

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“PRODUCCION, TRATAMIENTO Y
FISCALIZACION DE CRUDO PESADO
EN LA SELVA NORTE DEL PERU”**

**TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

WILFREDO JOSE ZAFRA MENESES

PROMOCION 1980-2

LIMA – PERU

2000

PRODUCCIÓN, TRATAMIENTO Y FISCALIZACIÓN DE CRUDO PESADO EN LA SELVA NORTE DEL PERÚ

INTRODUCCION

- UBICACION
- GEOLOGIA
- RESERVORIOS

A.- PRODUCCIÓN DE CRUDO

A.1 OPERACIONES CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (ESP)

- EQUIPO TÍPICO DE SUPERFICIE
- EQUIPO TÍPICO DE SUBSUELO
- DISEÑO TÍPICO DE ESP
- SOFTWARE PARA DISEÑO

A.2 OPERACIONES CON BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT)

- APLICACIONES DEL MÉTODO DE GAS LIFT
- EL SISTEMA DE GAS LIFT
- MECÁNICA DE LAS VÁLVULAS DE GAS LIFT
- PROCESO DE OPERACION
- REQUERIMIENTO DE POTENCIA PARA LOS COMPRESORES
- PROCEDIMIENTO PARA SERVICIO DE POZOS

A.3 SISTEMAS DE RECOLECCIÓN

- LINEAS PRINCIPALES
- LINEAS SECUNDARIAS
- RED DE LÍNEAS TÍPICAS
- MEZCLA DE CRUDO

B.- TRATAMIENTO DE CRUDO

B.1 DESEMULSIFICACIÓN

- CAUSAS Y OCURRENCIA
- NATURALEZA DE LAS EMULSIONES
- PRINCIPALES METODOS PARA LA SEPARACION DE ACEITE Y AGUA
- EQUIPO USADO PARA EL TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES DE CRUDO

B.2 OPERACIÓN DE DESALADO

- SEPARACIÓN POR COALESCENCIA ELÉCTRICA
- USO DE QUÍMICA EN EL DESALADO
- DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO
- DESCRIPCION DEL PROCESO DE DESALADO
- VARIABLES OPERACIONALES RELACIONADAS AL COMPORTAMIENTO DEL DESALADO

B.3 PRESENCIA DE ESPUMA

- CAUSAS Y OCURRENCIA
- NATURALEZA DE LOS ANTI-ESPUMANTES

PRODUCCIÓN, TRATAMIENTO Y FISCALIZACIÓN DE CRUDO PESADO EN LA SELVA NORTE DEL PERÚ

B.4 CLARIFICACIÓN DE AGUA

- CAUSAS Y OCURRENCIA
- NATURALEZA DE LOS DESEMULSIFICANTES INVERSOS
- EQUIPO DE TRATAMIENTO PARA CLARIFICACIÓN DE AGUA

B.5 INCRUSTACIONES

- CAUSAS Y OCURRENCIA
- PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA A FORMAR INCRUSTACION DE CARBONATO DE CALCIO
- CÁLCULOS DE SOLUBILIDAD PARA INCRUSTACIONES DE SULFATO
- PREVENCIÓN Y CONTROL DE INCRUSTACIONES

B.6 CORROSIÓN EN PRODUCCIÓN PRIMARIA

- CAUSAS Y OCURRENCIA
- PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CORROSIÓN
- PROBLEMAS DE CORROSIÓN TÍPICOS POR DIÓXIDO DE CARBONO

B.7 PARAFINAS Y ASFALTENOS

- CAUSAS Y OCURRENCIA
- PREVENCIÓN Y CONTROL

B.8 PRINCIPIOS METALÚRGICOS

- ESTRUCTURA DE LOS METALES
- MECANISMO DE PRUEBA DE LOS MATERIALES
- ACEROS Y ALEACIONES AL CARBONO
- CLASIFICACION DE LAS TUBERIAS DE ACERO

B.9 PLANTA TÍPICA PARA TRATAMIENTO DE CRUDO

C.- FISCALIZACIÓN DE CRUDO

C.1 INSTALACIONES EN PLANTA

- UNIDAD LACT
- EQUIPOS PRINCIPALES DE LA UNIDAD LACT
- SISTEMA DE CONTROL SUPERVISADO Y ADQUISICIÓN DE DATOS (SCADA)

C.2 VENTA DE CRUDO

- CÁLCULOS PARA CALIBRACION DEL MEDIDOR RESPECTO AL PROBADOR
- CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE VENTA

C.3 PLANTA TÍPICA PARA FISCALIZACIÓN DE CRUDO

D.- EVALUACION ECONÓMICA

E.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

INTRODUCCION

UBICACION

El Lote 1-AB se encuentra localizado al sur de la línea limítrofe entre Perú y Ecuador al extremo norte de la cuenca del Marañón en el Perú con una extensión de 497,027.33 Hectáreas.

GEOLOGIA

La columna estratigráfica con los horizontes productivos y las rocas generadoras de petróleo se describe como:

- Complejo metamórfico Paleozoico Superior.
- Calizas Triásicas / Capas Rojas-Jurásicas, areniscas fluvio-deltáicas y lutitas marinas Cretáceas.
- Capas Rojas Terciarias.

Las estructuras locales en su mayoría son anticlinales asimétricos con crecimiento estructural Pre-Cretáceo y plegamiento Cretáceo-Terciario Inferior.

Las principales unidades productivas son las arenas:

- Chonta: Con un espesor que varía de 112 a 22 pies.
- Vivian: Con un espesor que varía de 228 a 130 pies.

RESERVORIOS

El mecanismo de producción presente en el Lote 1-AB es por empuje de agua. El mecanismo de empuje de agua es más fuerte en la formación Vivian.

La formación Vivian está ubicada aproximadamente a 10,000 pies de profundidad con una permeabilidad promedio de 1000 md. La formación Chonta está ubicada aproximadamente a 12,000 pies de profundidad con una permeabilidad promedio de 150 md. La formación Chonta es muy sensible y se daña fácilmente.

La producción total de los campos ubicados en el Lote 1-AB es de 43,000 Bopd.

El **40%** de la producción, 17.0 Mbopd proviene de los campos de petróleo pesado con gravedades API que varían en un rango de 10 a 15 grados, **20%**, unos 8.7 Mbopd provienen de campos con gravedades intermedias con un rango de 16 a 24 grados API y el resto, unos 17.3 Mbopd, que representa un **40%** del total de la producción, proviene de los campos de petróleo liviano con un rango de gravedades API de 25 a 40 grados.

A.- PRODUCCION DE CRUDO

A.1 OPERACIONES CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (ESP)

El método de bombeo electrocentrífugo permite producir pozos con grandes volúmenes de líquido. Se consigue producir pozos desde 600 BPD hasta 17,000 BPD.

EQUIPO TÍPICO DE SUPERFICIE

□ **Generadores de Corriente Eléctrica**

Los grupos electrógenos constan de un motor acoplado a un generador (Caterpillar o Kato) y son de dos tipos: Fijos y Satélites.

Los **Grupos Electrónicos Fijos** se encuentran instalados en las Plantas de Producción. Son de dos tipos:

MOTOR	MODELO	ENERGIA MAX(kw)	ENERGIA MIN(kw)
MEP	MEP	1200	900
CATERPILLAR	D 3512	850	650

Los **Grupos Electrónicos Satélites** se encuentran instalados en las locaciones de los pozos y son de los siguientes modelos:

MOTOR	MODELO	ENERGIA (kw)
CATERPILLAR	D 379	400
CATERPILLAR	D 398	750
CATERPILLAR	D 3412 PC	440
CATERPILLAR	D 3412DI	545
CATERPILLAR	D 3508	500
CATERPILLAR	D 3512	850

Los grupos electrógenos pueden trabajar en paralelo, hasta cubrir la demanda de energía requerida.

Adicionalmente se mantiene un **Grupo Electrónico Portátil** para operar en aquellos pozos de mayor producción donde el grupo electrónico satélite sale de servicio por mantenimiento, reparación, fallas no previstas, etc.

□ **Transformadores**

Los transformadores son de inducción electromagnética de tres fases. Estos transformadores están llenados con aceite, tienen unidades de lubricación propia y presentan derivaciones (taps) para el voltaje secundario con la finalidad de fijar el rango de voltaje de salida. Se requiere dos tipos de transformadores: elevadores (step-up) y reductores (step-down).

Para pozos que trabajan con MEP's se utilizan dos transformadores: Un transformador reductor para bajar el voltaje desde 13,800 voltios hasta 480 voltios, el cual es el voltaje de entrada al panel de control y luego otro transformador elevador para elevar el voltaje que requiere el motor ESP de fondo.

TRANSFORMADORES	RELACION VOLTAJE	ENERGIA (KVA)	FUNCION GENERADOR
ELEVADORES	4,160 A 13,800	2500/3750, 3750/4200	Mep – Línea
REDUCTORES	13,800 A 480	500, 750	Línea - Gen. Satélite
ELEVADORES	480 A Voltaje Pozo	500, 750, 1000	Gen. Satélite – Pozo

Dos o más transformadores se conectan en paralelo para cubrir la demanda requerida.

□ Caja de empalmes

La caja de empalmes se denomina también caja de venteo y realiza las siguientes funciones:

- Sirve para conectar el cable del controlador del motor al cable del pozo.
- Sirve para ventear el gas a la atmósfera que pudiera migrar a través del cable ESP.
- Sirve para realizar fácilmente pruebas de medición eléctrica del fondo del pozo.

□ Controladores de motor

Emplean circuitos en estado sólido para proteger el motor y el cable de la bomba electrosumergible. Se utiliza dos tipos de paneles de control: VSD y "Cross Line Starters".

Los **VSD's** son de frecuencia variable, pueden variar la frecuencia del motor de la bomba electrosumergible entre 35 y 90 Hertz.

La operación básica del VSD es convertir la energía alterna trifásica (AC) que ingresa con 480 voltios a una energía de operación dual simple (DC). Luego invertir secuencialmente la energía dual simple (DC) utilizando semiconductores como conmutadores en estado sólido para regenerar a una energía de salida trifásica (AC) con semi-onda tipo seno con frecuencia y voltaje controlables.

Se instala en los pozos:

- Donde se requiere recuperar máximas tasas de flujo.
- Nuevos con tasas de flujo no conocidas.
- Conectados a grupos electrógenos para variar las tasas de flujo.
- Donde se requiere arranques y / o paradas graduales del equipo ESP.

Los "Cross Line Starters" actúan como cajas de pase para el ingreso de frecuencia y voltaje al motor del ESP. Están diseñados para trabajar a una frecuencia fija a 60 Hertz, pero se puede variar la velocidad en el motor (rpm) del grupo electrógeno y trabajar entre 57 a 63 Hertz. Consisten en un arrancador de motor, un circuito en estado sólido para sobrecargas y bajas cargas, un interruptor para desconectar manualmente, un circuito para retraso de tiempo y un registrador de corriente (amperios). Se instala en los pozos:

- Donde se tiene conocimiento de la tasa de flujo.
- Donde no existe problema para arranques y / o paradas del equipo ESP.
- Conectados a grupos electrógenos para no variar significativamente las tasas de flujo.
- Con sistemas de control remoto (Keltronics).

CONTROLADORES	COMPAÑÍA	MODELO	CARGA MAX (KVA)
XLS	REDA	CON/SIN KELTRONICS	500
XLS	REDA	CON/SIN KELTRONICS	1000
VSD	REDA	CONVENCIONAL	500
VSD	CENTRILIFT	CONVENCIONAL	500
VSD	CENTRILIFT	ICS	875
VSD	EMERSON	CONVENCIONAL	702

Los controladores registran el amperaje de fondo directamente (VSD Emerson y "Cross Line Starters") ó indirectamente (VSD Centrilift, Reda) en las cartas de superficie.

El registro de la variación de la corriente (amperios) en superficie suministra información para la detección y / o corrección de los siguientes problemas operacionales:

- Fluctuaciones de potencia en el equipo de superficie.
- Bomba demasiado grande.
- Presencia de líquido gaseoso liviano.
- Presencia de alto GOR.
- Atascamiento de la bomba.

- Rotura del eje de la bomba.
- Desgaste de bomba.
- Hueco en la tubería de producción.
- Rotación invertida.
- Colapso de los forros.
- Motor con fase de corriente a tierra.

□ **Cabezal de Pozo**

Esta diseñado para soportar a todo el equipo de subsuelo y se usa para mantener controlada la presión anular del pozo. Esta equipado con una cabeza de la tubería de producción especial para conectar un mini-mandril que sirve para sellar el empalme del cable. En el cabezal del pozo se instala un sensor de parada por alta presión en la línea de flujo (150 psi por encima de la operación del pozo) como medida de seguridad.

EQUIPO TÍPICO DE SUBSUELO

Los equipos de subsuelo presentan un promedio de vida de 630 días (con un máximo de 2,200 días) de operación para un grupo de 92 pozos con un promedio de 8,000 Bbls/día de fluido (440 Bbls/día de crudo, 94.5% de corte de agua).

□ **Motor Eléctrico**

Los motores eléctricos son bipolares, trifásicos y del tipo de inducción. Estos motores tienen las siguientes características: se encuentran llenos de aceites de alta resistencia dieléctrica, se enfrían con el paso del fluido producido a través de la carcasa exterior y están balanceados por presión con los fluidos del pozo.

Las partes principales son: Rotor, Estator, Eje, Cojinetes Radiales y Cable Magnético. Las motores eléctricas más usadas son:

COMPañÍA	POTENCIA (Hp)	VOLTAJE (Voltios)	AMPERAJE (Amperios)	USO %
RD	120	1140	66.5	2
RD	180	945	120	33
RD	200	1100	115	4
RD	312	2590	71.4	1
RD	360	1980	108	6
RD	367.5	1740	125.5	3
CL	195	1175	96	30
CL	225	1108	116	11.5
CL	300	1565	118	9.5

□ **Protector o Sello**

El protector se encuentra alojado entre la bomba y el motor. Tiene las siguientes funciones:

- Permite la expansión del aceite dieléctrico contenido en las aberturas del rotor del motor.
- Permite igualar la presión externa en el espacio anular con la presión interna del fluido dieléctrico dentro del motor.
- Permite aislar el fluido del pozo del fluido dieléctrico del motor.
- Permite absorber la carga axial de la bomba por medio de un sistema de cojinetes de empuje de tipo marino.

Los protectores se instalan por pares, un protector superior tipo laberíntico con dos cámaras, LSL (laberíntico/serie/laberíntico) y un protector inferior tipo modular con tres cámaras, BPBSL (bolsa/paralelo/bolsa/serie/laberíntico).

□ **Admisión (“Intake”)**

Es el dispositivo que permite el ingreso del fluido a la tubería del pozo a través de la bomba. Se encuentra situado entre la bomba y el protector.

El dispositivo de admisión ha reemplazado los separadores de gas por baja eficiencia.

□ **Bomba**

Son bombas sumergibles centrífugas de múltiples etapas. Se encuentra situada encima de la admisión.

Cada etapa de la bomba está conformada por un impulsor rotatorio y un difusor estacionario a través de un eje. El cambio de energía - presión se consigue cuando el líquido es bombeado alrededor de cada impulsor y mientras éstos giran, imparte un movimiento rotatorio al líquido. La fuerza centrífuga levanta los impulsores y estos a su vez levantan el fluido que es enviado por los difusores hasta la etapa superior. Un movimiento es en dirección radial desde el centro del impulsor y el otro es un movimiento tangencial hacia fuera del diámetro del impulsor.

Los modelos de las bombas son de dos tipos, de flujo radial para tasas pequeñas y de flujo mixto para tasas altas.

Indistintamente, estas bombas trabajan apropiadamente entre 75% y 125% de su eficiencia. En la tabla siguiente se presentan algunos de los modelos de uso más frecuente.

