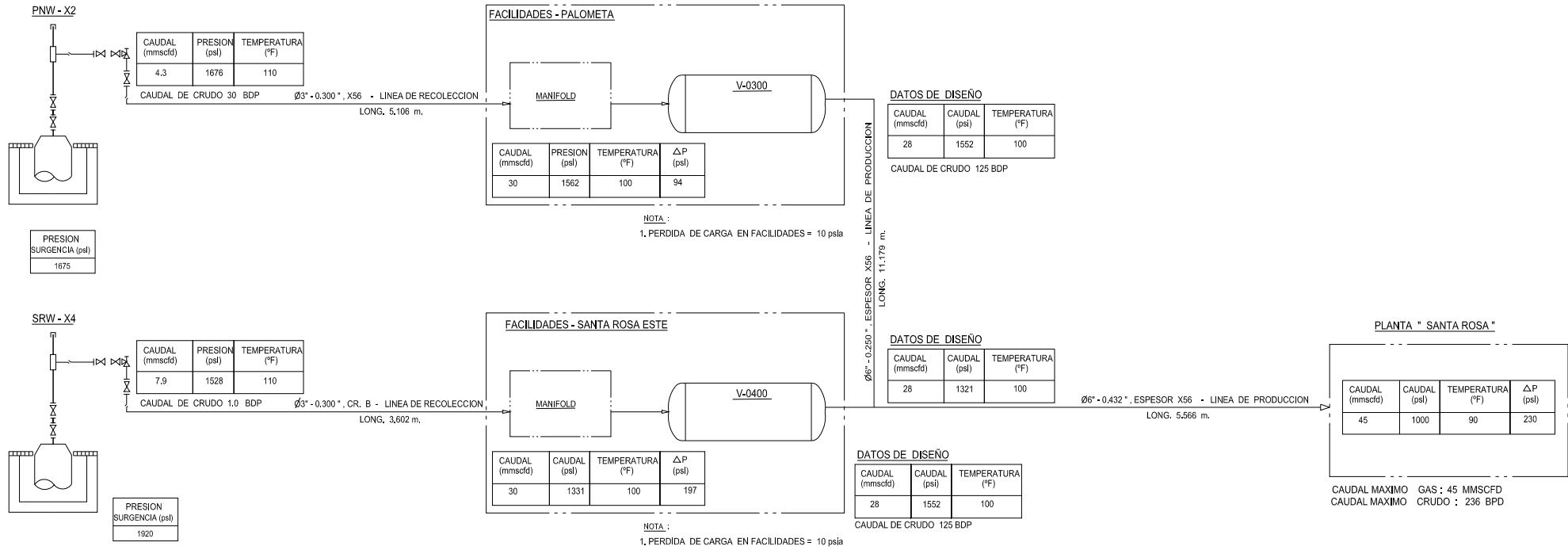


Figura N° 4-3 Campo Palometa Y Santa Rosa Este

i.1) Líneas de Recolección

Para determinar el diámetro de las líneas de los pozos hasta el *manifold*, se elige el pozo más alejado. Las líneas están dimensionadas en un diámetro nominal de 3”.

Se construirán (6) líneas de recolección. Las mismas serán de 3” DN y se iniciaran aguas debajo de la válvula de bloqueo, ubicada en una cámara de válvulas dentro de la locación de cada pozo. Estas líneas finalizan en un *manifold* de producción ubicado dentro de las Facilidades de Producción de cada campo.

El tendido de las líneas utilizara un DDV de ancho variable, entre 10 a 15 metros.

i.2) Líneas de Producción

Se construirán dos (2) líneas de producción. Las mismas serán de 6” DN y se iniciaran en trampas lanzadoras. Estas líneas finalizan en una trampa receptora ubicada dentro de las Facilidades de Producción de cada campo y en la Nueva Planta Santa Rosa.

El tendido de las líneas utilizara un DDV de 15 metros de ancho.

Los tamaños de las líneas seleccionadas para las líneas de producción son las siguientes:

CUADRO N° 4.6 TAMAÑO DE LÍNEA

SEGMENTO DE LINEA	DIAMETRO NOMINAL	LONGITUD
	Pulg.	km
Fac. Palometa – Fac. Santa Rosa Este	6”	11,179
Fac. Santa Rosa Este – Planta Santa Rosa	6”	5,566

A continuación los parámetros del diseño:

Líneas de Recolección Palometa

- Presión de diseño: 2160 psi
- Presión máxima de operación: 1700 psi
- Presión mínima de operación: 1680 psi
- Código de diseño: ASME B 31.8
- Construcción: Uniones soldadas
- Normas de soldadura: API 1104
- Prueba hidrostática: API RP 1110

PNW X1:

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 3"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L X56
- Espesor de la tubería: 0,300"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,115"
- Sobre espesor por erosión: 0,092"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 1,17 km.

PNW X2:

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 3"

- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L X56
- Espesor de la tubería: 0,300"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,110"
- Sobre espesor por erosión: 0,096"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 5,106 km.

PNW X3:

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 3"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L Gr. B
- Espesor de la tubería: 0,300"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,088"
- Sobre espesor por erosión: 0,062"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 67 m.

Líneas de Recolección Santa Rosa Este

- Presión de diseño: 2160 psi
- Presión máxima de operación: 1400 psi
- Presión mínima de operación: 1240 psi
- Código de diseño: ASME B 31.8

- Construcción: Uniones soldadas
- Normas de soldadura: API 1104
- Prueba hidrostática: API RP 1110

SRW X4:

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 3"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L Gr. B
- Espesor de la tubería: 0,300"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,077"
- Sobre espesor por erosión: 0,073"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 3,602 km

SRW X5:

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 3"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L X56
- Espesor de la tubería: 0,300"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,088"
- Sobre espesor por erosión: 0,062"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa

- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 79 m.

SRW X6:

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 3"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L X56
- Espesor de la tubería: 0,300"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,077"
- Sobre espesor por erosión: 0,073"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 2,260 km.

Líneas de Producción Facilidades Palometa – Facilidades Santa Rosa Este

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 6"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L X56
- Espesor de la tubería: 0,432"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,128"
- Sobre espesor por erosión: 0,127"

- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 11,179 km.
- Presión de Diseño: 2160 psi
- Presión máxima de operación: 1500 psi
- Presión mínima de operación: 1045 psi
- Código de Diseño: ASME B 31.8
- Construcción: Uniones soldadas
- Norma de soldadura: API 1104
- Prueba hidrostática: API RP 1110

Líneas de Producción Facilidades Santa Rosa Este – Planta Santa Rosa

- Producto: Hidrocarburo (en una mezcla de gas + Condensado)
- Diámetro nominal: 6"
- Material de la tubería: Acero al carbono API 5L X56
- Espesor de la tubería: 0,432"
- Vida útil: 10 años
- Sobre espesor por corrosión: 0,096"
- Sobre espesor por erosión: 0,159"
- Materiales del revestimiento externo: Polietileno – tri capa
- Materiales del revestimiento interno: ninguno
- Extensión aproximada: 5,566 km.
- Presión de Diseño: 2160 psi
- Presión máxima de operación: 1114 psi

- Presión mínima de operación: 1046 psi
- Código de Diseño: ASME B 31.8
- Construcción: Uniones soldadas
- Norma de soldadura: API 1104
- Prueba hidrostática: API RP 1110

ii) Calculo de Espesor de la Cañería

ii.1) Líneas de Recolección

Debido a que no existe un Código para el diseño de ductos trifásicos y considerando que los ductos transportaran principalmente gas, con una pequeña proporción de hidrocarburos líquidos, se adopto la metodología del Código ASME B31.8 -Tuberías para la Transporte y Distribución de Gas Natural

El factor de diseño se los determina en base a la influencia de 100 yardas a cada lado del eje del ducto y se divide la longitud total del ducto en segmentos de 1 milla o 1,609 km. de tal manera que se obtenga la mayor cantidad posible de viviendas tal como indica el ASME B31.8.