COMPañIA	MODELO	ETAPAS	HP/ETAPA	FLUJO	Uso(%)
RD	DN-675	186	0.197	RADIAL	1.0
RD	DN-1750	98,100,123	0.360	RADIAL	4.0
RD	DN-3000	100	0.650	H/V	1.0
RD	GN-3200	110	1.420	RADIAL	3.0
RD	GN-4000	62,63,64,66,90	1.475	MIXTO	4.0
RD	GM-5600	64	2.190	MIXTO	2.0
RD	GN-7000	63,64	2.540	MIXTO	11.5
RD	SN-8500	43,58	3.230	MIXTO	4.0
RD	IN-10000	15,35	6.000	MIXTO	5.0
RD	JN-10000	35,48	6.000	MIXTO	24.0
RD	JN-16000	44	12.200	MIXTO	1.0
CL	FC-925	214	0.254	RADIAL	1.0
CL	GC-1700	137	0.982	RADIAL	2.0
CL	GC-3500	112	1.785	MIXTO	3.0
CL	GC-4100	58,78	1.946	MIXTO	5.0
CL	GC-6100	59,83	2.485	MIXTO	7.5
CL	GC-8200	59	2.704	MIXTO	12.5
CL	HC-9000	12,14,32,35,44	7.960	MIXTO	6.5
CL	KC-15000	23,42	7.800	MIXTO	2.0

Las bombas utilizadas actualmente, a compresión y a compresión con anillo, tienen un amplio rango de trabajo sin problemas mecánicos en comparación a las bombas flotadoras.

□ **Cable Eléctrico**

Se utiliza cable eléctrico de poder trifásico para transmitir la energía eléctrica desde la caja de empalmes en superficie hasta los motores en el fondo del pozo.

Las partes principales son: la armadura, la funda, el aislante y el conductor.

Los cables utilizados son REDALEAD Clase I, con armadura reforzada; planos y redondos (pozos verticales).

En la Figura A – 1 se muestra un diagrama completo de los componentes del equipo de superficie y equipo de subsuelo para un típico ESP.

DISEÑO TÍPICO DE ESP

- **Colectar y analizar los datos.** La Tabla A – 1 muestra los datos para el pozo D1.

Datos del Pozo

- Diámetro, peso de los forros de producción.
Profundidad actual del ESP (admisión).
Intervalos perforados y profundidad del hueco abierto.
Desviaciones críticas del pozo.
Tubería de producción, peso y tipo de rosca.
- Profundidad del ESP (admisión) requerida.

Datos de Producción

- Índice de Productividad (PI) confiable ó datos de IPR.
- Datos de pruebas: tasa de producción, presión de tubos, presión de forros, como se indica en la Figura A – 2 para el pozo D1.
- Niveles estáticos de fluido y en producción.
- Presiones estáticas de fondo del pozo y en producción.
Temperatura de fondo del pozo. (BHT).
- Gas producido (MCF/día) ó relación gas-petróleo (GOR).
- Corte de agua.
- Presión de descarga requerida en la cabeza del pozo.

Condiciones del Fluido del Pozo

- Gravedad API del crudo.
- Gravedad específica de los líquidos y del gas de producción.
- Presión de burbuja.
- Viscosidad del crudo.
- Datos PVT (presión, volumen, temperatura).

Fuente de Energía

- Energía, Voltaje y Frecuencia disponible en locación.

Problemas

- Problemas presentados: arena, incrustaciones, corrosión, emulsión, parafina, gas, temperatura.

Historia

- Historia de instalaciones anteriores: tipo de bombas, tipo de cables, profundidad de admisiones, tiempo de vida del ESP. Causas de fallas.
Tiempo de vida del cable.
- Último trabajo de limpieza con broca y raspador (diámetro y profundidad) en los forros de producción.
- Última fecha de reemplazo de la tubería. Programa de reemplazo.
- Equipo perdido en el fondo del pozo.
- Equipo ESP disponible en almacén (motores, bombas, protectores, admisiones, cable, etc.).
Equipo de superficie disponible en locación y en almacén y (generadores fijos ó satélites, controladores de motor, transformadores).
Estado de equipo de superficie en locación.

Economía

- Precio del crudo.
- Costo operativo.
- Historia de rentabilidad.

- **Determinar la capacidad de producción para la profundidad de admisión deseada ó**

Determinar la profundidad de admisión para la capacidad de producción deseada.

- **Calcular TDH (Cabeza dinámica total).**
- **Seleccionar la bomba con los datos de capacidad de producción y cabeza:**
 - La bomba con mayor eficiencia para el volumen estimado.
 - La bomba con el diámetro (O.D.) apropiado que encaja en los forros del pozo.
 - Calcular el número de etapas requerido para conseguir toda la cabeza de capacidad deseada ó utilizar las tablas disponibles.
- **Calcular la potencia del motor requerido utilizando la más alta gravedad específica del fluido que podría encontrarse. Seleccionar:**
 - El motor con el diámetro (O.D) apropiado.
 - El protector ó sello con el diámetro (O.D.) apropiado.
- **Seleccionar el tipo y dimensiones de cable eléctrico. Programar número de empalmes.**
- **Calcular los datos eléctricos básicos de diseño del ESP:**
 - Pérdida de voltaje del cable eléctrico.
 - Calcular el voltaje de superficie requerido para adecuar el tamaño el **controlador del motor**.
 - Calcular los KVA requeridos para adecuar los **transformadores**.
 - Calcular los KW requeridos para el **grupo electrógeno** requerido.
 - Calcular las máximas frecuencias del motor, de operación y reales.
- **Seleccionar los accesorios adecuados para el equipo:**
 - Cabeza de la tubería de producción, dimensión y tipo.
 - Equipo de servicio para completar la instalación y equipo opcional.
- **Calcular el Tiempo de Pago, Tasa de Retorno y Relación Ganancias / Costos.**

La Figura A – 3 es un diagrama de los fluidos dentro del pozo D1.

Revisión del Diseño

Luego de completar el diseño y de confrontar los resultados con la Cía. Contratista ESP, se realiza una lista de control final:

- El diseño genera una producción rentable ó marginal?
- El mecanismo de impulsión del reservorio es de impulsión de agua ó inyección de agua? Por lo tanto la potencia del motor es la adecuada para un incremento del corte de agua y para mayor gravedad específica?

- El cable eléctrico es de la dimensión apropiada y para el ambiente? Se requiere cambiar si la unidad es de mayor dimensión?
- Es el diseño adecuado para minimizar el costo operativo?
- Son los controladores del motor y los transformadores suficientes? Se requiere cambiar si la unidad es de mayor dimensión?
- El motor está sobre balanceado?
- El equipo está apropiadamente recubierto para la instalación.
- Existe suficiente nivel de fluido sobre la bomba.

La Figura A – 4 es un diagrama propuesto para una nueva instalación de ESP para el pozo D1.

Para el diseño del pozo D1 se generó la Tabla A – 2 para calcular la capacidad de producción con un nuevo diseño ESP y la Tabla A – 3 para calcular la frecuencia máxima de operación con el equipo ESP.

SOFTWARE PARA DISEÑO

El programa “Autograph V3.5” de la Cia. Centrilift es una herramienta importante para la validación del diseño para el equipo electrocentrífugo que se recomienda instalar en un pozo. En la Figura A – 5 se muestra un ejemplo de cálculo para el pozo D1.

Los datos requeridos para el pozo D1 se agrupan en:

- Propiedades de los Fluidos: API, %WC, SG, GOR, R_s , temperatura, viscosidad y % gas.
- IPR, Índice de Productividad, datos de producción.
- Descripción y profundidad de la sarta de Completación y Producción.
- Objetivos de producción total, profundidad y presión de admisión de la bomba.

El programa calcula inmediatamente con precisión:

- Comportamiento del Flujo: Presión fluyente.
- Condición en la Admisión: Porcentaje de gas en la bomba, nivel de fluido sobre la bomba.
- Condiciones en la Descarga: Presión de descarga, carga dinámica total (TDH).

Estos resultados nos permite mejorar ó modificar el diseño en el pozo D1:

- Si la presión en la admisión es muy baja (menor 500 psi).
- Si el nivel de fluido sobre la bomba presenta un bajo margen de seguridad que podría ocasionar cavitación (menor de 1000 pies).
- Si las presiones de fricción son bastante altas por el pequeño diámetro de la tubería de producción.
- Si la presencia de gas es crítica en la admisión de la bomba (mayor a 5%)

La presencia de gas libre en el sistema, requiere replantear el diseño para incrementar la presión en la admisión de flujo de la bomba, usando los siguientes métodos:

- Inyectar crudo por el espacio anular.
- Sentar la bomba lo más profundo posible.

La inyección de petróleo liviano por el espacio anular en pozos con crudo pesado con bajo corte de agua (y hasta 85%) ha mejorado significativamente el comportamiento hidráulico de las bombas electrosumergibles.

En la Figura A – 6 se determina el tipo de bomba que se requiere usar en la instalación para el pozo D1. En esta hoja se selecciona el tipo de bomba que se acerca más a los parámetros de admisión y descarga calculados previamente en la Figura A – 5. La selección del punto de diseño se realiza por experiencia:

- Generalmente para flujo mixto. Las bombas con flujo radial se utilizan para levantar bajas tasas de fluido.
- Para un rendimiento en la zona de empuje ascendente (“upthrust”).
- Sobre la base de diseños anteriores.
- Por disponibilidad de bombas en stock.

El comportamiento de la bomba ESP para el pozo D1 se muestra en la Figura A–7

En los diseños de bombas con fluidos de alta viscosidad y bajo corte de agua se debe utilizar las curvas de rendimiento corregidas por viscosidad para no incurrir en el error de subdimensionar los HP y sobredimensionar la máxima frecuencia.

El diseño en pozos de petróleo pesado se requiere calcular anticipadamente el volumen de inyección requerido para que la bomba trabaje en la zona óptima y de preferencia en la zona de empuje ascendente.

El software también proporciona el motor de fondo asociado al tipo de bomba seleccionado, el tipo de cable y el equipo de superficie requerido: grupo electrógeno, transformador y controlador de motor.

A.2 OPERACIONES CON BOMBEO NEUMÁTICO (GAS LIFT)

El principio de operación del “gas lift” se basa en reducir la densidad del líquido dentro de la tubería de producción. En el sistema de “gas lift” **continuo** el gas natural se inyecta (bajo compresión directa en superficie) dentro de la corriente de fluido a una determinada profundidad (profundidad de la **válvula operativa**) para que alivie la columna hidráulica y permita que el líquido del pozo fluya a la superficie. El propósito del gas extra es reducir la presión fluyente de fondo del pozo. Este método nos permite producir pozos entre un rango de producción de 100 y 1400 BPD (se puede llegar a producir hasta 8000 BPD, si se llega a disponer de suficiente gas).

La presión de fondo es la suma de la presión en la tubería de producción (por el estrangulador, la línea de flujo y el separador) más la caída de presión en la tubería de producción desde la superficie hasta la válvula operativa más la caída de presión en la tubería de producción desde la válvula operativa hasta la formación. La ecuación se describe a continuación:

$$P_{\text{fondo-pozo}} = P_{\text{superficie}} + [(G_{\text{gradiente encima válvula operativa}}) \times (D_{\text{profundidad hasta la válvula operativa}})] + [(G_{\text{gradiente debajo válvula operativa}}) \times (D_{\text{profundidad reservorio}} - D_{\text{profundidad hasta la válvula operativa}})]$$

El flujo que se produce en el pozo es un flujo multifásico donde la gradiente de presión no es constante. Para el cálculo de la gradiente se utilizan correlaciones tales como las de Hagedorn y Brown, Beggs y Brill, Duns y Ross, Orkisewski.

APLICACIONES DEL MÉTODO DE “GAS LIFT”

- En pozos con alto GOR (relación gas-crudo) presenta una buena ejecución.
- En pozos que producen crudo con arena.
- En pozos desviados ó curvos.
- En pozos profundos, por encima de 7,000 pies.
- En pozos donde se espera cambios bruscos de tasa de producción.
- En pozos con completaciones múltiples.
- En pozos completados con pequeño diámetro de forros.
- En pozos ubicados en plataformas ó locaciones con limitación de espacio.

Este método es ideal y eficiente cuando el potencial ó PI de un pozo es bajo, por ejemplo cuando el PI es del orden de 0/1 Bbls/día/psi.

EL SISTEMA DE “GAS LIFT”

El sistema de “gas lift” consta de los siguientes componentes: fuente de gas a alta presión, sistema de distribución de líneas para llevar el gas al cabezal de pozo, control en superficie, equipo de subsuelo, mandriles, válvulas, líneas de flujo, equipo de separación y almacenamiento. En la Figura A – 8 se presenta un esquema genérico del sistema de “gas lift”.

- El mandril puede ser convencional ó recuperable. El **mandril convencional** es una parte integral de la sarta de la tubería.
- La **válvula** puede ser de varios tipos, dependiendo en la utilización específica. Su función es regular la presión y el volumen de inyección en la tubería. Normalmente una válvula de control (“check”) como parte integral previene el retorno de los líquidos hacia los forros cuando se descarga.
- La instalación consta de un empaque con un niple de asiento en el fondo de la tubería de producción y una manga corrediza (“sliding sleeve”).
- El **separador** es importante en las operaciones de “gas lift” y debe ser lo suficientemente grande para controlar los requerimientos de producción.
- Registradores de presión de la tubería y los forros, un medidor de orificio para registrar los volúmenes de inyección, un plato de orificio y controladores de superficie (estranguladores, reguladores).

Para instalaciones de “gas lift continuo” se puede utilizar una instalación abierta ó una instalación cerrada con tubería de producción, empaque y válvula de retención (“standing valve”). Se coloca uno ó dos mandriles con válvulas sin orificio en el fondo para facilitar los trabajos de descarga durante el servicio de pozos.

MECÁNICA DE LAS VALVULAS DE “GAS LIFT”

La mecánica de las válvulas se divide en dos categorías:

- **Cargadas a presión:** La presión cargada con nitrógeno dentro de la cúpula crea una fuerza en la bola para mantenerla sentada, opuesta a las fuerzas creadas por la presión de la tubería y la presión de los forros.
- **Resorte cargado:** Existe presión en los fuelles y utiliza el resorte para proveer la presión adicional de cierre, opuesta a las fuerzas creadas por la presión de la tubería y la presión de los forros.

Existen diversos tipos de válvulas de bombeo neumático, entre las principales y de mayor uso podemos mencionar las siguientes:

- **Operadas por presión en la tubería de producción (señal de fluido):** válvulas recuperables ó fijas de “gas lift” con resorte cargado sensitivas a la presión de la tubería de producción. Apropriadas para flujo continuo e intermitente.
- **Operadas por presión en los forros:** válvulas recuperables ó fijas de “gas lift” con resorte cargado ó cargadas con nitrógeno sensitivas a la presión de los forros. Apropriadas para flujo continuo e intermitente.
- **Ficticias (“Dummy”):** válvulas recuperables diseñadas para evitar la comunicación entre la tubería de producción y los forros.
- **Operativas:** válvulas recuperables ó fijas de fondo en instalaciones de “gas lift continuo”.

PROCESO DE OPERACION

En una instalación del tipo convencional, el proceso de la descarga del pozo de “gas lift” se desarrolla como sigue:

- Todas las válvulas están inicialmente abiertas.
- La presión de gas que se aplica al espacio anular entre los forros y la tubería de producción, permite el pase del líquido dentro de la tubería de producción haciendo que el líquido fluya hacia la superficie.
- Cuando el nivel de líquido en los forros descubre la válvula superior, el gas ingresa a la tubería de producción por ésta válvula.
 - El gas reduce la gradiente de presión en la tubería de producción encima de la válvula superior. Esto permite reducir la presión en la tubería de producción para la siguiente válvula y permite que el nivel de líquido en los forros se desplace hacia abajo.
 - El gas que ingresa en la tubería de producción permite que la presión en el anular descienda.
- Cuando la segunda válvula se descubre, el gas también ingresa a la tubería de producción a través de la segunda válvula, cuando la presión del anular desciende hasta una presión pre establecida, la válvula superior se cierra.
 - La presión de cierre de una válvula en particular es siempre mayor que la presión de cierre de la válvula debajo de ésta.
 - Las válvulas continúan cerrándose debajo de la sarta de la tubería de producción a medida que la presión desciende.
- Esta secuencia continua hasta que la válvula operativa se descubre y todas las otras válvulas se cierran.

El trabajo de las válvulas de “gas lift” en pozos con flujo continuo se describe a continuación:

- La válvula operativa está siempre abierta.
- La apertura de las válvulas debería ajustarse durante los cambios en las condiciones del pozo.
 - Un incremento de presión en la tubería de producción frente a la válvula operativa debería causar que se abriera mucho más. Esto significa que la gradiente de presión por encima de la válvula se ha incrementado (por incremento del WOR, la caída del GLR). Se requiere más gas para aligerar la columna.
 - Un incremento de presión en la tubería de producción frente a la válvula debería causar que se estrangule. Esto significa que la gradiente de presión por encima de la válvula ha caído (por reducción en la tasa de crudo ó incremento en la producción de GLR). Se requiere menos gas para mantener el pozo fluyendo.
- Una válvula con un orificio fijo reaccionará de manera opuesta.
 - Una mayor caída de presión a través de la válvula de “gas lift” causará que la tasa de inyección se incremente. Una menor caída de presión a través de la válvula de “gas lift” causará que la tasa de inyección se reduzca.
- Las válvulas descargadas están cerradas, excepto durante la operación de descarga.
 - La presión de cierre esta fijada antes que las válvulas se instalen.
 - Las válvulas cerca al fondo deberían ser del mismo tipo como la válvula operativa planeada para acomodar los ligeros cambios de condición.

En la Figura A – 9 se presenta un diseño típico de “gas lift continuo” desarrollado con un programa de fácil aplicación e integración al sistema de computación.

Las ventajas y desventajas del “gas lift continuo” comparado con el “gas lift intermitente”:

Ventajas

- Los requerimientos de volumen y presión de gas son constantes.
- La energía del gas comprimido se utiliza con mayor eficiencia.
- La presión fluyente de fondo del pozo permanece constante en reservorios por impulsión de agua.
- Se requiere un control simple en superficie para la inyección de gas.

Desventajas

- La presión fluyente de fondo del pozo no puede descender demasiado. La mínima gradiente de presión requerida esta entre 0.100 y 0.150 psi/pie cuando se utiliza valores altos de GLR. El peso de la mezcla gas-líquido en la tubería de producción siempre actúa en la formación.

REQUERIMIENTOS DE POTENCIA PARA LOS COMPRESORES

La potencia requerida para comprimir un gas perfecto que contiene un pequeño porcentaje de hidrocarburos pesados se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia (hp)} = 0.223 M [(p_2/p_1)^{0.2} - 1]$$

Donde:

M (mscf/día) tasa gas a condiciones standard

p₁ (psia) presión ingreso al compresor

p₂ (psia) presión salida del compresor

PROCEDIMIENTO PARA SERVICIO DE POZOS

- Armar Unidad a Cable.
- Equilibrar presiones por tubos y forros y sacar la válvula ciega en el fondo. Sacar y desarmar Unidad a Cable.
- Armar Unidad de Servicio de Pozos.
- Bombear diesel bajo tubería para circular hacia arriba por forros. Mantener una presión de retorno de 300 psi por el espacio anular. Esperar hasta que la presión por tubos descienda a 0 psi (pozo muerto). Registrar nivel de fluido.
- Desarmar árbol de Navidad. Instalar BOP's. Probar BOP's con 2,500 psi.
- Perforar hueco para ratón.
- Liberar colgador de tubería.
- Circular lodo base crudo (8ppg) bajo tubería y hacia arriba por forros. Balancear presiones por tubos y forros. Esperar hasta que la presión por tubos descienda a 0 psi (pozo muerto).
- Sacar y echar tubería. Llenar pozo cada 20 tubos.

- Armar dispositivo para coger empaque FB-1 y bajar sarta de tubería de perforar (drill pipe) con molino. Tocar empaque FB-1 lentamente.
- Moler y pescar empaque FB-1. Sacar sarta de tubería de perforar (drill pipe).
- Bajar sarta de tubería de perforar (drill pipe) con broca y rascador para limpiar hasta zapato de forros. Circular con pastilla de alta viscosidad para asegurar la limpieza en los forros.
- Intentar limpiar hasta fondo del pozo. Continuar circulando con pastilla de alta viscosidad. Sacar sarta de tubería de perforar (drill pipe).
- Bajar empaque FB-1 con sarta de tubería de perforar (drill pipe) y sentarlo. Sacar y echar tubería de perforar (drill pipe).
- Bajar tubería con mandril de "gas lift" con válvulas, "Sliding Sleeve", "niple R NO Go" y Ubicador de tubería G-22 de 13 unidades de sello y un espacio entre ellas como sigue: 2 válvulas tipo R-1 (3/16"), 2 válvulas R-1 (1/4"), 1 válvula JR-SO (1/4") Orificio, 2 válvulas ciegas al fondo.
- Activar empaque FB-1 a la profundidad de diseño. Sacar 2 pies para espaciar. Desactivar y reemplazar tubos cortos como se requiera.
- Activar empaque FB-1 a la profundidad de diseño. Sacar 2 pies para espaciar y atracar colgador de tubería.
- Armar Unidad a Cable, bajar y sentar RB-2 y sentar dentro de "niple R No Go". Probar sellos hasta una presión de 500 psi por tubos. Sacar RB-2. Desarmar Unidad a Cable.
- Desarmar BOP's. Armar árbol de Navidad y probar con 3,000 psi.
- Armar conexiones de superficie y líneas de "gas lift" al cabezal.
- Inyectar gas y descargar el pozo a la Planta de Producción.
- Liberar la Unidad de Servicio de Pozos.

En la Figura A – 10 se propone una nueva instalación con "gas lift" para el pozo en servicio.

A.3 SISTEMAS DE RECOLECCION

LINEAS PRINCIPALES

Las líneas principales de recolección son tuberías "standard Schedule 40":

- Conductos para crudo-agua-gas de Pozos hacia Plantas, son líneas de flujo de 4" y 6" de diámetro que se inician en el cabezal de pozo.
- Conductos para crudo-agua-gas de troncales de Pozos hacia Plantas, son líneas de 10" y 12" de diámetro que recolectan el fluido de las líneas de flujo.
- Conductos para crudo entre Plantas, son oleoductos de 8" y 10" que transportan el crudo desde las Plantas de Tratamiento hasta la Planta de Fiscalización.
- Conductos para crudo liviano para Plantas y Pozos, son oleoductos para distribución de crudo liviano (30° API) hacia las Plantas ó Pozos de crudo pesado (10° API) con la finalidad de incrementar el API de la mezcla. Para las Plantas son de 6" de diámetro y para los Pozos son de 4"y 2" de diámetro.

Para las líneas de flujo de los pozos se encuentra instalados dispositivos de control por alta presión (150 psi por encima de la presión normal de trabajo) para parar la operación del pozo. Para las troncales principales se encuentran instalados dispositivos de control por bajo flujo para parar la operación de los pozos involucrados a este proceso. Para los oleoductos de crudo y de liviano existe el sistema "SCADA" de detección y control remoto de fugas y / o roturas en las tuberías.

LINEAS SECUNDARIAS

Las líneas secundarias que complementan la operación son:

- Conductos para distribución de diesel desde la Planta de Destilación, son líneas de 3 1/2" y 2". de diámetro para suministrar combustible a todos los grupos electrógenos en las Plantas y los Pozos.
- Conductos para captación de agua desde Fuentes Naturales, son líneas de 3" y 2" de diámetro para suministrar agua a las Plantas (Sistema de Tratamiento y Sistema de Contraincendio) y Campamentos (Sistema de Agua Potable).
- Conductos para eliminación de agua desde las Plantas hasta Pozas Artificiales, son líneas de 16" de diámetro. La descarga desde la Planta a la Poza Principal y a la Poza de Seguridad se realiza a través de tuberías de fibra de vidrio.

RED DE LINEAS TÍPICAS

Las siguientes líneas se utilizan en el sistema de producción de crudo y en el sistema de distribución del diesel en la Operación:

NOMINAL Pulgadas	DIAMETRO INTERNO Pulgadas	ESPESOR Pulgadas	PESO Lbs/pie	CLASE PESO	SCHED	PRUEBA PRESION Psi	USO PRINCIPAL
2	2.067	0.154	3.65	STD	40	2500	Diesel. Liviano.
2 ½	2.469	0.203	5.79	STD	40	2500	Diesel
3	3.068	0.216	7.58	STD	40	2500	Diesel
3 ½	3.548	0.226	9.11	STD	40	2400	Diesel
4	4.026	0.237	10.79	STD	40	2200	Pozos. Liviano
5	5.047	0.258	14.62	STD	40	1900	Oleoductos liviano
6	6.065	0.280	18.97	STD	40	1800	Pozos. Oleoductos
8	8.071	0.277	22.17	-	30	1300	Troncales.
10	10.136	0.279	31.20	-	-	1100	Oleoductos.
10	10.020	0.365	40.48	STD	40	1400	Troncales.
12	12.000	0.375	49.56	STD	40	1100	Troncales

MEZCLA DE CRUDO

La mezcla del crudo pesado (10° API) con el crudo liviano (30° API) se realiza para lograr dos objetivos principales:

- Obtener un crudo con el API de acuerdo a las especificaciones de venta.
- Obtener un crudo con la viscosidad dinámica para ser transportado adecuadamente.

En el proceso de mezcla se lleva a cabo en las locaciones de los pozos de la siguiente manera:

- **En superficie:** la línea de ingreso de crudo liviano esta conectada a la línea de salida de flujo del pozo en el manifold con destino a la Planta. El régimen de flujo liviano se fija a través de una válvula reguladora de flujo.
- **En subsuelo:** la línea de ingreso de crudo liviano esta conectada a los forros en el cabezal del pozo. El régimen de flujo liviano se fija a través de una válvula reguladora de flujo.

En la mezcla en subsuelo, el crudo liviano inyectado por forros retorna a superficie como parte del fluido producido. Este método se utiliza sólo para pozos de crudo pesado y con bajo corte de agua con la finalidad de proteger el motor del ESP.

Para mantener una mezcla apropiada del API es necesario tener en consideración los siguientes factores:

- Las variaciones de la calidad (API) y cantidad (Tasa de flujo) de crudo liviano.

- Paradas programadas ó imprevistas de pozos con inyección de liviano.
- Arranques programados de pozos con inyección de liviano.
- Variación de producción de crudo en los pozos.
- Prueba de pozos a tanque con inyección de liviano.
- Operación defectuosa de las válvulas de control de inyección de liviano en los pozos.
- Fuga de crudo liviano en líneas.
- Inestabilidad de los equipos en la Planta de Tratamiento.
- Tiempo de residencia del crudo en los “vessels” y tanques en la Planta de Tratamiento.
- Tiempo de viaje del crudo desde los pozos hacia la Planta de Tratamiento.

Para obtener un determinado °API se requiere mantener proporciones de gravedad y tasa como se indica en el ejemplo a continuación:

GRAVEDAD Api	TASA Bbls/día	GRAVEDAD ESPECIFICA	PESO Bbls/día
10.0	12,500	1.00	12500
30.0	9,500	0.88	8324
18.0	22,000	0.95	20824

El factor de mezcla (inyección / producción) que resulta es de 0.76.

El comportamiento de un oleoducto típico para una tasa de 24,000 Bbls/día se presenta en la Tabla A – 4. La variación de la tasa con la presión de bombeo se ilustra en la Figura A – 11.

Las líneas de producción esta sujetas a una inspección visual de acuerdo a un programa semanal con la finalidad de detectar fugas. Cada dos años se realiza una inspección integral con la finalidad de evaluar las condiciones de la línea como: origen y número de fallas, tramos semi enterrados ó completamente enterrados, tramos en cruce de carreteras; con la finalidad de evaluar y programar su reparación.

La presión de descarga del crudo en la Planta aumenta con la disminución de la temperatura (mayor viscosidad) debido a las lluvias, ocasionando un mayor trabajo de las moto-bombas y un mayor esfuerzo del oleoducto. Como medida de protección se establece presiones de trabajo límite, instalando controles en la línea (primero de recirculación a los tanques y finalmente de parada del bombeo) y en las moto-bombas (de parada del bombeo).

B.- TRATAMIENTO DE CRUDO

B.1 DESEMULSIFICACION

CAUSAS Y OCURRENCIA

El crudo recibido en las Plantas contiene pequeñas cantidades de agua producida (0.1% y 1.5%) que no puede ser removida en forma económica en el campo. El agua producida ó salmuera producida con el crudo es salada y contiene impurezas solubles en el agua: sodio, calcio. Adicionalmente el crudo contiene sedimentos muy finos: partículas, arena, arcilla, lodos. Al reducir los cloruros y sedimentos (libras de sal por mil barriles = PTB) del crudo, la capacidad de refinación aumenta.

NATURALEZA DE LAS EMULSIONES

Definición de una emulsión

Una emulsión se define como una mezcla de dos líquidos mutuamente no miscibles, uno de los cuales esta disperso en forma de gotas (fase interna) en el otro (fase externa o continua). El sistema está estabilizado por un agente de emulsión de tal manera que las gotas no coalescen y no responden a los efectos de asentamiento por gravedad.

Los tres componentes en una emulsión directa de agua en aceite son:

- Agua como la fase interna ó dispersa.
- Aceite como la fase continua o externa.
- El agente de emulsión que estabiliza la dispersión.

Las emulsiones de crudo en agua se denominan emulsiones inversas.

Condiciones para que se produzca una emulsión

- Los dos líquidos deberán ser no miscibles: crudo y agua (ó salmuera).
- Deberá existir un agente de emulsión o película interfacial.
- Deberá existir agitación suficiente para dispersar el agua en forma de gotas en el aceite.

Propiedades de los agentes de emulsión

- Reducen la tensión interfacial aceite-agua: Los emulsificantes tienen una atracción en las interfaces agua-aceite y se adhieren a las gotas de agua, así estas gotas permanecen dispersas en el aceite evitando la coalescencia.

- Forman una película rígida alrededor de las gotas dispersas de agua: Esta película interfacial es una mezcla compleja de material coloidal disuelto y con sólidos suspendidos.
- Mantienen las gotas suspendidas en el agua: Las partículas de emulsión son insolubles y se mueven en la fase de aceite y tienden a llevar las gotas de agua a su alrededor y mantenerlas suspendidas en el aceite.

La composición del crudo varía ampliamente, así existe una gran variedad de estos agentes de emulsión: asfaltenos, parafinas, resinas, ácidos orgánicos, fenoles, cresoles, sales metálicas, sílice, arcillas, lodos de perforación, carbonato de calcio, arena, productos corrosivos y muchos otros.

PRINCIPALES METODOS PARA LA SEPARACION DE ACEITE Y AGUA

Conceptos básicos para la resolución de una emulsión de agua en el crudo

- **Desestabilización:** La película interfacial alrededor del agua dispersa debe ser debilitada y rota. Esto se consigue usualmente con la adición de calor y / o desemulsificante químico apropiado.
- **Coalescencia:** Después que la película interfacial se ha roto, las gotas dispersas deben coalescer en gotas más grandes, lo suficiente para asentarse en el crudo. Esto se logra con un periodo moderado de agitación ó a través de un campo eléctrico.
- **Separación por Gravedad:** Se provee un tiempo suficiente de asentamiento para permitir que las gotas de agua salgan del crudo debido a la diferencia de densidad. Esto se consigue suministrando un tiempo suficiente de residencia y un modelo favorable de flujo.