Una vez obtenida la cantidad de viviendas para cada sección, se determinan las Clases de Localización y los factores de diseño de acuerdo a la Tabla 841.114 del ASME B31.8.

Debido a que no se atraviesa ningún sector poblado durante toda la trayectoria de los ductos, todo el trayecto clasifica como Clase de Localización 1. En cuanto a la división, se recomienda aplicar División 2 debido a que se requiere un menor factor de diseño lo que represente un mayor factor de seguridad.

Para la Clase de Localización 1, División 2, los factores de diseño aplicables son:

f Ducto F = 0,72

f Instalaciones superficiales F = 0,50

TABLA N° 4.6 DEL CODIGO 841.114 DEL ASME B31.8

Factor de diseño F, (relativo al tipo de locación)	
Clase 1, división 2	0,72
Clase 2	0,6
Clase3	0,5
Clase4	0,4

ii.2) Líneas de Producción

Estas líneas no atraviesan ningún sector poblado durante toda su trayectoria. Todo el trayecto clasifica como Clase de Localización 1. En cuanto a la división, se recomienda aplicar División 2 debido a que requiere un menor factor de diseño lo que representa un mayor factor de seguridad.

Para la Clase de Localización 1, División 2, los factores de diseño aplicables son:

f Ducto F = 0,72

f Instalaciones superficiales F = 0,50

ii.2.1) Fórmula de Cálculo

Será adoptada la Formula de Barlow, de acuerdo al Código ASME B31.8.

$$e = \frac{PxD}{2xSxFxExT}$$

Donde:

P = Presión de diseño del proyecto

D = Diámetro nominal externo

S = Tensión de fluencia

F = Factor de diseño

T= Factor de temperatura

e = espesor calculado en pulgadas

ii.3) Determinación de los Espesores para las Líneas de Recolección y Producción

Se hizo un estudio para la determinación de los espesores de cañerías. En la tabla 4.7 y tabla 4.8 se muestran los resultados del cálculo de espesores de cañerías, para los diferentes diámetros que serán utilizados en las líneas de recolección y producción del proyecto.

ii.4) Determinación de los espesores para las Instalaciones Superficiales

Para la determinación de los espesores de las instalaciones superficiales ubicadas en las locacion de pozo y facilidades de producción se utilizo los valores indicados en el estudio realizado, como ser sobre espesor por corrosión y erosión.

En la tabla 4.9 tabla 4.10 y tabla 4.11 se muestran los resultados para los diferentes diámetros que serán utilizados.

TABLA N° 4.7 DE ESPESORES PARA LAS LINEAS DE RECOLECCION

Para vida útil 10 años		LINEAS					
		Pozo PNW X1	Pozo PNW X2	Pozo PNW X3	Pozo SRW X4	Pozo SRW X5	Pozo SRW X6
DISEÑO	VIDA UTIL (años) (11)	10	10	10	10	10	10
	DIAMETRO (in)	6	6	3	3	3	3
	P. DISEÑO (psi)	2160	2160	2160	2160	2160	2160
	P. OPER (psi)	1500	1400	1700	1400	1400	1400
	TEMP (C)	27	27	43.3	43.3	43.3	43.3
	Caudal GAS (m3/d)	628432	710416	110432	223524	257404	229488
	Caudal AGUA (m3/d)	5.6	0.4	0.1	0.07155	0.159	0.159
	Caudal OIL (m3/d)	6.8	5.2	2.544	0.09699	0.795	4.27
	V de flujo (1)	4.8	9	2.71	5.6	5.6	5.6
	PATRON de flujo (1)	SEGREGADO	TRANSICION	TRANSICION	SEGREGADO	SEGREGADO	SEGREGADO
CORROSION	%CO2	13	9.6	9.55	9.59	8.61	9.61
	Pparcial CO2 (psi)	194.155	134.326	162.3	134.2	120.5	134.5
	Vc min(mpv) (2)	127.9970121	95.87345629	219.4	191.9	175.4	191.1
	Vc max(mpv) (3)	652.0316821	513.5196122	804.1	764.0	701.1	764.8
	Vc limite (mpv) (4)	3.2	2.4	5.5	4.8	4.4	4.8
SELECCIÓN	ALTERNATIVAS	1	1	2	2	2	2
	MATERIAL	API 5L X56	API 5L X56	API 5L X56	API 5L GB	API 5L GB	API 5L GB
EROSION	Ve limite (mpv) (5)	12.7	15.9	6.2	7.3	6.2	7.3
	M LIMITE (gr/s) (6)	0.140	0.058	0.052	0.017	0.015	0.017
ESPESORES	ESPESOR (in) total	0.432	0.432	0.150	0.150	0.150	0.150
	SOBREESPESOR (in)	0.127	0.159	0.062	0.073	0.062	0.073
	SOBREESPESOR (in)	0.128	0.096	0.088	0.077	0.088	0.077
RIESGO	CORROSION INTERNA (7)	ALTO	ALTO	MEDIO-ALTO	MEDIO-ALTO	MEDIO-ALTO	MEDIO-ALTO
	EROSION	MEDIO	MEDIO	MEDIO	BAJO	MEDIO	BAJO
	EROSION- CORROSION	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	BAJO
	CORROSION EXTERNA	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	FALLA MECANICA (9)	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
RECOMENDACION	SCHEDULE	80	80	80	80	80	80
	ESPESOR	0.432	0.432	0.300	0.300	0.300	0.300
	INHIBIDOR DE CORROSION	Soluble en H2O	Soluble en H2O	NO	NO	NO	NO
	DOSIFICACION (litr/d) (10)	15	6	8	8	8	8
	RECUBRIMIENTO INTERNO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
	CONTROL DE SOLIDOS	NO	NO	NO	NO	NO	NO
	SINTEC	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 2