Métodos para la resolución de una emulsión de agua en el crudo

□ Tratamiento por Gravedad

El tiempo necesario para permitir que las gotas de agua asienten esta influenciado por la diferencia de densidad entre el agua y el aceite, por la *viscosidad del aceite* y por el tamaño y condición de las gotas de agua. La turbulencia incrementa el tiempo de asentamiento requerido. El tiempo de asentamiento puede variar considerablemente de un sistema a otro debido a numerosos factores. Con pruebas de botella combinados con la experiencia y datos teóricos puede conseguirse una buena predicción del tiempo de asentamiento.

La **Ley de Stokes** provee una explicación fundamental de cómo las gotas de agua dispersas en el crudo se asientan para separarse en gruesas fases de crudo y agua.

$$V_t = \frac{g (\Delta \rho_{ow}) D^2}{18 u}$$

Donde:

V_t (cm/seg)	Velocidad terminal gota agua a través del aceite
D (cm)	Diámetro de la gota agua
$\Delta \rho_{ow}$ (gm-cm)	Diferencia densidades entre agua y aceite
u (poises)	Viscosidad dinámica de aceite
g (981.5cm/seg ²)	Constante Gravitacional

- La velocidad de las gotas de agua esta influenciada directamente por la diferencia de densidad entre el agua y el aceite y por el cuadrado del diámetro de la gota de agua.
- La velocidad de las gotas de agua esta influenciada inversamente por la viscosidad del crudo.
- Los resultados de pruebas de campo para *emulsiones en crudo pesado* han verificado una dependencia general con las propiedades físicas de los fluidos (diferencia de densidades y viscosidad del crudo) en contraste con el tamaño de la gota.
- El límite para la aplicación de la Ley de Stokes es para una gota entre 3 y 100 micrones de diámetro.

La relación de **Rybczynski – Hadamard** es una modificación de la Ley de Stokes que se aproxima mucho mejor para los regímenes de caída del agua en crudo el Campo del Petróleo.

$$V_t = \frac{g (\Delta \rho_{ow}) D^2}{6 u} \cdot \frac{u_w + u}{3 u_w + 2 u}$$

Donde:

V_t (cm/seg)	Velocidad terminal gota agua a través del aceite
D (cm)	Diámetro de la gota agua
$\Delta \rho_{ow}$ (gm-cm)	Diferencia densidades entre agua y aceite
u (poises)	Viscosidad dinámica de aceite
u_w (poise)	Viscosidad dinámica del agua dispersa
g (981.5cm/seg ²)	Constante Gravitacional

El régimen de asentamiento en esta relación es de 20% a 50% mayor que la rígida aproximación de una gota esférica calculada por la ecuación de Stokes.

□ **Tratamiento Térmico**

El calor provee una ayuda para la mezcla, coalescencia y asentamiento. El calor influye en la resolución de las emulsiones de crudo en diversas maneras:

- Reduce la viscosidad del aceite y así permite que las gotas de agua se asienten rápidamente a través del crudo menos viscoso.
- Debilita / rompe la película interfacial al expandir las gotas de agua.
- Incrementa el movimiento molecular de las gotas de agua.
- Desactiva la emulsión.
- Altera la diferencia de densidad entre el crudo y el agua para disminuir el tiempo de asentamiento.

El excesivo calor es costoso y puede causar el encogimiento del crudo ó pérdida de volumen por la pérdida significativa de los livianos.

□ **Tratamiento Químico**

El desemulsificante químico desestabiliza la emulsión del crudo y ayuda a la coalescencia.

El mecanismo para desestabilización esta cercanamente unido al mecanismo para estabilizar la emulsión.

Los desemulsificantes químicos absorben las interfaces agua-aceite y actúan para:

- Romper la película estable y / o desplazar los agentes hacia el crudo. Modifican la **película rígida** estable de las interfaces aceite-agua en una película delgada, flexible y frágil.
- Impartir una fuerte atracción a la emulsión de pequeñas gotas con una carga similar para que tiendan a **flocular** ó formar largas agrupaciones.
- Promover la ruptura de la película interfacial de la gota de agua y permitir que las gotas de agua lleguen a **coalescer**.
- Alterar las propiedades de **mojabilidad** de las partículas sólidas parcialmente mojadas, haciendo que éstas sean completamente mojables a una de las fases. Los sólidos como el sulfuro de fierro, arcillas, arenas, sales inorgánicas y lodos de perforación pueden ser mojables en agua y liberarse de las interfaces y dispersarse en la fase agua. Las parafinas y asfaltenos pueden ser mojables en crudo y estar dispersos en el crudo.

Los desemulsificantes son agentes de superficie activa con alto peso molecular y son similares a los jabones, detergentes y agentes humectantes.

- Los desemulsificantes para el crudo están derivados de alcoholes, ácidos grasos, aminas grasas, glicoles y productos condensados de subresinas alquil fenol-formaldehidas. Los nuevos desemulsificantes son las **poliesteramidas**.

La aplicación de los desemulsificantes se lleva a cabo a través de los siguientes métodos:

- **Tratamiento en fondo del pozo:** Una mezcla intensa con alta temperatura de fondo. La química entra en contacto antes que la emulsión sea estable. Reduce la viscosidad de la emulsión resuelta, reduce presión e incrementa la producción. Sin embargo se presentan dificultades mecánicas para inyectar la química en el fondo del pozo.
- **Tratamiento en las líneas:** La inyección de química en el cabezal del pozo es buena, sin embargo los costos iniciales pueden ser altos en el mantenimiento / servicio.
- **Tratamiento en Planta:** El punto de inyección más común es en la entrada a los separadores. Este sistema es menos costoso. Previamente se requiere determinar una prueba real de Planta para evaluar el comportamiento del desemulsificante y para optimizar la dosis versus costo con el sistema de perfilaje. El medio más exitoso para seleccionar el desemulsificante en el laboratorio es la Prueba de Botella que consiste en adicionar varios desemulsificantes en varias muestras con emulsión y observar los resultados.

□ **Tratamiento Eléctrico**

La coalescencia eléctrica es el principal método para la desemulsificación eléctrica en las operaciones de desalado.

EQUIPO USADO PARA EL TRATAMIENTO DE LAS EMULSIONES DE CRUDO

□ **Separadores de aceite y gas:**

Los separadores de gas horizontales o verticales proveen de un gran potencial de agitación. La evolución del gas por si mismo origina turbulencia y agitación.

□ **Separadores de agua libre (“Free Water Knockouts”):**

Los “FWKO” tienen como función remover el excesivo volumen de agua libre contenida en el fluido producido. También pueden separar el gas en la parte superior de la unidad. Pueden trabajar con calentadores térmicos. Reduce el contenido de BS&W hasta un mínimo de 2%.

□ **“Flow Splitters”:**

Tienen como función distribuir el flujo hacia los equipos que continúan en el proceso a la vez que remueven el excesivo volumen de agua libre contenida en el fluido producido. Pueden trabajar con calentadores térmicos. Reduce el contenido de BS&W hasta un mínimo de 2%.

□ **Tratadores :**

Son “vessels” con presión que operan bajo el principio gravitatorio y tienen como función remover el volumen de agua libre contenida en el crudo. También pueden separar el gas en la parte superior de la unidad. Pueden trabajar con calentadores térmicos. Reducen el contenido de BS&W hasta un mínimo de 1%. La Figura B – 1 muestra un tratador térmico con un solo tubo de fuego.

□ **Desaladores / Deshidratadores Electrostáticos:**

El desalador es el principal equipo para la desemulsificación eléctrica. Los desaladores pueden trabajar con calentadores térmicos (con uno ó dos tubos de fuego).

□ **“Wash Tanks o Gunbarrels”:**

Los tanques de lavado están equipados con: un separador de baja presión, un sistema con ranuras para separar / distribuir el crudo, un control de nivel y una línea para rebose del crudo.

En los tanques de lavado la velocidad de la caída del agua no es tan importante debido a que por lo general tienen gran capacidad con relación al volumen de fluidos que pasan a través del mismo.

Las interfaces entre el crudo y agua no tiene necesariamente que estar muy limpias, pero si se desarrollara una capa, esta deberá estabilizarse en un espesor aceptable. Esta capa de interfaces podría servir como un filtro para sólidos ó emulsión no resuelta.

La cantidad y calidad de agua inyectada son muy importantes para conseguir los valores de PTB aceptables.

El agua de inyección usada es agua fresca pre-calentada. El volumen de agua inyectada puede estar entre el 10 y 15 % de la capacidad del tanque de lavado, dependiendo del régimen de ingreso del crudo. La salinidad del agua debe mantenerse por debajo de 10,000 ppm de Cloruros.

□ **Tanques de Asentamiento:**

En los tanques de asentamiento la velocidad de la caída del agua no es tan importante. Las interfaces del crudo-agua estarán al fondo del tanque, por lo tanto, el crudo mantendrá el BS&W dentro de las especificaciones para su venta.

B.2 OPERACIÓN DE DESALADO

SEPARACION POR COALESCENCIA ELÉCTRICA

La mayoría de las gotas de salmuera en la emulsión agua en crudo en el proceso de desalado son de 1 a 10 micrones de diámetro, son tan pequeños que la separación por coalescencia y asentamiento es muy difícil por los simples métodos gravitacionales.

La coalescencia electrostática involucra la aplicación de un campo eléctrico a la emulsión que ingresa al desalador. El campo eléctrico aplicado crea una fuerza atractiva dipolar inducida entre los terminales positivos y negativos de las gotas que causan que estos se combinen en grandes gotas y coalescan. Seguidamente la separación se realiza por gravedad.

La magnitud de la **fuerza de atracción** entre las gotas en un campo eléctrico esta definido como:

$$F = \frac{K E^2 D^6}{S^4}$$

Donde:

- F Fuerza de atracción entre gotas
- E Gradiente de voltaje
- D Diámetro de las gotas
- S Distancia entre las gotas (S mayor D)
- K Constante del sistema (constante dieléctrica del petróleo)

A medida que las gotas incrementan en tamaño y se aproximan unas a otras (D/S) la fuerza entre ellas llegan a ser muy grandes y producen rápidamente la coalescencia.

La fuerza de coalescencia máxima esta relacionada con la gradiente de **voltaje crítica**. Si se excede causará que las gotas grandes se dispersen en gotas sub-micronicas.

$$E_c < K \sqrt{T/D}$$

Donde:

- E_c Gradiente de voltaje crítico
- T Tensión superficial
- D Diámetro de gota
- K Constante del sistema

Para un crudo pesado con una densidad de 0.90 gr/cm³, expuesto a una típica gradiente eléctrica de 5 Kv/pulg, para un diámetro de gota de 4 micrones, la **relación entre la fuerza electrostática con la fuerza gravitacional** es alrededor de **1000 a 1**.

USO DE QUÍMICA EN EL DESALADO

Los aditivos químicos son generalmente usados en el desalado electrostático para mejorar la eficiencia de desalado. Los productos químicos usados son generalmente desemulsificantes que tienen fuerte atracción en las interfaces crudo / agua. El propósito de esta química es mejorar el contacto agua / salmuera, la floculación y / o mojabilidad de los sólidos.

La química para el desalado se inyecta usualmente en la línea de ingreso de crudo a través de una bomba de química para que el tiempo de residencia del crudo y la turbulencia ayuden a la química a dispersarse en la película interfacial. La dosis utilizada varía entre **3 a 12 ppm** del volumen del crudo tratado.

DESHIDRATADOR ELECTROSTÁTICO

Los tratadores electrostáticos son equipos usados para reducir el contenido de agua y / o sal contenido en los líquidos de petróleo, particularmente en el crudo. Pueden trabajar con calentadores térmicos.

El tratamiento electrostático es aplicado por tratadores para emulsión horizontal (también vertical) con parrillas eléctricas en las secciones de coalescencia ó asentamiento. Los tratadores de emulsión electrostática tienen instaladas dos parrillas de electrodos, una parrilla fija que está alambrada a una fuente de corriente eléctrica (AC) y otra parrilla regulable ó fija que está a tierra.

La Figura. B – 2 es un típico desalador eléctrico con una grilla para regulación y sin calentador térmico.

DESCRIPCION DEL PROCESO DE DESALADO

El proceso en la Planta sigue la siguiente secuencia:

- Adición de 5 – 10 % de agua fresca al crudo para contactar y coalescer con las gotas de salmuera.
- Regulación de la caída de presión a través de la válvula de mezclado para controlar el tamaño de la gota de agua creando una emulsión de agua en crudo.
- Aplicación de un campo electrostático ($\pm 16,500$ voltios) que remueva la emulsión para mejorar la coalescencia de las gotas de agua.
- Separación de las gotas coalescidas del crudo como resultado del asentamiento gravitatorio en el estrato de agua.
- Eliminación de las impurezas solubles en agua con el drenaje del agua desde el fondo del desalador.

Indices de Eficiencia

- Eficiencia de desalado $E_o = \frac{S_i - S_o}{S_i} \times 100 > 90 \%$
- Eficiencia de desaguado $E_w = \frac{W_w + W_i - W_o}{W_w + W_i} \times 100 > 95 \%$
- Eficiencia de mezcla $n = \frac{W_w S_i - W_i S_o}{W_w S_o} \times 100 -$
- Óptimo contenido de sal $A = \frac{W_o (S_i + 0.01 W_w S_w)}{W_w + W_i} -$
- Índice de mezcla $MI = A / S_o > 0.90$
- Eficiencia del proceso $E = \frac{S_i - S_o}{S_i - A} \times 100$

Contenido Sal (PTB):

S_i - Carga de Crudo S_w - Carga de Agua S_o - Crudo desalado

Contenido Agua (%BS&W):

W_i - Carga de Crudo W_w - Carga de Agua W_o - Crudo desalado

VARIABLES OPERACIONALES RELACIONADAS AL COMPORTAMIENTO DEL DESALADO

Las variables principales que controlan el proceso de desalado son:

- Mecánicas: Niveles de interfaces aceite-agua.
Fijación de la válvula mezcladora.
Instalación de rejillas y / o cajas de distribución dentro del desalador.
Condición de la carga eléctrica del transformador.
Temperatura de operación apropiada.
- Eléctrica: Porcentaje de agua para el lavado.
Caída de presión a través de la válvula mezcladora.
Conductividad del crudo.
- Gravitacional: Ley de Stokes.
Coalescencia.
Propiedades físicas del crudo: densidad y viscosidad.
Tiempo de residencia.
- Químicas: Impurezas del agua y del crudo: sedimentos, ácidos orgánicos, materiales asfálticos.

B.3 PRESENCIA DE ESPUMA

CAUSAS Y OCURRENCIA

La espuma se produce cuando la presión y la temperatura se reducen mientras el crudo fluye del pozo hacia la superficie y el gas se envuelve como burbujas pequeñas a través del crudo. Se llama a un crudo espumoso cuando existen agentes dispersos que tienden a concentrarse en la superficie activa en las interfaces entre el crudo y el gas.

Los problemas con espuma pueden ocurrir en las facilidades de producción para separación del crudo en superficie. Reducen drásticamente la capacidad de los separadores de aceite y gas. El crudo con espuma no puede medirse con precisión con los medidores de desplazamiento positivo ó equipos convencionales volumétricos para medición. Los crudos espumosos pueden ocasionar pérdida significativa de potencial de crudo y gas. Los problemas con espuma también pueden ocurrir en las paredes del pozo y ocasionar reducción en la eficiencia del equipo de bombeo dentro del pozo.

Factores que afectan la estabilidad de la espuma

- Viscosidad total del líquido.
- Viscosidad de las interfaces.
- Relación de líquido a gas.
- Tensión interfacial.
- Elasticidad interfacial.
- Calidad y cantidad de los agentes espumantes.
- Dimensión de la burbuja.
- Condiciones físicas como: temperatura, densidad y agitación.

Métodos para romper los crudos espumosos

- Asentamiento
- Agitación
- "Baffling"
- Térmico
- Anti-espumantes químicos
- Fuerza centrífuga

NATURALEZA DE LOS ANTI-ESPUMANTES

La acción de los anti-espumantes

- **Reducen la tensión interfacial:** Desplazan el estabilizador de la espuma de las interfaces porque son insolubles, de fácil dispersión y fuerte poder de esparcimiento en la fase continua de la espuma.
- **Modifican la película elástica:** Poseen una fuerte atracción superficial orientada en la película, hasta volverla inelástica.
- **Coalescencia:** Promueven la ruptura de las películas entre burbujas adyacentes. Así permiten que éstas puedan coalescer y separarse de la fase de crudo.

Química de los anti-espumantes

Los anti-espumantes son componentes con superficies muy activas que tienden a cubrir un amplio rango de aplicaciones en muchos sistemas con espuma.

La mayoría de anti-espumantes son derivados de siliconas, alcoholes, amidas, ácidos alifáticos o ésteres, sulfatos o sulfonatos y componentes inorgánicos y halogenados, jabones, ácidos grasos y productos naturales. Los anti-espumantes a partir de *siliconas* son los más eficientes en controlar los crudos espumosos.

Aplicación y selección de los anti-espumantes

La aplicación de los anti-espumantes se lleva a cabo a través de los siguientes métodos:

- **Tratamiento en fondo del pozo:** Anticipa problemas de espuma, mantienen la máxima producción del pozo. Pero existe dificultad en la inyección química en el fondo del pozo.
- **Tratamiento en Planta:** Anticipa problemas de espuma. El punto de inyección es antes del ingreso del fluido al equipo de separación para que el anti-espumante se diluya apropiadamente. Previamente se requiere evaluar el anti-espumante con una Prueba de Planta para optimizar su comportamiento con la dosis versus costo / eficiencia. La dosis recomendada puede iniciarse entre 5 a 10 ppm de concentración de anti-espumante.

El método de laboratorio para seleccionar el anti-espumante involucra crear una espuma estable (en una probeta graduada de 2000 ml.) para adicionar el anti-espumante al sistema con espuma y anotar el efecto en la dimensión de la espuma.

B.4 CLARIFICACION DE AGUA

CAUSAS Y OCURRENCIA

Durante la producción primaria de petróleo se presenta un problema con la producción de desechos de salmuera debido a la presencia de pequeñas cantidades de crudo libre / con emulsión o sólidos cubiertos y gran concentración de sólidos disueltos en la salmuera producida.

Las entidades gubernamentales reguladoras han impuesto los límites que se permite de aceite contenido en las salmueras producidas y descargadas en las aguas superficiales (océanos, ríos, lagos, etc.). Los valores de OIW (aceite en agua) deben ser menores a 20 ppm (partes por millón).

El aceite en las salmueras produce emulsión como emulsiones inversas ó dispersadas en el agua.

Los materiales suspendidos que comúnmente se encuentran en el agua incluyen arcillas, arenas, productos corrosivos, bacteria y aceites remanentes de separaciones incompletas de aceites producidos.

Generalmente los sólidos suspendidos son de naturaleza coloidal y en su mayoría soportan cargas negativas que causan una mutua repulsión y se mantienen en estado coloidal. El tamaño de las partículas y la carga están inter-relacionados. A menor tamaño de la partícula, más fuerte la repulsión entre partículas.

Definición de una emulsión inversa

El aceite es la fase dispersa y el agua es la fase continua.

Las emulsiones de crudo en agua se producen mayormente cuando:

- La relación agua / aceite (WOR) es alta.
- La cantidad de sólidos disueltos contenidos en el agua es baja.
- El agente emulsificante esta presente en la fase agua.

Los sólidos finamente divididos (carbonato de calcio, hidróxido de fierro y arcillas) actúan como agentes emulsificantes en emulsiones de crudo en agua.

Factores que afectan la estabilidad de una emulsión inversa

- Tensión interfacial: a menor tensión interfacial, mayor tendencia a una emulsión.
- Dimensión de la gota de aceite: su comportamiento se predice por la Ley de Stokes. Las gotas de aceite varían entre 10 a 40 micrones.
- Cambio de carga: la estabilidad de las emulsiones depende de la habilidad de las gotas de crudo de repelerse entre ellas.
- Condiciones físicas como temperatura, densidad, PH y agitación.

NATURALEZA DE LOS DESEMULSIFICANTES INVERSOS

La acción de los desemulsificantes inversos

- Neutralizar o invertir las cargas eléctricas de la película interfacial con los polielectrolitos o sales inorgánicas para lograr la coagulación.
- Formar un puente entre las gotas de aceite con polielectrolitos para incrementar el tamaño de la gota y conseguir la floculación en grandes masas.
- Aglomerar las masas precipitadas y absorber la materia de crudo suspendido en la superficie fluyente para conseguir la **coalescencia**.

Química de los desemulsificantes inversos

Tradicionalmente los rompedores de emulsiones inversas están basados en sales de metales pesados, tales como aleaciones compuestas principalmente de cloruro de zinc. Sin embargo estos compuestos crean problemas en el medio ambiental debido al peligro potencial de los metales en las aguas que son consumidas por los humanos y animales.

Los desemulsificantes inversos usados son los *polielectrolitos* que son totalmente químicos orgánicos, altamente eficientes a bajas dosis y funcionan tanto como coagulantes y rompedores de emulsiones inversas.

La formulación química esta derivada de los polímeros y aminos y ácidos carboxilos mezclados en el agua y algunas veces mezclados con sales inorgánicas. Muchos de ellos de gran peso molecular.

Aplicación y selección de los desemulsificantes inversos

La aplicación de los desemulsificante inversos se realiza en conjunción con los equipos de clarificación de agua.

La evaluación de las formulaciones de agua que se emplea en las salmueras de aceite producido se logra mejor con las pruebas de campo. Pudiéndose realizar en pequeñas unidades piloto ó en Pruebas de Planta.

Para seleccionar las químicas apropiadas de coagulación / floculación se utiliza el método de pruebas de impacto.

En el programa de control deberá asegurar la continuidad del costo efectivo químico del programa de tratamiento.

EQUIPO DE TRATAMIENTO PARA CLARIFICACIÓN DE AGUA

Equipos de Separación Gravitatorio

□ **Tanques y Recipientes de Desnatación**

- Recomendado para casos donde el control de calidad de agua no es crítico.
- Trabaja con tiempos de retención cortos, por consiguiente su uso es poco frecuente para la separación de sólidos.
- Los tanques de desnatación aun con dispersores y “baffles” exhiben pobres costos / eficiencia.

□ **Separadores API**

- Es básicamente uno ó más canales largos con un máximo de área de flujo y una altura mínima para minimizar la turbulencia.
- El separador es un desnatador horizontal de crudo a condiciones atmosféricas, con una sección transversal rectangular que sigue las normas del API.

Coalescedores

- La configuración que sigue el flujo es través de los platos paralelos para mejorar la separación por gravedad, coalescencia y captura de las gotas de crudo.
- El fluido se separa entre un número de platos paralelos e inclinados, espaciados (10-14 cm) a corta distancia.
- La configuración puede variar: Platos paralelos interceptores, Platos co-arrugados interceptores y Separadores de flujo cruzado.
- Se presenta limitaciones prácticas para número de Reynolds menores a 400 para el agua, el límite práctico es para eliminación de partículas de 30 micrones.

□ **Apiladores de desnatación**

- Dispositivo utilizado en operaciones mar afuera.
- El fluido viaja a través de múltiples series de platos (“baffles”) que dispersan y que crean zonas estacionarias que reducen la distancia de subida del crudo, así mejoran la coalescencia y la separación gravitacional. Las gotas grandes migran arriba y luego hacia el lado inferior del “baffle” hasta un sistema de recolección de crudo.
- Los apiladores de desnatación se usan en drenajes ó limpiezas que han sido contaminadas con el crudo y sirven en parte para limpiar la arena.

Unidades de Flotación de Gas

- Se utilizan para eliminar el crudo y los sólidos suspendidos de las salmueras producidas. Se instalan principalmente en operaciones marinas.
- En las Unidades de Flotación, se introduce un volumen grande de gas finamente diseminado en la corriente de agua. Las partículas de crudo y sólido llegan a pegarse a las burbujas de gas y son llevadas hacia la superficie de agua para ser removidas como material flotante por desnatadores de depuración.
- Debido a que la energía en la superficie difiere para un crudo con emulsión, es necesario el tratamiento químico para conseguir una efectiva flotación.

□ Unidades para Disolver Gas

- Durante el proceso, las burbujas de gas se dispersan en toda la corriente de agua, tanto por un rotor mecánico ó por un dispositivo inductor. El grueso del agua sumergida fluye en serie de una celda a otra (tres o cuatro) a través de "baffles". La mezcla de gas / agua viaja y se dispersa a altas velocidades, creando una fuerza cortante y causando que el gas forme burbujas. Las partículas de crudo y sólido llegan a pegarse a las burbujas de gas y son llevadas hacia la superficie de agua para ser removidas como material flotante por desnatadores de depuración.
- En condiciones estables la eficiencia es cerca de 90 %.

□ Unidades para Dispersar Gas

- En el proceso, la corriente de agua se satura con gas natural ó aire en un transmisor presurizado (entre 20 a 40 psig). El agua saturada de gas se pasa dentro de una cámara de flotación que opera cerca de la presión atmosférica. Bajo esta liberación de presión, el gas disuelto sale fuera de la solución en pequeñas burbujas (30 a 120 micrones) y son llevadas hacia la superficie con las partículas de crudo y sólido donde se remueven por desnatadores mecánicos.
- Las variaciones de estas unidades son: operaciones para flujo completo, operaciones para flujo parcial y operaciones para reciclar flujo.
- En el campo petrolero las unidades para dispersar gas no han sido exitosas.

Dispositivos de Filtración

- Es una técnica de separación fina necesaria para conseguir que los desechos de agua contengan bajos contenidos de crudo y sólidos suspendidos (rango de 0.50 a 50 micrones).
 - Esta filtración refinada involucra grandes cantidades de agua producida y condiciones especiales de calidad del agua filtrada para re-inyección o operaciones de Recuperación Secundaria.
 - El mecanismo de filtración se basa en la remoción de crudo y material suspendido por adsorción y proceso de tamizado en la superficie y en los poros de la cama. La capacidad de filtrado de la cama profunda está relacionado con una gran superficie disponible entre el medio granular (grava, arena, "fine garnet", antracita) y el agua fluyente.
 - La optimización del diseño está basado en el nivel máximo de la retención de partículas con la capacidad del límite disponible de la presión diferencial.
- **Filtros Primarios ("strainers")**
- Remueven partículas mayores de 80 micrones.
 - Son de fácil instalación y no requieren retro-lavado.
 - Sin embargo presentan baja capacidad de retención de sólidos, frecuente taponamiento, mantenimiento y alto costo de reemplazo.
- **Filtros Secundarios**
- Filtros de Cartucho (Para reemplazo ó desecho y permanentes ó para retro-lavado).
 - Remueven partículas mayores de 2 micrones.
 - Son de fácil instalación.
 - Sin embargo presentan baja capacidad de retención de sólidos, frecuente taponamiento, mantenimiento y alto costo de reemplazo.
 - **Filtros Pre-Cubiertos (Tierra diatomacea o perlíticos)**
Remueven partículas mayores a 0.5 micrones.
Requieren mínimo espacio.
Sin embargo su capacidad de carga de sólidos es de 0.5 a 1 gpm/pie², son complicados de operar, crean desechos difíciles de manipular, los costos de inversión y de operación son altos.

- **Filtros de Cama Profunda** (Flujo ascendente, Flujo descendente y Filtros de Flujo Dual). ***Son los más usados en los campos de petróleo.***

Flujo ascendente: Remueven partículas mayores entre 5 a 10 micrones.

Capacidad de carga de 6 a 8 gpm/pie².

Remueven partículas mayores a 1.0 micrones con ayuda química.

El flujo tiende a perderse en el medio filtrante.

Realiza retro-lavado con agua no filtrada.

Bajo costo.

Flujo descendente: Remueven partículas mayores a 2.0 micrones.

Capacidad de carga de 2 gpm/pie²

Remueven partículas mayores a 1.0-2.0 micrones con ayuda química.

Presentan canalizaciones en las camas de filtración.

Requieren retro-lavado con agua filtrada.

Bajo costo.

**Flujo descendente
Cama Profunda
Medio múltiple:**

Es el más usado y produce buena calidad de agua filtrada.

Remueven partículas mayores a 2 micrones con ayuda química.

Buena capacidad de carga.

Realiza retro-lavado con agua no filtrada.

Mínima supervisión y mantenimiento.

Flujo dual:

Combinación de filtros de flujo ascendente y flujo descendente con cama profunda de medio múltiple.

Capacidad de carga buena de 20 a 40 gpm/pie².

- **Filtros de Flujo Cruzado**

Remueven partículas mayores a 1 micrón.

Capacidad de carga buena de 100 gpm/pie²

Utiliza una barrera micro poroso a través del cual la suspensión se bombea bajo presión.

B.5 INCRUSTACIONES

CAUSAS Y OCURRENCIA

La incrustación puede definirse como un depósito adherente de componentes inorgánicos precipitados del agua en superficies, debido a cambios de presión, temperatura y / o incompatibilidad de las aguas.

La deposición de las incrustaciones ocurre en los equipos de superficie y subsuelo y dentro de la formación del reservorio de crudo.

La incrustación causa severos problemas en las operaciones de campo:

- Restricciones en las paredes del pozo, tubería de producción de subsuelo, válvulas, estranguladores, líneas de flujo y equipos.
- Reducción en el régimen de producción.
- Reducción en la eficiencia de los equipos de superficie y de subsuelo.
- Pérdidas económicas debido a pérdidas de producción debido alto costo de reposición de las partes ó equipos.

Mecanismo de Formación de Incrustaciones

- El agua producida en subsuelo contiene grandes cantidades de sales disueltas.
- Si durante la producción del crudo / salmuera se presenta cambios en presión, temperatura, éstos ocasionan que se reduzca la solubilidad del producto para las sales disueltas.
- A medida que la solución se satura con una determinada sal, se produce un equilibrio entre sus iones que permite que se incremente la tendencia a formarse la incrustación.
- Cuando la solución esta supersaturada y esta disponible suficiente energía, se inicia la nuclearización del cristal en una superficie.
- El crecimiento del cristal es continuo desde cada punto de nuclearización.
- Las incrustaciones estratificadas son el resultado de una más avanzada nuclearización en una superficie de la incrustación existente.

Tipos de Incrustaciones en el Campo Petrolero

- **Carbonato de Calcio: CaCO_3**

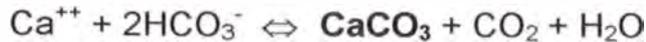
El CO_2 se disuelve en el agua para formar el ácido carbónico.



El ácido carbónico se ioniza para formar hidrógeno, iones bicarbonato ó iones carbonato.



Con valores de PH de la mayoría de salmueras en el campo del petróleo, los iones carbonato no ocurren, así, el carbonato de calcio se expresa así:



- **Sulfato de Calcio:** CaSO_4
- **Sulfato de Bario:** BaSO_4
- **Sulfato de Estroncio:** SrSO_4

Se ha encontrado componentes de fierro, pero se consideran productos corrosivos.

PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA A FORMAR INCRUSTACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO

□ **Índice de Saturación de Langelier**

$$\text{SI} = \text{Ph} - \text{Phs}$$

Donde:

Ph = Ph actual de la muestra de agua

Phs = Phs del agua saturada

Esta ecuación se aplica para agua fresca con una concentración total de sólidos hasta de 4,000 ppm.