TABLA N° 4.8 DE ESPESORES PARA LA LINEA DE PRODUCCION

		LINEAS DE PRODUCCION	
		PALOMETA – STA. ROSA ESTE	STA. ROSA ESTE – PTA. STA. ROSA
DISEÑO	VIDA UTIL (años) (11)	10	10
	DIAMETRO (in)	6	6
	P. DISEÑO (psi)	2160	2160
	P. OPER (psi)	1500	1400
	TEMP (C)	27	27
	Caudal GAS (m3/d)	628432	710416
	Caudal AGUA (m3/d)	5,6	0,4
	Caudal OIL (m3/d)	6,8	5,2
	V de flujo (1)	4,8	9
	PATRON de flujo (1)	SEGREGADO	SEGREGADO
	CORROSION	%CO2	13
Pparcial CO2 (psi)		194.155	134.326
Vc min(mpy) (2)		127.9970121	95.87345629
Vc max(mpy) (3)		652.0316821	513.5196122
Vc limite (mpy) (4)		3,2	2,4
SELECCIÓN	ALTERNATIVAS	1	1
	MATERIAL	API 5L X56	API 5L X56
EROSION	Ve limite (mpy) (5)	12,7	15,9
	M LIMITE (gr/s) (6)	0,140	0,058
ESPEORES	ESPESOR (in) total	0,432	0,432
	SOBREEESPESOR (in) p/erosion	0,127	0,159
	SOBREEESPESOR (in) p/corrosion	0,128	0,096
RIESGO	CORROSION INTERNA (7)	ALTO	ALTO
	EROSION	MEDIO	MEDIO
	EROSION- CORROSION	BAJO	BAJO
	CORROSION EXTERNA (8)BAJO	MEDIO	MEDIO
	FALLA MECANICA (9)	BAJO	BAJO
RECOMENDACION	SCHEDULE	80	80
	ESPESOR	0,432	0,432
	INHIBIDOR DE CORROSION	Soluble en H2O	Soluble en H2O
	DOSIFICACION (litr/d) (10)	15	6
	RECUBRIMIENTO INTERNO	NO	NO
	CONTROL DE SOLIDOS	NO	NO
	SINTEC	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA1

NOTAS

- (1) De acuerdo a cálculos.
- (2) Según modelo de *Waard* 1993.
- (3) Según modelo de *Waard* 1995.
- (4) Velocidad de corrosión límite, con el sistema bajo dosificación de inhibidor, a controlar por monitoreo de corrosión.
- (5) Velocidad de erosión estimada para consumir completamente el sobreespesor por erosión en 20 años.
- (6) Producción de sólidos estimada para generar la velocidad de erosión del punto anterior.
- (7) Este índice considera el riesgo de corrosión generalizado por CO₂ y de corrosión localizada por ataque microbiano potencial.
- (8) La estimación del riesgo por corrosión externa se realiza bajo los siguientes supuestos; a) Instalación de Sistema de PC por corriente impresa en todas las líneas desde Planta Santa Rosa; b) Aplicación de recubrimiento externo tipo PE excluido tricapa de resistencia mecánica compatible con procedimientos de instalación estandarizados.
- (9) Riesgo de falla mecánica bajo la presión operativa. Deberá reevaluarse el riesgo en el futuro ante eventuales incursiones de presión por encima de este límite.
- (10) La dosificación de inhibidor se realiza tomando como base la correspondiente al cálculo de particiones. Sobre el valor así obtenido se incrementaron los volúmenes diarios para reflejar la necesidad de una inyección práctica mínima. Debe tenerse presente que esta es una estimación de partida la cual deberá ajustarse en función de las recomendaciones del proveedor en función de la formulación específica del sistema de inhibición a aplicar. Así mismo se recomienda la utilización de biocida sujeto a ensayos de los fluidos de producción.

**TABLA N° 4.9 ESPEORES DE CAÑERIAS – INSTALACIONES
SUPERFICIALES EN LOCACIONES DE POZO**

$t = \frac{Pd \cdot De}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$											t = esp. de cálculo tm = t + Se + Sc ta = esp. adoptado	
NPS	Pd	De	MATERML	S (mays)	E	F	T	t	tm	ta	sch.	
(Psig)	(")	(")		(PSI)				(")	(")	(")		
POZO SRW X4												
Se = 0,073", sobreespesor por erosión												
Sc = 0,077", sobreespesor por corrosión												
3"	2160	3,500	API GR B	35000	1	0,5	1	0,216	0,366	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,180	0,330	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,145	0,295	0,300	XS	
3"	2160	3,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,135	0,285	0,300	XS	
POZO SRW X5												
Se = 0,062", sobreespesor por erosión												
Sc = 0,088", sobreespesor por corrosión												
3"	2160	3,500	API GR B	35000	1	0,5	1	0,216	0,366	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,180	0,330	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,145	0,295	0,300	XS	
3"	2160	3,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,135	0,285	0,300	XS	
POZO SRW X6												
Se = 0,073", sobreespesor por erosión												
Sc = 0,077", sobreespesor por corrosión												
3"	2160	3,500	API GR B	35000	1	0,5	1	0,216	0,366	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,180	0,330	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,145	0,295	0,300	XS	
3"	2160	3,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,135	0,285	0,300	XS	
POZO PNW X1												
Se = 0,092", sobreespesor por erosión												
Sc = 0,115", sobreespesor por corrosión												
3"	2160	3,500	API GR B	35000	1	0,5	1	0,216	0,423	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,180	0,387	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,145	0,352	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,135	0,342	0,438		
POZO PNW X2												
Se = 0,096", sobreespesor por erosión												
Sc = 0,110", sobreespesor por corrosión												
3"	2160	3,500	API GR B	35000	1	0,5	1	0,216	0,422	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,180	0,386	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,145	0,351	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,135	0,341	0,438		
POZO PNW X3												
Se = 0,062", sobreespesor por erosión												
Sc = 0,088", sobreespesor por corrosión												
3"	2160	3,500	API GR B	35000	1	0,5	1	0,216	0,366	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,180	0,330	0,438		
3"	2160	3,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,145	0,295	0,300	XS	
3"	2160	3,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,135	0,285	0,300	XS	

TABLA N° 4.10 ESPEORES DE CAÑERIAS – FACILIDADES SANTA ROSA ESTE

$$t = \frac{Pd \cdot De}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$$

t = esp. de cálculo
 tm = t + Se + Sc
 ta = esp. adoptado

NPS	Pd	De	MATERIAL	S (smys)	E	F	T	t	tm	ta	sch.
	(Psig)	(")		(PSI)				(")	(")	(")	
FACILIDADES SANTA ROSA ESTE											
Se = 0,158" , sobreespesor por erosión											
Sc = 0,098" , sobreespesor por corrosión											
4"	2180	4,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,231	0,486	0,531	
4"	2180	4,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,187	0,442	0,531	
4"	2160	4,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,174	0,429	0,438	
4"	2180	4,500	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,162	0,417	0,438	
4"	2180	4,500	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,150	0,405	0,438	
4"	2180	4,500	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,139	0,394	0,438	
			19,000								
6"	2180	6,625	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,341	0,598	0,625	
6"	2180	6,625	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,275	0,530	0,625	
6"	2160	6,625	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,256	0,511	0,562	
6"	2180	6,625	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,239	0,494	0,562	
6"	2180	6,625	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,220	0,475	0,562	
6"	2180	6,625	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,204	0,459	0,562	
8"	2180	8,625	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,444	0,899	0,719	
8"	2180	8,625	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,358	0,813	0,824	
8"	2160	8,625	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,333	0,588	0,594	
8"	2180	8,625	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,311	0,566	0,684	
8"	2180	8,625	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,287	0,542	0,682	
8"	2180	8,625	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,268	0,521	0,682	
10"	2180	10,750	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,447	0,702	0,719	
10"	2160	10,750	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,415	0,670	0,719	
10"	2180	10,750	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,387	0,642	0,719	
10"	2180	10,750	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,357	0,612	0,825	
10"	2180	10,750	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,332	0,587	0,825	