□ **Método de Stiff y David**

$$\text{SI} = \text{Ph} - \text{pCa} - \text{pAlk} - \text{K}$$

Donde:

Ph = Ph actual de la muestra de agua

PCa = Logaritmo negativo de la Concentración de Calcio (mol/lit)

PAIk = Logaritmo negativo de toda la Alkalinidad (ml/lit)

K = Constante: en función de Composición del Agua y Temperatura

Esta ecuación se extiende para salmueras de altas concentraciones de sal. Como índice no es real para los rangos de precipitación de + 0.05 y - 0.05 y está limitado para las condiciones superficiales.

□ **Método de Oddo y Thompson**

Este método incorpora los efectos de presión total y de solubilidad del CO₂ así como de temperatura. La ecuación desarrollada por Oddo y Thompson permite calcular:

- Un sistema de dos fases (gas / salmuera) donde el Ph no es conocido.
- Cualquier sistema (monofásico ó de fases múltiples) donde el Ph es conocido o puede ser calculado.
- El Ph en un sistema de dos fases.
- El índice de saturación en condiciones de superficie y de subsuelo en un sistema de dos fases.

□ **Método Nuevo de Variación del Índice de Saturación**

El método esta basado en las ecuaciones de Oddo y Thompson. La variación del índice de saturación es el cambio total de índice de saturación entre dos puntos del sistema.

Se utiliza un gráfico de las probables condiciones de corrosión / incrustación para un rango de variaciones de índices de saturación para predecir la deposición de incrustación.

CALCULOS DE SOLUBILIDAD PARA INCRUSTACIONES DE SULFATO

$$S = 1000 \left(\sqrt{(X^2 + 4K)} - X \right) \quad \text{m-eq / lt}$$

Donde:

X = Exceso de concentración de iones comunes (moles/lt)

K = Producto constante de solubilidad termodinámica

Esta ecuación considera los efectos de salinidad, temperatura y supersaturación, no considera la presión. Si **S** es mayor que la actual, la precipitación no es probable. Si **S** es menor que la actual, la precipitación es probable que ocurra.

PREVENCION Y CONTROL DE INCRUSTACIONES

Métodos para Prevenir y Controlar la Formación de Incrustaciones

- Evitar mezclar aguas incompatibles.
- Diluir con agua no formadora de incrustaciones.
- Controlar el Ph.

- Remover los constituyentes formadores de incrustación.
- Remoción de gas disuelto.
- Procesamiento de aguas blandas: cambio iónico, precipitación, destilación y osmosis.
- Utilizar inhibidores químicos de incrustación.
- Utilizar químicos para retirar la incrustación.

Mecanismo de Inhibición de Incrustaciones

La mayoría de los inhibidores de las incrustaciones utilizados en el campo del petróleo trabajan cuando se inicia el efecto de deposición, cuando la incrustación inicia primero a precipitarse, se forman cristales microscópicos del agua, en este punto el inhibidor absorbe los pequeños cristales justo en el umbral del crecimiento. Este tratamiento en el umbral requiere que el inhibidor este presente en el agua en una fase continua así esta disponible en el punto donde la incrustación empieza a precipitarse del agua.

Inhibidores de Incrustaciones

- **Polifosfatos inorgánicos**

Inhibidores comerciales de incrustaciones rara vez usados en las operaciones de campos de petróleo debido a la tendencia de romperse en ortofosfatos bajo condiciones de alta temperatura, llegando a invertirse y ser un inhibidor de incrustaciones no efectivo a bajas concentraciones.

- **Químicos orgánicos**

Esteres fosfatos: Son mucho más estables que los fosfatos y son excelentes para inhibir incrustaciones de **CaCO₃** y regulares para CaSO₄. No son recomendables para aplicarse por encima de 150°F debido a su inestabilidad térmica. El proceso de reversión de esta química se minimiza para valores de pH menores a 7.

Fosfonatos: Son altamente estables y son excelentes para inhibir incrustación de **CaCO₃** y BaSO₄ y regulares para CaSO₄, son utilizados para temperaturas por encima de 300°F por largos períodos de tiempo.

Polímeros: Los más utilizados son los poliacrilicos de bajo peso molecular, se utiliza especialmente para condiciones de alta temperatura, por encima de 350 °F. Son excelentes para inhibir incrustación de CaSO₄ y BaSO₄ y pobres para CaCO₃.

Químicas para Remoción de Incrustaciones

- **Carbonato de Calcio**

Uso del ácido clorhídrico (HCl) en concentraciones 5, 10 ó 15 %.

Uso agentes secuestrantes.

- **Sulfato de Calcio (Yeso)**

Convertidores inorgánicos (Carbonatos ó Hidróxidos).

Convertidores orgánicos (Citrato de Sodio ó Acetato de Potasio).

Uso de agentes secuestrantes.

Hidróxido de Sodio.

Agua salada.

- **Sulfato de Bario**

Es prácticamente imposible su remoción con productos químicos.

Aplicación y Selección de Inhibidores de Incrustaciones

- **Sistema continuo**

Tratamiento en el fondo del pozo

El inhibidor de incrustación se adiciona en una derivación del fluido producido para inyectarse en el espacio anular, se aplica directamente a la corriente de crudo liviano que se inyecta en el espacio anular.

Tratamiento en las líneas de flujo

El inhibidor de incrustación se aplica directamente en la superficie en puntos cerca ó encima de la cabeza del pozo. Todas las conexiones de química deben ser de alta calidad para eliminar las fugas.

Tratamiento en Planta

El inhibidor de incrustación se adiciona en las líneas de ingreso de crudo de los equipos de separación.

- **Sistema “squeeze” (forzamiento)**

Un volumen pre-calculado de inhibidor de incrustación se fuerza a ingresar dentro de la formación productiva con un apropiado lavado de agua fresca ó producida. Este trabajo se realiza con equipo de Reactivación de Pozos y es bastante costoso.

- **Sistema “batch”**

El inhibidor de incrustación se aplica por tandas mensuales ó semanales en el fondo del pozo. Este método es poco efectivo debido a que la química retorna dentro de este corto período de tiempo.

Las evaluaciones esta basadas en pruebas dinámicas rigurosas con altas temperaturas y presiones. Las pruebas llevadas a cabo son:

- Prueba de Ph.
- Solubilidad del Inhibidor en el agua.
- Tolerancia al calcio.
- Concentración del producto.
- Efectividad de la inhibición de la incrustación.

La química seleccionada debe ser un producto con el mejor costo - eficiencia.

Control de Incrustaciones

Los métodos más usados son:

- Tuberías cortas (“nipples”).
- Cupones.
- Inspección visual.
- Registros de presión en el sistema.
- Reducción del régimen de producción de crudo.
- Inspecciones durante el retiro de tubería durante los Servicios de Pozos ó información durante las Operaciones de Cable.

B.6 CORROSION EN PRODUCCION PRIMARIA

CAUSAS Y OCURRENCIA

Se define como un proceso electromecánico donde las diferencias de potencial dentro del metal ocasionan un flujo de corriente a través de la denominada celda de corrosión. Es un proceso básico de un metal que retorna a su forma más estable en un ambiente determinado.

Requerimientos para que se forme una Celda de Corrosión

- **Ánodo:** un metal electrodo donde el metal se disuelve.
- **Cátodo:** un metal electrodo donde el metal no se disuelve.
- **Conector:** un conductor metálico que conecta el ánodo con el cátodo.
- **Electrolito:** un medio conductor en contacto con el ánodo y con el cátodo.

Mecanismo de Corrosión del Dióxido de Carbono

La formación del ion carbonato en la superficie de un acero al carbono en proceso de corrosión puede causar el efecto "pasivación". Esto se consigue por la superposición de dos mecanismos diferentes, uno con temperaturas por debajo de 60 °F y otro por encima de 60 °F:

- El régimen que determina el paso de la corrosión del dióxido de carbono de los aceros al carbono es la evolución del hidrógeno que es controlada por la reducción directa del ácido carbónico descartado en adición a los iones hidrógeno liberados de la disociación natural del bicarbonato.
- El régimen que determina el paso de la corrosión del dióxido de carbono de los aceros al carbono es la transferencia de masa del hierro o iones bicarbonato a través de estratos sólidos. Esto se relaciona con: la energía cinética del ion carbonato / formación de óxido / disolución, composición y morfología de corrosión.

Elementos Corrosivos

- **Dióxido de Carbono (CO₂).**
- **Ácido sulfhídrico (H₂S).**
- **Oxígeno (O₂).**
- **Bacteria reductora de sulfato (SRB).**
- **Depósitos.**

Tipos de Corrosión

- **Uniforme:** Se distingue por una reducción de peso.
- **Localizada:** Por picadura.

- **Estancamiento:** Al rayar.
- **Galvánica:** Por acoplamiento de diferentes metales.
- **Efectos del Hidrógeno:** Por fracturas, ampollas.
- **Erosión, Golpe:** Por impacto de partículas de arena.
- **Extracción Selectiva de un metal.**

Factores que influyen la Corrosión causada por los Fluidos Producidos

- Volumen de CO₂ en el gas (presión parcial), volumen de gas en el crudo.
- Altas temperaturas, altas presiones.
- Salinidad del agua.
- Altas velocidades.
- Micro estructura del acero.
- Depósitos de CaFe₂.

Impacto de la Corrosión

- **Pérdidas directas**

Costos de reemplazo: Reemplazo de tubería, operaciones no programadas de Servicio de Pozos, reemplazo líneas de flujo y gas.

Costos de protección: Trabajos de Forzamiento ("Squeeze"), uso de Inhibidores de Corrosión, Recubrimientos, Protección Catódica.

- **Pérdidas indirectas**

Pérdidas de producción por paradas de pozos, equipos. Daño ambiental por derrames de crudo.

- **Riesgo humano**

PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CORROSIÓN

Técnicas para el Control de la Corrosión

- **Corrosión en el Fondo del Pozo**

- **Cambios en el material:** Basado en una evaluación económica en términos del incremento de costos y la severidad de la corrosión debido a altos costos iniciales del material, altos costos de instalación y pérdida de la inversión actual.

- **Recubrimientos de Protección:** Puede ser cuestionable su uso para las Operaciones de Cable y donde hay fluidos a altas temperaturas. Es difícil de implementar en la tubería.
 - **No se debe hacer nada:** Posible pérdida del pozo con altos gastos económicos.
 - **Tratamiento químico: *Resulta ser la técnica más práctica.***
- **Corrosión en Superficie**
- **Control Externo de la Corrosión: Líneas de Flujo, Líneas de Gas, Líneas, Fondo de Tanques**

Cambio en el diseño o ambiente corrosivo: Levantamiento de líneas y colocación sobre soportes, re-ruteo de las líneas.

Recubrimientos de Protección: No es práctico debido a la pérdida de recubrimiento con las altas temperaturas, es difícil de implementar y alto costo de aplicación.

Protección catódica: No resulta adecuado en líneas largas pobremente recubiertas. Práctica en fondo de tanques, pero requiere diversos requerimientos de corriente.

Mantener el proceso de corrosión y reemplazar las líneas cuando se requiera: Sobre la base a los parámetros económicos y regulaciones ambientales.
 - **Control Interno de la Corrosión: Líneas de Flujo, “Vessels” y Tanques**

Protección Catódica y Recubrimientos de Protección: Resulta ser el método más económico para “Vessels” y Tanques. El uso de **ánodos de sacrificio de aluminio** en el piso (tanques y “vessels”) y en el techo (tanques) resulta la mejor técnica para controlar la corrosión, mientras que el tratamiento químico y la corriente impresa conforman las técnicas más adecuadas para las líneas de flujo.

Inhibidores de Corrosión

Un inhibidor de corrosión es una sustancia química que se adiciona en pequeñas concentraciones en un ambiente determinado y reduce efectivamente la corrosión hasta un nivel aceptable.

- **Inhibidores que forman película:** Tienen la habilidad de depositarse en la superficie del metal e interferir con las reacciones de corrosión y así reducir el régimen a un valor aceptable. Absorben fuertemente la superficie del metal y forma una película repelente al agua.
- **Inhibidores neutralizadores:** Reducen la corrosión del ambiente al remover los iones hidrógeno. ***Son los más usados en el Campo del Petróleo.***

Tienen baja polaridad debido al bajo peso molecular del nitrógeno. Por esta razón se utilizan las aminas para controlar la corrosión por CO₂.

- Inhibidores: componentes de aminas cuaternarios, imidazolinas, aminas, amidas, ácidos grasos.
 - Aditivos: antiespumantes, desemulsificantes, surfactantes, emulsificantes, agentes mojables.
 - Solventes: aminas, alcoholes, naftas aromáticas, aguas y productos derivados del petróleo.
- **Secuestradores** : Operan en el ambiente y actúan removiendo las especies corrosivas.

Aplicación y Selección de los Inhibidores de Corrosión

Para seleccionar los inhibidores de corrosión para un problema específico es necesario tener una completa comprensión del mecanismo de corrosión que involucra el proceso corrosivo.

Es necesario identificar el tipo, severidad y locación de la corrosión. Y determinar si los problemas de producción (incrustación, depósitos, emulsiones) afectan el proceso de corrosión o pueden afectar el programa de corrosión.

Las principales pruebas de corrosión en el Laboratorio son:

- Prueba de Giro: Indica la habilidad del inhibidor.
- Prueba de Giro Dinámico: Evalúa la persistencia de la película de los inhibidores de corrosión para tratamientos en "batch" (en tandas).
- Partición de Inhibidores: Para caracterizar la partición de los inhibidores entre fase agua / crudo.
- Tendencia de Emulsiones: Para verificar las propiedades de la formación de emulsiones.

La selección de los inhibidores de corrosión se hace cuando:

- El comportamiento del inhibidor ha sido probado en otro Campo con éxito.
- Los inhibidores se prueban en laboratorios de terceros con las Pruebas de Giro a altas presiones y temperaturas. Si poseen solubilidad / dispersibilidad.
- Se solicita de los proveedores información técnica de la concentración del inhibidor de corrosión (en términos de residuos no volátiles) como actividad expresada en número de amina y / o porcentaje de amonio cuaternario.
- Se evalúa el comportamiento del inhibidor sobre la base del análisis de la frecuencia de fallas de las tuberías / líneas de producción.

- Los estudios electro-químicos se realizan usando probetas de polarización lineal.
- Se realiza un análisis de frecuencia de fallas para re-usar la tubería de los pozos.
- Se realiza un análisis de frecuencia de fallas en líneas de flujo para un período determinado.

Las opciones para el tratamiento químico en el fondo del pozo son:

- **Forzamiento a la formación:** El inhibidor químico diluido se bombea dentro de la formación.
- **Forzamiento atomizado a la formación (“Squeeze”):** Similar al “squeeze” de la formación excepto es para mayores tiempos de cierre y largos períodos de protección.
- **Desplazamiento en la tubería del pozo:** El inhibidor químico diluido se desplaza al fondo de la tubería.
- **Inyección capilar:** El inhibidor se inyecta en el fondo del pozo a través de una tubería de diámetro pequeño (1/4 de pulgada).
- **Tratamiento continuo:** El inhibidor se inyecta continuamente en el fluido producido en el fondo del pozo por el espacio anular. ***Este tratamiento es el más efectivo debido a que protege la tubería, cabeza del pozo y líneas de flujo.***

Las opciones para la protección de la corrosión en superficie son:

- **Corrosión externa: Líneas de flujo, Líneas de Gas y Líneas principales.**
Reemplazo de las secciones con corrosión y / o levantamiento de las líneas con corrosión.
Re-ruteo de las líneas.
Protección Catódica, si se adecua.
- **Corrosión externa: Fondo de Tanques.**
Reemplazo de las secciones con corrosión.
Mejora en los sistemas de protección catódica.
Mejora en los sistemas de drenaje del agua.
Mejora en las prácticas de mantenimiento.
- **Corrosión interna: Líneas de flujo, Líneas de Gas.**
Tratamiento químico.
- **Corrosión interna: Líneas principales.**
Operaciones de limpieza con raspatabos (“pigging”).