**TABLA N° 4.11 ESPEORES DE CAÑERIAS – FACILIDADES
PALOMETA**

$$t = \frac{Pd \cdot De}{2 \cdot S \cdot F \cdot E \cdot T}$$

t = esp. de cálculo

tm = t + Se + Sc

ta = esp. adoptado

NPS	Pd (Psig)	De (")	MATERIAL	S (smys) (PSI)	E	F	T	t (")	tm (")	ta (")	sch.
FACILIDADES PALOMETA											
Se = 0,127", sobreespesor por erosión											
Sc = 0,128", sobreespesor por corrosión											
4"	2160	4,500	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,231	0,486	0,531	
4"	2160	4,500	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,187	0,442	0,531	
4"	2160	4,500	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,174	0,429	0,438	
4"	2160	4,500	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,162	0,417	0,438	
4"	2160	4,500	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,150	0,405	0,438	
4"	2160	4,500	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,139	0,394	0,438	
			19,000								
6"	2160	6,625	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,341	0,596	0,625	
6"	2160	6,625	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,275	0,530	0,562	
6"	2160	6,625	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,256	0,511	0,562	
6"	2160	6,625	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,239	0,494	0,500	
6"	2160	6,625	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,220	0,475	0,500	
6"	2160	6,625	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,204	0,459	0,500	
8"	2160	8,625	API 5L X 42	42000	1	0,5	1	0,444	0,699	0,719	
8"	2160	8,625	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,358	0,613	0,625	
8"	2160	8,625	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,333	0,588	0,594	
8"	2160	8,625	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,311	0,566	0,594	
8"	2160	8,625	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,287	0,542	0,562	
8"	2160	8,625	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,266	0,521	0,562	
10"	2160	10,750	API 5L X 52	52000	1	0,5	1	0,447	0,702	0,719	
10"	2160	10,750	API 5L X 56	56000	1	0,5	1	0,415	0,670	0,719	
10"	2160	10,750	API 5L X 60	60000	1	0,5	1	0,387	0,642	0,719	
10"	2160	10,750	API 5L X 65	65000	1	0,5	1	0,357	0,612	0,625	
10"	2160	10,750	API 5L X 70	70000	1	0,5	1	0,332	0,587	0,625	

iii) Máxima Presión de Operación (M.P.O.)

iii.1) En Líneas de Recolección

A pesar que la presión de operación normalmente estará en un rango de 1400 a 1700 psig, se instalaran todos los accesorios en ANSI 900, por lo que la máxima presión de operación estará limitada por la presión de diseño de los *fitting*, es decir 2160 psig a 100 °F

Para el ducto se recomienda utilizar cañería API 5L sin costura o con costura fabricada mediante el proceso de soldadura de arco eléctrico (ERW).

iii.2) En Líneas de Producción e Instalaciones Superficiales

A pesar que la presión de operación normalmente estará en un rango de 1200 a 1500 psig, se instalaran todos los accesorios en ANSI 900, por lo que la máxima presión de operación estará limitada por la presión de diseño de los *fitting*, es decir 2160 psig a 100 °F

Para el ducto se recomienda utilizar cañería API 5L sin costura o con costura fabricada mediante el proceso de soldadura de arco eléctrico (ERW).

4.5 Facilidades de producción

Son instalaciones destinadas a recibir la producción de cada campo en un *manifold* y para luego realizar la medición fiscal mediante un separador de producción que medirá la producción por campo (petróleo, agua y gas), y luego enviar la producción total del campo hacia la Planta Santa Rosa mediante una línea troncal.

Estas instalaciones han sido designadas como: Facilidades Santa Rosa Este y Palometa. Dos de ellas próximas a las locaciones de pozo.

Las instalaciones requieren un área aproximada de 50 x 50m (2500 m²).

i) Componentes Principales

- *Manifold* de Producción
- Separador de Producción
- Medición de fluidos
- Trampa de Lanzamiento/Recepción
- Sistema de gas para instrumentos
- Conexión de instalaciones de tratamiento de agua producidas
- Conexión sistema de venteo

i.1) Manifold de Producción

Su finalidad es recibir la producción del campo en los cabezales de prueba intermedia y producción.

- Facilidades Santa Rosa Este, constara de tres cabezales: Producción, Intermedia y prueba en serie ANSI 900. Acceso para cuatro (4) pozos.
- Facilidades Palometas, constara de dos cabezales: Producción y prueba en serie ANSI 900. Acceso para cuatro (4) pozos.

i.2) Separador de Producción

El propósito de esta etapa del proceso es separar el gas, petróleo y agua presente en el condensado proveniente de los pozos para su medición fiscal.

El separador de producción se diseñara para poder captar la producción total del campo y constara de un recipiente horizontal, de separación trifásica, con baldes y vertederos de separación en la fase liquida y rompe nieblas en la gaseosa. Constara con medidores de caudal en cada una de las fases, controladores de nivel y válvulas controladoras de caudal en ambas líneas de condensado y de agua, controlador de presión sobre línea de gas, visores de nivel en ambos niveles de separación de fases, manómetros y termómetros locales, válvulas de seguridad, transmisores de presión y de presión diferencial para los medidores, con by pass en cada válvula de control, válvulas de bloqueo, entrada de hombre, etc. y será diseñado como un paquete autotransportable, para lo cual será montado sobre un patín metálico con todas las cañerías e instrumentación asociada debidamente soportada.

i.2.1) Guía Técnica Separadores

- Separador de Producción Santa Rosa Este

Capacidad de diseño: 30 MMscfd

- Separador de Producción Palometas

Capacidad de diseño: 30 MMscfd

- Presión de Diseño : 2160 psig
- Temperatura de Diseño : 100 °F

i.3) Sistema de Medición de los fluidos

La medición de la producción por campo será del tipo Medición Fiscal, para la línea de gas medidores de placa orificio según AGA 3. En la línea de petróleo se utilizara medidores tipo coriolis. Para la línea de agua se utilizara medidores de flujo magnético.

i.3.1) Guía Técnica

TABLA N° 4.12 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN SANTA ESTE

Separador de Producción Santa Rosa Este (V-0400)		
Descripción	Unidades	Valor
CAUDAL GAS		
Capacidad de Diseño	MMscfd	30
Caudal de Gas Máximo	MMscfd	17
Caudal de gas Mínimo	MMscfd	6
CAUDAL CONDENSADO		
Capacidad de Diseño	BDP	200
Caudal de Condensado Máximo	BDP	111
Caudal de Condensado Mínimo	BDP	65
CAUDAL AGUA		
Capacidad de Diseño	BDP	200
Caudal de Agua Máximo	BDP	100
Caudal de Agua Mínimo	BDP	100
PRESION		
Presión Máxima (Diseño)	psig	2160
Presión Operación Normal	psig	1230
Presión Mínima Operación	psig	870
TEMPERATURA		
Temperatura Máxima	°F	120
Temperatura Normal	°F	100
Temperatura Mínima	°F	80