Aplicación y Selección del Recubrimiento

El proceso de recubrimiento es el siguiente:

- Pre-tratamiento: Limpieza y preparación de la superficie (arenado comercial).
- Primera mano: Aplicación de un anticorrosivo en la superficie pulida.
- Recubrimiento de Base: Pintado de recubrimiento.
- Recubrimiento de Tope: Último pintado.

Los grados de preparación de superficie son los siguientes: Cepillado (NACE 4), Comercial (NACE 3), Cerca de metal blanco (NACE 2), Metal blanco (NACE 1).

La selección de recubrimiento se realiza sobre la base de uso: atmosférico, exposición química, inmersión, exposición al calor, prevención depósitos, exposición al ambiente, estructura, aplicación, preparación de la superficie y el costo. La aplicación del recubrimiento puede variar: brocha, rodillo, "spray", fusión.

La especificación del recubrimiento está relacionada con diferentes factores como: el propósito del trabajo de recubrimiento (tanque exterior, tanque interior, exterior de tuberías, interior de la tubería del pozo); las superficies que requieren recubrimiento, el grado de preparación de las superficies, el espesor mínimo de toda la película seca, el número de recubrimientos para conseguir el grosor de película requerido, el tiempo de curado, los requerimientos de las Inspecciones y los requerimientos de Seguridad.

Selección de los metales

La selección de los metales se hace sobre la base de los costos, las propiedades mecánicas: fuerza, dureza, fatiga, ductilidad; la disponibilidad, facilidad de fabricación, resistencia a la corrosión y en algunos casos a la apariencia física.

Los factores que afectan la resistencia a la corrosión pueden ser: exposición al ambiente, su aplicación, propiedades mecánicas, los tratamientos de protección, los factores metalúrgicos y de seguridad.

Los materiales metálicos más empleados son:

- Ferrosos: Aceros al carbón: bajo, medio y alto; "Cast iron" gris, maleable, blanco, alto silicio; acero mejorado, martensítico, ferrítico, austenítico endurecido.
- No Ferrosos: Aluminio, Magnesio, Níquel, Zinc, aleaciones de Cobre.

Los materiales no metálicos son:

- Plásticos:
 - Térmicos: epoxy, fenólico, poliéster, silicio, urea.

- Termoplásticos: flurocarbonos, acrilatos, nylon, polietileno, polipropileno, poliestreno, vinil, cloruro de polivinil.
- Cerámicos: vidrios, concretos, arcillas, sílicas.
- Otros: Carbono, fibras no vidriosas, sulfuro.

Control del Índice de Corrosión

- **Cupones de Corrosión en Superficie**

La interpretación es visual, los depósitos pueden ser observados, analizados y estudiados. Se puede determinar la pérdida de peso. Además se puede medir la profundidad del hueco y observar el efecto de la película de inhibidor. Ofrece la oportunidad de observar tendencias y cambios para evaluar el control de la corrosión. No son representativos para condiciones de fondo del pozo.

- **Instrumentos Eléctricos**

Tiene la opción de medir instantáneamente el régimen de corrosión y se puede comprender los mecanismos de corrosión e inhibición, el equipo es costoso y se requiere de lugares seguros para almacenarlos. Se requiere que el operador tenga experiencia y este bien entrenado.

- **Resistencia Eléctrica (ER)**

Esta basado en el cambio de resistencia de un alambre, tira de tubo u otro forma de elemento expuesto a un ambiente corrosivo dado, es aplicable en sistemas con fases de agua continua y de pobre ambiente conductivo; registra mejores correlaciones con máximas profundidades de "pits", debido a la resistencia del alambre depende de área mínima de sección transversal del cable, además los elementos pueden registrar regímenes de corrosión extremadamente bajos. Las lecturas no se afectan con los depósitos en la superficie del metal.

- **Resistencia por Polarización Lineal (LPR) *Esta técnica es ampliamente empleada en el Campo del Petróleo para evaluar y probar los inhibidores.***

La presencia de oxígeno ó bacteria puede afectar las lecturas de una forma predecible, la presencia de películas en la superficie produce lecturas erróneas, además se correlacionan muy bien con otras técnicas para medir la corrosión (cupones). Los electrodos usados en LPR no se afectan significativamente al aplicar el potencial debido a que no están cerca al potencial de corrosión actual y por consiguiente no requieren reemplazo frecuente como en pruebas de polarización a altos potenciales.

- **Raspatubos (Chanchos) inteligentes para registrar el desgaste de oleoductos.**
- **Calibradores para registrar el desgaste de los forros en el fondo del pozo.**

Para el control de los Problemas de Corrosión Específicos (Crudo Pesado) se realiza frecuente inspección visual, análisis químicos (Ph, oxígeno, inhibidores residuales), se emplean cupones de corrosión para pérdida de peso, también se emplean probetas para Resistencia Eléctrica y probetas para Resistencia por Polarización Lineal, adicionalmente se pueden realizar pruebas de ultrasonido para medir espesores, inspecciones de radiografía ó realizar pruebas indirectas como análisis de agua, pruebas de gas, etc.

PROBLEMAS DE CORROSIÓN TÍPICOS POR DIÓXIDO DE CARBONO

- **Problemas de Corrosión en el Fondo del Pozo**

La corrosión interna se produce en cerca de los **70%** de los pozos producidos con equipo ESP, el tipo de corrosión predominante es el Dióxido de Carbono. El mecanismo de corrosión se incrementa debido a las velocidades, temperaturas, composición de la salmuera, características del acero, películas de protección de los productos corrosivos y características de mojabilidad al crudo. El grado de corrosión es severo, con regímenes hasta 1000 mpy (milésimas de pulgada por año).

La corrosión generada puede ser: *General CO₂, localizada con ataque tipo Area J, localizada con ataque en "Pits" y Catastrófica tipo Mesa. El tiempo de falla puede variar entre 1 mes y 1 año.*

- **Problemas de Corrosión en Superficie**

- **Corrosión interna en líneas de superficie**

El mecanismo de corrosión puede estar asistido en combinación con el Dióxido de Carbono, el tipo de corrosión predominante es el Dióxido de Carbono, el grado de corrosión es muy severo.

Las categorías de corrosión general por CO₂, *pueden ser: localizada con ataque en "Pits", localizada del tipo Haz ó en costuras de soldaduras, Corrosión seleccionada en el fondo de líneas y Catastrófica tipo Mesa.*

- **Corrosión interna de equipos**

El mecanismo de corrosión se genera de superficies mojables en agua con Dióxido de Carbono ó Oxígeno que agravan el proceso de corrosión, el grado de corrosión es muy severo, generalmente la corrosión se ubica en: fondo de tanques, techos de tanques, líneas de drenaje y recirculación de agua de Desaladores.

- **Corrosión externa de líneas de flujo y de fondo de tanques**

El mecanismo de corrosión esta asistido por el Oxígeno, el grado de corrosión es muy severo, la corrosión se ubica generalmente en cruce de carreteras, áreas en cruce de ríos, áreas cerca de Pozas, áreas donde la salmuera tiene baja resistividad, fondos de Tanques, áreas de pobre recubrimiento, etc.

B.7 PARAFINAS Y ASFALTENOS

CAUSAS Y OCURRENCIA

La presencia de parafina y asfaltenos en los equipos de subsuelo y superficie son problemas principales en las operaciones de producción. Cualquier depósito orgánico asociado con la producción de crudo se llama muchas veces parafina ó cera, lo cual es característico de crudos parafínicos. Generalmente la parafina es el principal componente de estos depósitos, que generalmente es una mezcla de parafina y asfaleno.

Química de parafinas y asfaltenos

Las parafinas son una cadena recta o alkanos ramificados con relativo peso molecular y son representados por la fórmula $C_n H_{2n+2}$. Esta clase de hidrocarburo es esencialmente inerte a las reacciones químicas, así son resistentes al ataque de ácidos y bases. Los depósitos de parafinas tienen alkanos con cadenas de carbón de 20 a 60 de longitud. Los depósitos de parafina en el crudo son mezclas de estos alkanos y contienen una pequeña cantidad de cristales que están aglomerados para formar partículas granulares.

Los asfaltenos son el componente negro presente en el crudo. El peso molecular es relativamente alto (mayor de 100,000) y son normalmente químicos polares por la presencia de oxígeno, sulfuro, nitrógeno y otros varios metales en su estructura molecular. Químicamente consisten en un anillo poli cíclico condensado de componentes aromáticos. Son solubles en solventes aromáticos tales como benceno, tolueno, xileno, pero insoluble en destilados como el kerosene y diesel. También es insoluble en otros hidrocarburos de bajo peso molecular como propano y butano.

Mecanismo de deposición

La parafina puede precipitarse del crudo cuando las condiciones de equilibrio cambian ligeramente, ocasionando un cambio de solubilidad de la cera en el crudo debido a la reducción en la temperatura, reducción en la relación agua-crudo, aumento en la relación gas-crudo, caída de presión, etc.

La deposición de asfaltenos puede deberse a un fenómeno eléctrico. Los fluidos que fluyen a través de capilares ó medio poroso pueden desarrollar una carga eléctrica a través de un potencial de corriente.

PREVENCION Y CONTROL

Métodos para Remover Parafinas y Asfaltenos

- **Mecánicos:** uso de rascadores y cortadores de tubería para parafina.
- **Solventes:** uso de condensado, kerosene ó diesel para parafinas y tolueno con surfactante para asfaltenos.

- **Calor:** aceite caliente ó agua caliente para parafinas.
- **Dispersantes:** dispersantes solubles en agua.

Prevención ó Reducción en la Deposición de Cera (Wax)

El empleo de análisis de laboratorio debe llevarse a cabo para seleccionar el sistema más económico para prevenir la deposición de cera en el reservorio.

Para las parafinas se debe realizar las siguientes pruebas:

- Punto de escurrimiento.
- Punto de niebla.
- Pruebas de precipitación / disolución.
- Prueba del dedo frío "Cold Finger".
- Prueba cromatográfica y espectrográfica.

Para controlar la precipitación de asfalteno se debe controlar el escape de gas y la condensación de los componentes alifáticos y la mezcla de otros crudos y solventes.

B.8 PRINCIPIOS METALÚRGICOS

ESTRUCTURA DE LOS METALES

Todos los metales en forma sólida tienen una estructura cristalina.

La mayoría de los metales se cristalizan en uno de tres tipos de estructuras:

- Cubo centrado en las caras (como el hierro **gamma** de 14 átomos).
- Cubo centrado en el cuerpo (como el hierro **alfa** de 9 átomos).
- Hexágono con empaque cerrado.

El hierro es poli mórfico, así se cristaliza como cubo centrado en las caras ó cubo centrado en el cuerpo.

Cada estructura es estable al separarse en los distintos rangos de temperatura.

Los Granos de los Metales

La estructura básica de los granos es la estructura cristalina, los límites de los granos son interfaces producidas por unión de uno ó más granos durante la solidificación / enfriamiento del metal de su fase líquida, así los metales comerciales consisten en la unión de miles de cristales microscópicos ó policristalinos, las interfaces están con energía por los efectos: tensión, dureza y ductibilidad; aplicadas a los metales y consiguen que sean rápidamente atacadas por los ambientes corrosivos.

Imperfecciones en las Estructuras Cristalinas

- **Vacios:** Falta de átomos en una determinada posición.
- **Impurezas:** Impureza de átomos que desequilibran la perfección del arreglo.
- **Intersticialidad:** Presencia de un átomo extra en la posición intersticial.
- **Dislocaciones:** Arreglos lineales de átomos que producen distorsión que se centran en línea.
- **Inclusiones:** Partículas de la segunda fase que son finamente divididas y distribuidas a través del metal. Este defecto se produce durante la producción del material.

Las aleaciones

Es la mezcla de dos ó más metales ó elementos.

- **Aleaciones homogéneas:** Es una solución sólida de composición uniforme. Puede ser: sustitucional ó intersticial.
- **Aleaciones heterogéneas:** Es una mezcla de dos ó más fases separadas. La composición y estructura no es uniforme.

Las aleaciones (**aceros al carbono**) comerciales se dividen:

- **Ferrosos:** El principal componente es el hierro, con cantidades significantes de otros elementos como manganeso, níquel, cromo y molibdeno.
- **No Ferrosos:** El hierro no es el principal componente. Tales como aleaciones de cobre - níquel, aleaciones de titanio, aleaciones de magnesio y aleaciones de circonio.

MECANISMO DE PRUEBA DE LOS MATERIALES

Las Propiedades Mecánicas

Determinan las características de respuesta de los materiales cuando están sujetos a fuerzas externas. En el campo del petróleo son:

- **Resistencia:** Es la resistencia del material a una permanente deformación ó resistencia a la fractura bajo condiciones no especificadas de carga axial a un eje.
- **Tenacidad:** Es la capacidad del material a absorber energía. Es importante cuando se considera la carga de impacto.
- **Resistencia a la Fatiga:** Es la medida de la capacidad del material de soportar cargas cíclicas repetitivas sin fracturarse.
- **Dureza:** Es la resistencia a la penetración ó abrasión.
- **Ductibilidad ó Maleabilidad:** Es la habilidad del material para deformarse plásticamente sin fracturarse.

Tipos de Prueba

- **Prueba de Tensión**

Consiste en ejercer sobre el metal a una carga uniaxial creciente y continua mientras se controla la longitud que se alarga. La prueba genera una relación, curva de la carga versus la longitud que se alarga. Se consigue dos zonas: una de deformación uniforme (elástica y plástica) y otra de fractura. Por debajo del punto donde cede (yield point) la proporción es constante por el Módulo de Elasticidad (**Módulo de Young**). El punto donde cede es una tensión seleccionada a 0.002 pulg/pulg del esfuerzo.

- **Prueba de Dureza**

Esta prueba tiene una gran aplicación para propósitos cualitativos que requieren un indicativo de las propiedades mecánicas del metal. La dureza de la huella es una medida de importancia en ingeniería. En esta medida se aplica un peso conocido a un material patrón sobre el material de prueba y se determina la resistencia a la huella. Las pruebas más comunes son:

- **Brinell:** Esfera de acero 3000 kgr Para estructuras largas
- **Rockwell:** Diamante cónico 60 kgr
Diamante cónico 150 kgr En campos de petróleo
Bola de diamante 1/8" 100 kgr En campos de petróleo
- **Vickers:** Diamante piramidal 1 kgr, 10 kgr Micro dureza
- **Knoop:** Diamante piramidal 1 kgr, 10 kgr Micro dureza

- **Prueba de Impacto**

Es la prueba más importante para evaluar el modo de fractura del acero como función de la temperatura, la fragilidad de la fractura esta influenciada por tres factores: estado triaxial de la tensión, rapidez del régimen de carga y baja temperatura. Las pruebas más comunes son:

- **Charpy-V-Notch:** El material de prueba simplemente se coloca sobre soportes en la máquina de impacto para aplicar la carga.
- **Izod:** El material de prueba se fija dentro de máquina de impacto y se aplica la carga.

La mayoría de los metales arreglo cúbico centrado en el cuerpo y sus aleaciones son dúctiles a la transición al quebrar (15 lb-pie) con la disminución de la temperatura a diferencia de los metales con arreglo cúbico centrado en las caras.

- **Prueba de Fatiga**

Esta prueba se realiza para evaluar la respuesta de los materiales básicos a repetidos ciclos de tensión, se denomina fuerza de fatiga a la tensión a la cual el material falla en 10^8 ciclos, en general los tratamientos térmicos, imperfecciones en la superficie son los factores más importantes que afectan los límites de fatiga del acero.

ACEROS Y ALEACIONES AL CARBONO

El acero es una solución sólida intersticial del carbón en el hierro donde el hierro es el principal componente y el porcentaje del carbón es menor a **2.1** por ciento, es la aleación más común utilizada en las Operaciones del Campo del Petróleo y se produce entre un rango de 0.2 a 0.4 por ciento de carbón. Las aleaciones por encima de 2.1 por ciento de carbón se clasifican como fierro comercial. La diferencia principal entre el fierro comercial y el acero radica en la presencia y la carencia de grafito.