TABLA N° 4.13 SEPARADOR DE PRODUCCIÓN PALOMETA

Separador de Producción Palometra (V-0300)		
Descripción	Unidades	Valor
CAUDAL GAS		
Capacidad de Diseño	MMscfd	30
Caudal de Gas Máximo	MMscfd	28
Caudal de gas Mínimo	MMscfd	6
CAUDAL CONDENSADO		
Capacidad de Diseño	BDP	200
Caudal de Condensado Máximo	BDP	195
Caudal de Condensado Mínimo	BDP	125
CAUDAL AGUA		
Capacidad de Diseño	BDP	200
Caudal de Agua Máximo	BDP	100
Caudal de Agua Mínimo	BDP	100
PRESION		
Presión Máxima (Diseño)	psig	2160
Presión Operación Normal	psig	1421
Presión Mínima Operación	psig	9006
TEMPERATURA		
Temperatura Máxima	°F	120
Temperatura Normal	°F	100
Temperatura Mínima	°F	80

i.4) Trampas de Lanzamiento y Recepción

Los dispositivos de lanzamiento y recepción de pigs, se instalaran al comienzo y final de cada línea de producción (normalmente entre cada Facilidad y Planta Santa Rosa).

Se diseñan para la limpieza de las líneas de producción y de acuerdo al diámetro de estas. Constaran del barril de "pigs", tapa de cierre rápido (closure), drenajes, manómetros y termómetros locales, venteos y los respectivos indicadores para el paso del pigs.

i.4.1) Guía Técnica

- Presión de Diseño : 2160 psig
- Temperatura de Diseño : 100 °F
- Serie ANSI : 900 #

i.5) Sistema de Desfogue y Venteos

Para el área de pozos, se instala un sistema de desfogue, cuyo funcionamiento será no continuo. Se prevé su uso únicamente en casos de operaciones de despresurización (accionamiento de válvulas) para el servicio y mantenimiento de los pozos. El sistema finalizara en la fosa de quema, la cual capturara todos los líquidos libres durante la operación.

Para las facilidades de producción se diseñara un sistema integral de venteos que contemple las necesidades de alivio de todas las instalaciones que constituyen la facilidad, para lo cual deberá verificarse el uso de las válvulas de alivio y reguladores de presión de los equipos a diseñar. Al igual que en los pozos este sistema finalizara en una fosa de quema

i.5.1) Componentes Principales

- Colector y empalme con *manifold* de producción
- Colector y empalme con separador de producción
- Colector y empalme con depurador de gas de instrumentos

i.5.2) Guía Técnica

- Caudal normal de quema Separador V-0300 : 850 000 m³/d – 20MMscfd
- Caudal normal de quema Separador V-0400 : 850 000 m³/d – 20MMscfd

i.6) Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales de Producción

El agua de drenajes a colectar se depositara en una cámara de líquidos donde se almacenaran para su posterior traslado por cisternas.

La cámara será diseñada de acuerdo al volumen de líquido que producirá el separador de producción.

i.6.1) Componentes Principales

- Colector y empalme con separador de producción
- Colector y empalme con trampas de lanzamiento y recepción

i.6.2) Guía Técnica

- Caudal de aguas de producción Separador V-0300 : 4,00 m3
- Caudal de aguas de producción Separador V-0400 : 4,00 m3

i.7) Sistema de Aire de Instrumentación

Todas las locaciones de los pozos serán diseñadas para operar un panel local (HIPPS) de boca de pozo con aire de instrumentos, panel desde donde se alimenta los actuadores neumáticos de las válvulas Máster y Wing de arbolito.

i.7.1) Componentes Principales

- Compresores de Aire – Motores Eléctricos / Tanques de Reserva
- Sistema Distribución de Aire de instrumentos
- Tablero Eléctrico y de Control

i.7.2) Guía Técnica

- Presión de descarga:
 - Máximo : 175 psig
 - Mínimo : 85,3 psig
- Cantidad de compresores : 1 – en operación por Locación
- Ubicación de los compresores de aire : Locación de pozos
- Presión aire de instrumentos : 150 psig

i.8) Sistema de Seguridad y Cierre de Emergencia

Un panel local (HIPPS) de boca de pozo, se utilizara para abrir y cerrar válvulas SSV, en forma manual o automática.

Se proveerá con interruptores de presión para que a futuro se pueda efectuar operaciones remotamente por medio de un comando de cierre externo enviado desde el RTU local.

Los equipos e instrumentos a instalar, deberán tener la opción de transferencia de datos para futuros sistemas de telemetría.

i.8.1) Componentes Principales

Panel HIPPS para comando de Válvulas SSV

i.8.2) Guía Técnica

Operando con aire de instrumentación

i.9) Sistema de Gas para Instrumentos

En las Facilidades de Producción, la función del sistema será de entregar gas para ser utilizado por, válvulas de control, válvulas accionadas, y otros instrumentos.

La fuente primaria de gas para instrumentos será la línea de producción que entra al separador. El sistema contempla reguladores de presión de gas, donde se bajara la presión utilizando un conjunto de válvulas de control de presión. Los líquidos arrastrados se removerán de la corriente de gas para instrumentos mediante un Depurador de Gas. La corriente de gas libre de líquidos que sale del depurador será enviada a un cabezal ubicado en el patín del separador de producción para distribución.

i.9.1) Componentes Principales

- Conjunto de válvulas de control de presión
- Depurador de Gas para instrumentos

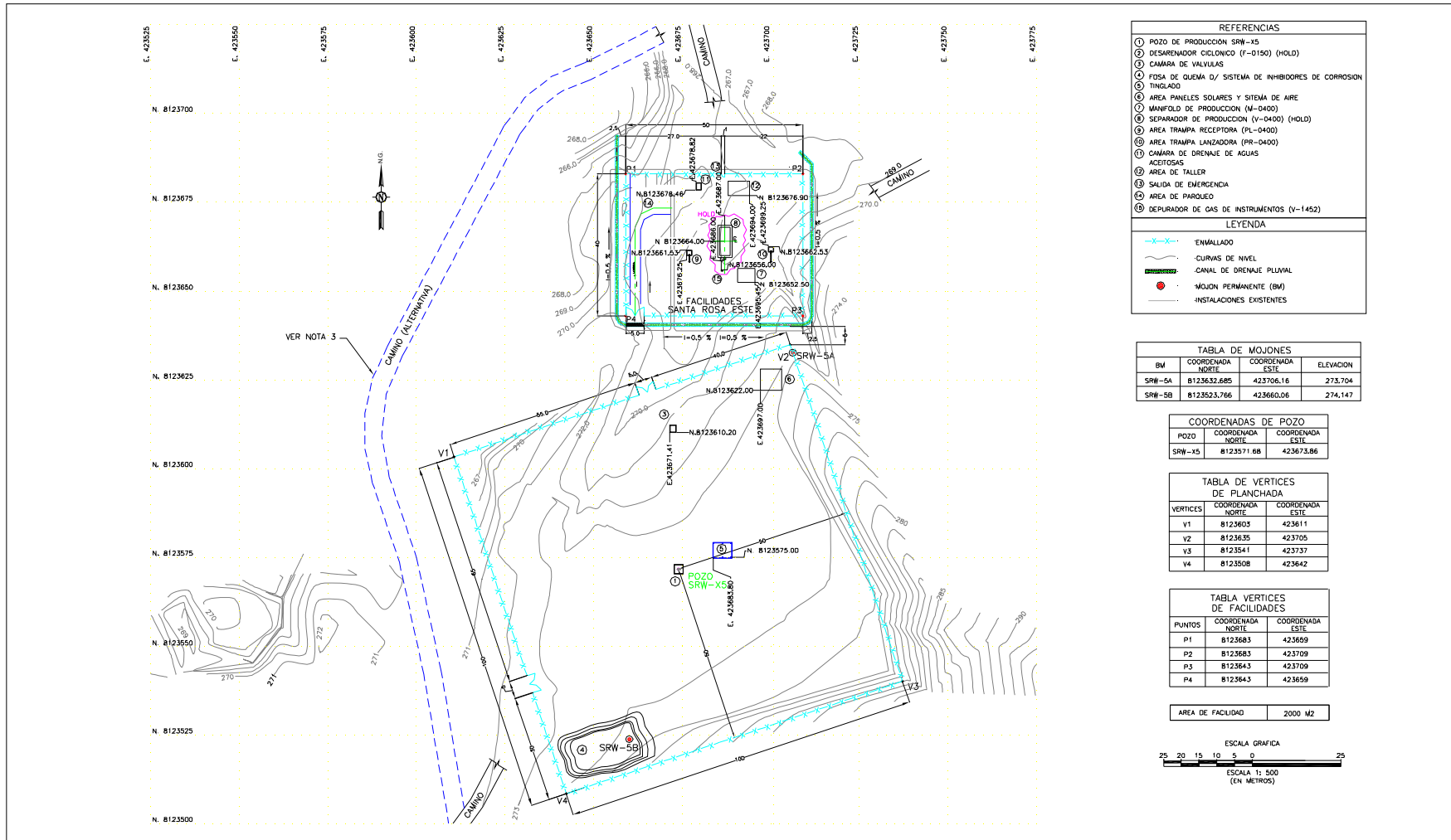


Figura N° 4-4 Facilidades “Santa Rosa Este”

CAPITULO V

COSTOS Y CRONOGRAMA

5. ANALISIS ECONOMICO Y CRONOGRAMA DE TRABAJO

Para los efectos de cotización se analizara únicamente lo expuesto en las infraestructuras de explotación de cada área, como son las líneas de recolección y producción, locaciones de pozos y facilidades de producción, así como también las especificaciones del material, hoja de datos, planos P&ID's y *plot plans* correspondientes.

5.1 ANALISIS ECONOMICO

5.1.1 COSTO ESTIMADO DEL PROYECTO

CUADRO Nº 5.1 MATERIALES

Nº STOCK	DESCRIPCION	Unid	COST. U.	CANT.	COST. PARC
	CAÑERIA	Global			872 198
	VALVULAS	Global			104 329
	BRIDAS	Global			50 000
	CODOS	Global			25 620
	TEE NORMAL	Global			15 200
	TEE REDUCCION	Global			6 500
	REDUCCIONES CONCENTRICAS	Global			2 500
	REDUCCIONES EXCENTRICAS	Global			600
	CASQUETE	Global			6 000
	JUNTA DE ANILLO	Global			3 000
	JUNTAS DIELECTRICAS	Global			200
	EMPAQUETADURA SIMIMETALICA	Global			210
	ESPARRAGOS	Global			16 520
	TAPON	Global			500
	NIPLE	Global			280
	BUSHING	Global			320
	MANTAS TERMOCONTRAIDAS	Global			90
	WELDOLET	Global			240
	THREDOLET	Global			300
	SOCKOLET	Global			400
	DOBLE UNION	Global			900
	MANOMETRO	Un.		25	750

	CUPON DE CORROSION	Un.		25	875
	INDICADOR DE PIG	Un.		6	180
	Pig Laucher, 6", 4", ANSI 600, SCH 5L X-52 BLACK XS, w/VALVES AND CONTROLS	Un.		2	600
	Pig Receiver, 6", 4", ANSI 600, SCH 5L X-52 BLACK XS, w/VALVES AND CONTROLS	Un.		1	300
	ROD, WELDING, ELECTRODE, AWS E-6010, 1/8, CELLOCORD P-T (20 KG/CAN)	Lata	39,20	100	3 920
	ROD, WELDING, ELECTRODE, AWS E-7010, 5/32, CELLOCORD P-T (20 KG/CAN)	Lata	41,40	150	6 210
	Disc. corte y desbaste de, 7" y 4"	Un.	10,00	840	8 400
	Disc. de cepillo de, 7" y 4"	Un.	8,00	300	2 400
	DIESEL	Gal.	5,10	30 000	153 000
				\$	1 282542

CUADRO Nº 5.2 EQUIPOS

	DESCRIPCION	DIAS	CANT.	\$/DIA	COST. PARC
TERCEROS	TRACTOR, INC. MANT. (D5H LGP, con Winche y Zapatas Anchas)	90	3	80,00	21600
TERCEROS	SIDEBOOM, INC. MANT. (con doblador de tubos y pluma reforzada)	90	2	80,00	14400
TERCEROS	Retroexcavadora CASE 250, con operador	90	2	80,00	14400
TERCEROS	Cargador frontal Volvo L90C, con operador	180	2	60,00	21 600
TERCEROS	MAQUINAS DE SOLDAR LINCOLN 250	180	7	50,00	63000
TERCEROS	EQUIPO DE CORTE	180	2	30,00	10800
TERCEROS	ESMERILES	180	12	10,00	21 600
TERCEROS	BOMBA PARA PROBAR LA TUBERIA	25	1	50,00	1 250
TERCEROS	CAMIONETA, INC. MANT. (CON TOLDO PARA TRANSPORTE DE PERSONAL)	180	5	60,00	54 000
TERCEROS	CAMION, INC. MANT. (para transportar 6" PIPE LINE)	60	1	80,00	4 800
				\$	227 450

CUADRO Nº 5.3 MANO DE OBRA

	DESCRIPCION	DIAS	CANT.	\$/DIA	COST. PARC
TERCEROS	SUPERVISOR	180	2	100,00	36000
TERCEROS	CAPATAZ	180	2	90,00	32400
TERCEROS	SOLDADORES	180	6	80,00	86400
TERCEROS	CHOFERES DE EQUIPO PESADO	180	3	35,00	18900
TERCEROS	CHOFERES DE CAMIONETA	180	5	20,00	18000
TERCEROS	AYUDANTES ESPECIALIZADOS	180	30	33,00	178200
TERCEROS	AYUDANTES GENERALES	180	50	15,00	135000
TERCEROS	SANITARIO	180	1	40,00	7200
				\$	512100

CUADRO N° 5.4 VARIOS

	LOGISTICA				COST. PARC
	MOVILIZACION	Global			60 145
	INSTALACION DE CAMPAMENTO PARA PERSONAL	Global			90 564
	INSTALACION DE OBRADOR Y OFICINAS DE SUPERVICION	Global			15 982
	DESMOVILIZACION Y LIMPIEZA DE TODAS LAS AREAS DE LA OBRA	Global			12 142
	DOCUMENTACION				
	MODIFICACIONES A INGENIERIA BASICA DE DETALLE	Global			80 438
	PLANOS AS BUILT DE LA OBRA (DATA BOOK)	Global			10 879
	MANUALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	Global			5 945
				\$	276095

SUBTOTAL	\$	2 298 187
	\$	114 909
CONTINGENCIAS 5%	\$	2 413 096
TOTAL		

5.2 CRONOGRAMA DE TRABAJO

CUADRO N° 5.5 CRONOGRAMA DE TRABAJO

ACTIVIDADES	MESES																							
	1				2				3				4				5				6			
	SEMANAS																							
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Movilización	■	■																						
Instalación de campamento			■	■																				
Trabajo de apertura de zanja					■	■	■	■	■	■	■	■												
Prefabricado					■	■	■	■																
Soldadura de línea (regular)						■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
Bajada a zanja y enterramiento de gasoducto																■	■	■	■					
Montaje en locación y facilidades										■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Reforestación																				■	■	■	■	
Desmovilización y limpieza de áreas de la obra																					■	■	■	■

5.2.1 AVANCE PROYECTADO

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
7.4 %	27.7 %	50 %	64.8 %	79.6 %	100 %

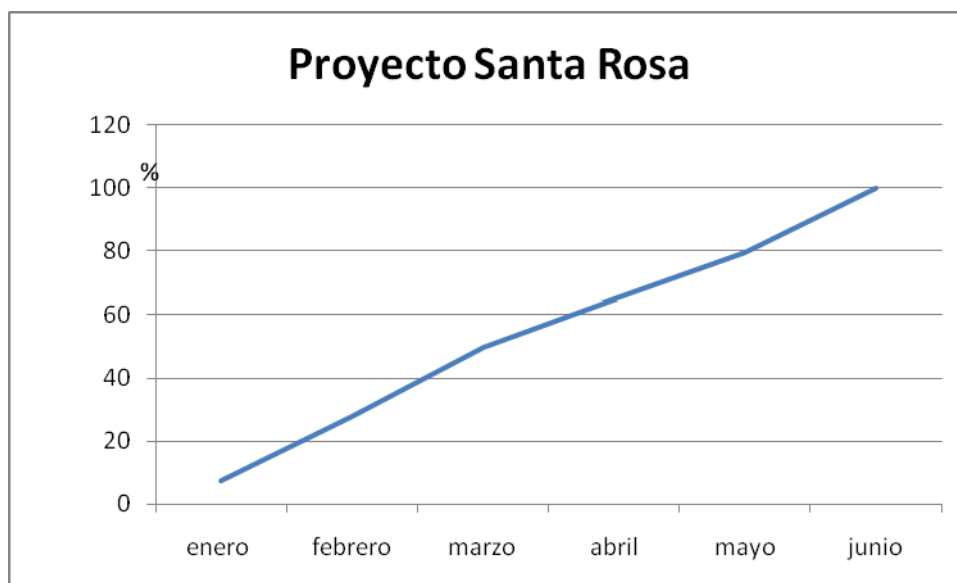


Figura 5-1 Avance proyectado

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de haber realizado todo el proceso de copilación, validación, procesamiento, análisis de las corridas con los datos. Se ha llegado a las siguientes:

6.1 CONCLUSIONES.

- 1) Los perfiles de pozos muestran una distribución hidráulica adecuada con los requerimientos de las líneas de recolección y producción, en general se puede mencionar que los pozos han sido diseñados para evitar contrapresión en el sistema y así optimizar su producción.
- 2) En general las caídas de presión en los tramos se ajustan a parámetros normales como se puede verificar en las caídas de presión en los diferentes tramos de las líneas de recolección y producción, las cuales tienen caídas de presión que varían de acuerdo a las características del flujo que transportan y de la longitud total que tiene, así a mayor longitud habrá una mayor caída de presión desde el inicio hasta el final del tramo.
En este sentido se ha considerado que las diferencias de niveles entre puntos tienden a ser despreciables.
- 3) Cuando se construyen los modelos, no siempre resultaran medidas extremadamente cercanas a la realidad, en términos de error, comparando con datos reales de campo, esto se debe muchas veces a que hay sectores donde se dan pérdidas de presión que no han sido contabilizadas, como el caso de Tés, codos, uniones, válvulas, accesorios y también en los casos en que el desprendimiento del gas(flujos tapón) puede presurizar secciones de líneas en donde justamente se ha tomado mediciones, esto debido a las condiciones termodinámicas del punto en cuestión.

- 4) Cada pozo productor son hidráulicamente diseñadas para que ninguna genere presiones de cabeza sobre los niveles necesarios, si no que cada una lleva a la presión necesaria, para evitar chocar drásticamente el flujo de algunos de los pozos en el *manifold* de producción.

6.2 RECOMENDACIONES

Así mismo se determino recomendaciones correctivas y preventivas a tomarse. Según el diagnostico realizado, como se indica a continuación.

- 1) Hacer verificaciones periódicas con los modelos, para revisar el estado de las líneas de recolección y producción en términos de distribución de presión.
- 2) Se han seteado caudal para pozos y en el punto de llegada a la planta de tratamiento, se ha seteado presiones, esto se las va dejar fijas debido a que la planta de tratamiento ha sido diseñada para trabajar bajo estos parámetros de operación.
- 3) En el caso del agua, su incremento es muy significativa y se recomienda empezar un análisis de optimización del tratamiento y distribución del agua para inyección, recuperar al máximo el aceite en agua y eliminar en la medida de lo posible los sólidos contenidos.
- 4) La construcción de las líneas de surgencia se las entierren, especialmente en pozos gasíferos, para evitar la acción de las temperaturas bajas en el periodo de invierno.

CAPÍTULO VII

GLOSARIO TECNICO

Símbolo	Descripción	Unidades
Ag	Área que ocupa el gas en la tubería	(pg ²)
AL	Área que ocupa el liquido en la tubería	(pg ²)
Ap	Área de la sección transversal de la tubería	(pg ²)
Bg	Factor de volumen de gas	(blg a c.y./Pies ³ g a c.s.)
Bo	Factor de volumen de aceite	(bls a c.y./blo a c.s.)
Bob	Factor de volumen de aceite a la Pb	(blo a Pb/blo a c.s.)
Bw	Factor de volumen del agua	(blw a c.y./blw a c.s.)
Co	Compresibilidad del aceite	(pg ² /lb)
Cw	Compresibilidad del agua	(pg ² /lb)
CN ₂	Corrección por presencia de N ₂	
CCO ₂	Corrección por presencia de CO ₂	
CH ₂ S	Corrección por presencia de H ₂ S	
d	Diámetro	(pulgadas)
ρ _o	Densidad del petróleo	(lbs/ft ³)
ρ _g	Densidad del gas	(lbs/ft ³)
ρ _w	Densidad del agua	(lbs/ft ³)
ρ _L	Densidad del liquido	(lbs/ft ³)
ρ _m	Densidad de la mezcla	(lbs/ft ³)
DDV	ancho de vía	
dh	Diámetro hidráulico	(pulgadas)
(dp/dh)fr	Gradiente de presión por fricción	(psi/pie)
(dp/dh)T	Gradiente de presión total	(psi/pie)
E	Eficiencia de flujo en tubería	Fracción
Elev.	Elevación	grados
<i>f</i>	Factor de fricción del diagrama de <i>Moody</i>	Adimencional
<i>f</i> _o	Flujo fraccional del aceite	Adimencional
fns	Factor de fricción sin resbalamiento	Adimencional
fT	Factor de fricción de las dos fases	Adimencional

fw	Flujo fraccional del agua	Adimencional
Gg	Flujo másico de gas	(lbm/seg-pie ²)
GL	Flujo másico de liquido	(lbm/seg-pie ²)
Gm	Flujo másico mezcla	(lbm/seg-pie ²)
HL ₍₀₎	Colgamiento horizontal	Adimencional
g	Aceleración de la gravedad=32.174	(pie/seg ²)
gc	Factor de conversión en la segunda Ley de Newton	(lbm-pie/lbf-seg ²)
HIPPS	<i>High Integrity Pressure Protection System</i>	
h	Profundidad	(pies)
Δh	Diferencia de altura	(pies)
H	Suma de elevaciones	(pies)
HL	Colgamiento de liquido	Adimencional
HF	Factor de elevación de Flanigan	Adimencional
L	Longitud	(pies)
\bar{M}	Peso molecular	(lbs/lb-mol)
M ₀	Peso molecular del aire = 28.96	
m	Masa	(lbm)
Nd	Número de diámetro	Adimencional
NFR	Número de Fraude	Adimencional
NRe	Numero de Reynolds	Adimencional
n	Numero de moles de gas	(lb-mole)
P	Presión	(lb/pg ² o psia)
\bar{P}	Presión media	(lb/pg ² o psia)
Patm	Presión atmosférica	(lb/pg ² o psia)
Psep	Presión en el separador	(lb/pg ² o psia)
Ppc	Presión Pseudocritica	(lb/pg ² o psia)
P'pc	Presión Pseudocritica corregida	(lb/pg ² o psia)
Ppr	Presión Pseudoreducida	Adimencional
Pth	Presión en la cabeza del pozo	(lb/pg ² o psia)
Pwf	Presión de fondo fluyendo	(lb/pg ² o psia)
Pws	Presión estática	(lb/pg ² o psia)

P_1	Presión corriente arriba	(lb/pg ² o psia)
P_2	Presión corriente abajo	(lb/pg ² o psia)
P_b	Presión de saturación o burbujeo	(lb/pg ² o psia)
ΔP	Caída de presión	(lb/pg ² o psia)
ΔP_a	Caída de presión por aceleración	(lb/pg ² o psia)
ΔP_e	Caída de presión por elevación	(lb/pg ² o psia)
ΔP_f	Caída de presión por fricción	(lb/pg ² o psia)
ΔP_L	Caída de presión total del liquido	(lb/pg ² o psia)
ΔP_T	Caída de presión total	(lb/pg ² o psia)
$(\Delta p/\Delta L)_{ac}$	Gradiente de presión debido a la aceleración	(psi/pie)
$(\Delta p/\Delta L)_e$	Gradiente de presión debido a la elevación	(psi/pie)
$(\Delta p/\Delta L)_{ac}$	Gradiente de presión debido a la aceleración	(psi/pie)
$(\Delta p/\Delta L)_f$	Gradiente de presión debido a la fricción	(psi/pie)
$(\Delta p/\Delta L)_T$	Gradiente de presión total	(psi/pie)
Q_g	Gasto total de gas producido	(BPD)
Q_L	Gasto total de liquido producido	(BPD)
Q_o	Gasto total de aceite producido	(BPD)
Q_w	Gasto total de agua producida	(BPD)
q_L	Gasto del liquido in situ	(pies ³ /seg)
q_g	Gasto del gas in situ	(pies ³ /seg)
R	Constante universal de los gases = 10.7314	(psia pie ³ /lbm-mol °R)
R ó R_p	Relación gas-aceite producida	(pies ³ g a c.s./blo a c.s.)
R_{GL}	Relación gas-liquido	(SCF/STB)
R_s	Relación de solubilidad	(pies ³ gd a c.s./blo a c.s.)
R_h	Radio hidráulico	(pulgadas)
T	Temperatura	(°F)
\bar{T}	Temperatura media	(°F)
T.P.	Tubería de producción	
T_{atm}	Temperatura atmosférica	(°F)
T_{pc}	Temperatura pseudocritica	(°R)
T'_{pc}	Temperatura pseudocritica corregida	(°R)
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida	Adimencional

μ_0	Viscosidad del petróleo	(cp)
μ_g	Viscosidad del gas	(cp)
μ_w	Viscosidad del agua	(cp)
μ_L	Viscosidad del liquido	(cp)
μ_m	Viscosidad de la mezcla	(cp)
V	Volumen	(pies ³)
v	Velocidad de flujo	(pies/seg)
\bar{v}	Velocidad media de flujo	(pies/seg)
vm	Velocidad de la mezcla	(pies/seg)
vsg	Velocidad superficial del gas	(pies/seg)
vsL	Velocidad superficial del liquido	(pies/seg)
WOR	Relación agua-aceite	(blw a c.s./ blw a c.s.)
Yg	Fracción molar del gas	
Yco ₂	Fracción molar del CO ₂	
YH ₂ S	Fracción molar del H ₂ S	
YN ₂	Fracción molar del N ₂	
Z	Factor de compresibilidad del gas	Adimensional
γ_g	Densidad relativa del gas producido	Adimensional
γ_{gd}	Densidad relativa del gas disuelto	Adimensional
γ_{gf}	Densidad relativa del gas libre	Adimensional
γ_L	Densidad relativa del liquido	Adimensional
γ_o	Densidad relativa del aceite	Adimensional
γ_w	Densidad relativa del agua	Adimensional
ϵ	Rugosidad de la pared en tuberías	(pg)
λ	Colgamiento del liquido sin resbalamiento	Adimencional

CAPÍTULO VIII

BIBLIOGRAFIA

1. *Howard F. Rase*. Diseño de Tuberías para Plantas de Proceso
2. JAGP 1805 – Producción y Manejo del Gas Natural en Facilidades de Producción.
3. *Craft B.C. y Hawking M.F.* “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”
4. *Garaichea P.F., Bernal H.C. y López O.O.* (1991) “Transporte de Hidrocarburos por Ductos”. Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
5. *Álvarez Raya Rogelio.* (2008) Tesis “Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo”.
6. *Roberto Carreón Sierra, Francisco Roberto Urbalejo Ocampo.* (2002) Tesis “Diseño conceptual de la infraestructura del Campo Costero”.
7. *H. Dale Beggs.* “*Production Optimization Using Nodal Analysis*”
8. *Rivero José Luis.* (2004) “Explotación del Gas y Optimización de la Producción”. Bolivia.
9. *Schlumberger.* Versión 2006.1 “*PIPESIM Fundamentals*”. *Training and Exercise Guide.*