El diagrama de fases hierro - carbón se caracteriza por tres puntos principales:

- Peritético: 0.17% de Carbón y 1495°C (fase γ).
- Eutéctico: 4.32% de Carbón y 1154°C (fase γ).
- Eutectoide: 0.77% de Carbón y 727°C (fase α).

El acero se forma como: ferrítico (fase α) y austenítico (fase γ).

La influencia de elementos de aleación en los aceros puede deberse a: aceros que contienen impurezas como oxígeno, sulfuro, fósforo y nitrógeno, al cromo que incrementa la resistencia a la corrosión y oxidación, dureza, uso y la resistencia a la abrasión, al molibdeno que incrementa la resistencia al calor, tenacidad y dureza ó al níquel que mejora la tenacidad de aceros con alto contenido de cromo.

El Instituto Americano de Hierro y Acero (AISI) y la Sociedad Automotriz de Ingenieros (SAE) han establecido normas específicas que cubren la composición química de los aceros que son ampliamente usadas en la industria.

El Instituto Americano de Petróleo (API) tiene una serie de especificaciones que cubren los productos de química nominal. Sin embargo no se puede correlacionar con las designaciones de AISI.

Tratamientos Térmicos del Acero

El tratamiento térmico de los aceros involucra modificaciones en el régimen de enfriamiento desde la región austenítica hasta las temperaturas de ambiente, dependiendo de las propiedades mecánicas deseadas.

- **Recocido:** El proceso de calentamiento se realiza por encima de 911.5°C seguido de un enfriamiento en el horno hasta 727°C, el tratamiento refina el grano, reduce la dureza y re-precipita la fase Carbono, la micro estructura resultante es normalmente perlítica.
- **Globulización:** El proceso de calentamiento se realiza justo por debajo de 727°C y se mantiene así por un período prolongado seguido de un enfriamiento lento, produciéndose una estructura globular del carbono. La micro estructura es deseable para maquinaria y acabado superficial.
- **Normalizado:** El proceso de calentamiento se realiza desde 37 – 65°C por encima de 911.5°C seguido por un enfriamiento rápido con aire. El material se transforma en el rango de 550 – 600°C, la micro estructura resultante es perlítica fina, con una alta resistencia a la corrosión por CO₂.
- **Templado y Revenido:** Este proceso de calentamiento se realiza en dos etapas, el material se calienta desde 50 – 100°C por encima de 911.5°C seguido de un rápido enfriamiento por inmersión en un baño de aceite ó agua (Templado). La microestructura resultante es martensítica. Luego el material se recalienta por debajo de 727°C y se mantiene fijo por un período de tiempo seguido nuevamente por un enfriamiento normal (Revenido).

Metalurgia para Forros y Tuberías de Producción

Las especificaciones del acero para el OCGT (Oil Country Tubular Goods) son controladas por el API (American Petroleum Institute) bajo las especificaciones 5 A, 5 AC y 5 AX, los grados H-40, J-55 y N-80 (bajo las especificaciones 5 A) son los grados más usados. Los grados API para el acero son los siguientes:

- **5 A** Ofrecen la menor resistencia y poca resistencia a la corrosión, los grados más utilizados son el N-80 y J-55. El grado J-55 es frecuentemente normalizado, pero puede ser templado y revenido. El grado N-80 es templado y revenido.
- **5 AC** Ofrecen gran resistencia a la rotura de tensión por el sulfuro, el grado L-80, es el más común, tiene alto límite de dureza.
- **5 AX** Ofrece la máxima resistencia y poca resistencia a la corrosión. Debe ser templado y revenido ó normalizado y templado.

Muchos grados no API de tubulares están disponibles para aplicaciones especiales. Los rangos varían desde aceros con baja aleación hasta aleaciones con alto contenido de níquel.

CLASIFICACION DE LAS TUBERIAS DE ACERO

- **Tubería Estándar:** Fabricadas con tubería soldada ó sin costura, se utiliza en líneas de vapor, agua, gas y aire. Las especificaciones del ASTM son: A-120, A-53, A-106.
 - **Peso Estándar:** diámetros de 1/8" a 6 pulgadas.
 - **Peso extra fuerte:** diámetros de 1/8" a 12 pulgadas.
 - **Peso doble extra fuerte:** diámetros de 1/8" a 12 pulgadas.
- **Tubería de Línea:** Fabricada con tubería soldada ó sin costura, se utiliza principalmente en las Industrias de Petróleo y Gas para líneas de gas, agua y crudo. Las especificaciones del API son: 5-L, 5-LX.
- **OCGT (Oil Country Tubular Goods):** Comprende tubería de forros, tubería de perforar (drill pipe), tubería de producción (tubing) que son utilizados en las Operaciones de Perforación y Producción de Petróleo y Gas. Las especificaciones del API son: 5 A, 5 AX, 5 AC, 5 B.
- **Tubos de Presión:** Fabricada con tubería soldada ó sin costura, se utiliza para fluidos donde se requiere impartir elevadas temperaturas y presiones como: calentadores, intercambiadores, condensadores.
- **Tubería Mecánica:** Fabricada con tubería soldada ó sin costura, enrollada en caliente, ó creada en frío en diferentes diámetros y formas y de una amplia gama de composiciones químicas y propiedades mecánicas. Se utiliza para mecánica, estructura y maquina.

La designación de los Grados A y B se aplican a tubería sin costura ó soldada con electricidad para especificar los niveles de resistencia a la tensión y punto de cedencia. (no se aplica para tubería soldada continua).

Para tubería soldada continua la Clase II (API 5L) tiene un acero con más fósforo con mayores propiedades a la tensión que la Clase I, pero es más dificultosa de doblar.

B.9 PLANTA TÍPICA PARA TRATAMIENTO DE CRUDO

La Planta típica para procesar una mezcla de crudo tiene las siguientes especificaciones promedias:

□ **INGRESO:**

FLUIDO	TASA Bbls/día	API °	BS&W %	PTB
AGUA	125,000	-	-	-
CRUDO PESADO	12,500	10.5	2.0	MENOR DE 300
CRUDO LIVIANO	9,500	30.0	0.5	MENOR DE 50

□ **ENTREGA:**

FLUIDO	TASA Bbls/día	API °	BS&W %	PTB
MEZCLA CRUDO	22,000	18.0°	1.5%	MENOR DE 25

La Figura B – 3 muestra el flujo del proceso con los equipos principales de la Planta Típica para Tratamiento.

Equipos Principales para el Tratamiento

□ “Vessels”

- “Flow Splitters” con tratamiento térmico (2 unidades de 13.5”x70’).
- Tratadores horizontales con tratamiento térmico (2 unidades de 12”x70’).
- Desaladores / Deshidratadores electrostáticos (2 unidades de 10”x45’).
- Un “Flow Splitter” / Tratador auxiliar (1 unidad de 12”x70’).

La Tabla B – 1 indica el volumen total de los equipos y los volúmenes parciales en distintos niveles de fluido.

□ Tanques

- Tanque de Almacenamiento de crudo liviano de 30 ° API (10,000 Bbls).
- Tanque de Lavado de crudo (10,000 Bbls).
- Tanque de Almacenamiento de crudo procesado (10,000 Bbls).
- Tanque para Recirculación de crudo (10,000 Bbls).
- Tanques portátiles de Almacenamiento de química (220 Gals cada uno).

□ Líneas

- Líneas de ingreso de crudo producido del Campo (3 líneas de 10” sch-40).
- Líneas de ingreso y / o salida a “vessels” y tanques de crudo, agua y gas.
- Trampas de recepción de raspatubos (3 trampas de 10”).

□ **Bombas**

- Bombas centrífugas verticales con motor a diesel para transferencia de crudo (4 unidades de 12,000 BPD de tasa y 1,500 psi de descarga cada una).
- Bombas centrífugas verticales con motor a diesel para transferencia de crudo liviano (2 unidades de 17,000 BPD de tasa y 1,000 psi de descarga cada una).
- Bombas centrífugas con motor eléctrico para recirculación de agua de los desaladores a los tratadores (4 unidades de 2,000 BPD de tasa y 250 psi de descarga cada una).
- Bombas de pistón con motor eléctrico para inyección de desemulsificante, surfactante, secuestrante de oxígeno en el proceso (unidades de 1 BPD de tasa y 1500 psi de descarga cada una).

□ **Equipos para Medición**

- Medidores de turbina para tasa de ingreso de crudo a los “vessels”.
- Medidores de turbina para tasas de ingreso / salida de crudo liviano de Planta.
- Medidores de turbina para distribución de agua tratada a los “vessels” y “wash tank”.
- Visores para medición de tasas de consumo de productos químicos.

□ **SCADA**

- Control remoto de pozos.
- Control automatizado de Planta.

Equipos de Servicio para el Tratamiento

□ **“Vessels”**

- Tratador para soportar cambios bruscos de flujos (“carry over”).

□ **Sistemas de Servicio**

- Sistema de inyección de combustible diesel (Tanque y bombas).
- Sistema de tratamiento de agua para el proceso (Tanque, Planta, intercambiador y bombas).
- Sistema de Energía Eléctrica (Generadores).
- Sistema de suministro de aire para instrumentos, “vessels” (Compresores)
- Sistema de Contraincendio (Tanque, bombas, SSI, monitores, mangas).
- Sistema de Sumideros (Tanques y bombas).
- Sistema para quemar gas (Trampas, pilotos, chimeneas).

□ **Laboratorio**

Equipo básico para determinar Gravedad API (método del hidrómetro) - ASTM D 1298-80, Agua y sedimentos BS&W (método con centrífuga no temperada) - ASTM D 1796, Sal en libras por 1000 Bbls PTB - ASTM D 3230.

□ **Sistemas de Control Automático**

Las válvulas de caída en las líneas de ingreso de los “splitters” y tratadores se cierran automáticamente bajo las siguientes condiciones y requieren una restauración manual:

- Alta presión en los “splitters” y tratadores.
- Alto nivel en el tanque de almacenamiento (sólo en los “splitters”).
- Alto nivel en el tanque de lavado (sólo en los tratadores).
- Parada por emergencia (ESD).
- Falla en el suministro de energía en el control de la válvula de caída.
- Pérdida de suministro de aire.

La Estación de Control supervisa y regula las tasas de bombeo de acuerdo a las facilidades de producción:

- Protección por bajo flujo.
- Fijación automática para recirculación completa.
- Fijación manual para recirculación completa.
- Protección por bajo nivel de tanque.
- Protección por sobre presión.

El Sistema de Parada de Emergencia (ESD) esta controlado por un panel principal y varios interruptores ubicados en lugares apropiados para accionarse en caso en caso de emergencia. El sistema controla los siguientes equipos:

- Generadores.
- Válvulas de caída en el ingreso a los splitters y tratadores.
- Válvula de ingreso de diesel y crudo liviano.
- Válvula de descarga de las bombas de transferencia.
- Bomba de transferencia, bomba de crudo liviano.

La Estación de Alarma indica el mal funcionamiento de los equipos principales. El panel de identificación comprende botones para probar, reconocer y restaurar la operación de los equipos.

C.- FISCALIZACION DE CRUDO

C.1 INSTALACIONES EN PLANTA

UNIDAD LACT

La unidad LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER) se instala en una Planta para vender la producción del petróleo crudo donde existe un sistema de tuberías de recolección de petróleo.

La unidad LACT se utiliza para realizar los siguientes trabajos:

- La unidad transfiere la custodia de la producción del crudo a un comprador ó transportista.
- La unidad mide el volumen de petróleo transferido.
- La unidad registra muestras de crudo durante la transferencia.
- La unidad controla la calidad del crudo transferido.

Una unidad LACT esta compuesta de los siguientes equipos (Figura C – 1):

- Dos medidores.
- Un probador.
- Un equipo para muestras de crudo.
- Un equipo para control del BS&W del crudo.
- Válvulas para control de presión.
- Sistema para eliminar el aire y gas.
- Un panel automático remoto.

Las principales ventajas del uso de la unidad LACT son:

- Permite una reducción de los requerimientos de capacidad para el crudo.
- Mejora y simplifica la precisión de la medición y la computación.
- Reduce el tiempo de operación y el tiempo de almacenamiento.
- Reduce los posibles errores de medición y computación.
- Mejora el programa de calibraciones de los medidores.
- Mejora las condiciones de seguridad y medio ambiente.

EQUIPOS PRINCIPALES DE LA UNIDAD LACT

Medidores de Líquido de Desplazamiento Positivo (P.D.)

Los medidores de desplazamiento positivo son de tipo directo porque miden el flujo volumétrico directamente, separando continuamente la corriente de flujo en segmentos volumétricos discretos para contarlos. Los medidores P.D. son ideales para viscosidad de líquidos mayores a aproximadamente 4 cp.

Los tres conjuntos básicos de componentes que conforman un medidor P.D. son:

- **Carcasa Exterior**

Es básicamente un recipiente de presión con conexiones de entrada y salida de ¼" a 16", para presiones hasta 1,440 psi y tasas de flujo de hasta 12,500 BPH. Los materiales son de acero al carbono, hierro fundido, hierro dúctil, aluminio, bronce ó acero inoxidable.

- **Elemento interno de Medición**

Funcionan como un motor hidráulico absorbiendo la energía de la corriente de flujo para producir la torsión necesaria para vencer la fricción interna e impulsar el "contactor" y accesorios adicionales: cámara de medición, rotor, leva, álabe y rodamientos del álabe.

- **Sistema Impulsor de los Accesorios**

Consiste de tres elementos básicos: tren de engranajes, sello del eje giratorio y calibrador.

El rendimiento del medidor P.D. se puede describir en términos de su efecto sobre el volumen y propiedades de líquido que se desplaza por revolución del rotor, las fugas por los espacios libres del medidor, los dispositivos externos tales como calibradores mecánicos y líneas de transmisión de pulsos.

La repetibilidad del medidor P.D. puede llegar a valores de $\pm 0.05\%$ ó mejores.

Medidores de Flujo de Masa por Efecto de Coriolis

El medidor determina la masa de flujo midiendo los efectos de la fuerza de Coriolis en un par de tubos en forma de "S", mientras se produce una inducción electromagnética para que los tubos vibren hasta la frecuencia de resonancia.

La masa es independiente de otros parámetros físicos, así como las condiciones ambientales donde se realiza la medición. Por lo tanto la medición es esencialmente no afectada por los cambios de temperatura, presión, densidad, viscosidad, velocidad y perfil de flujo.

Cuando el fluido viaja a través de los tubos "S", éste experimenta una aceleración transversal en la dirección del flujo, provocando una fuerza de Coriolis. La fuerza de Coriolis ocasiona el desplazamiento de los tubos que se encuentran vibrando hasta que llegan a distorsionarse ligeramente ó salirse de la fase de onda. Los sensores de movimiento se encuentran ubicados simétricamente en los puntos medios y generan señales eléctricas con el cambio relativo de fase que es proporcional a la masa de flujo. Éstas señales eléctricas son procesadas en las unidades remotas para suministrar los resultados.

El principio de medición se basa en una variación de la Segunda Ley de Newton:

$$F = m a$$

Donde:

F	=	fuerza
m	=	masa
a	=	aceleración

La aceleración vectorial es el resultado del movimiento rotacional relativo a dos sistemas de referencia:

$$a = a' + 2\omega \times V' + \omega \times (\omega \times r)$$

Donde:

$2\omega \times V'$	=	aceleración de Coriolis.
$\omega \times (\omega \times r)$	=	aceleración centrípeta.
a, a'	=	vector aceleración, de cada sistema.
ω	=	vector velocidad angular.
V'	=	vector velocidad del 2° sistema.
r	=	vector posición.

La aceleración de Coriolis es la aceleración aparente que actúa sobre una partícula en movimiento respecto a un sistema de ejes que giran. Está dirigida perpendicularmente a la velocidad del móvil y en dirección opuesta al movimiento de rotación.

Los Medidores de Flujo de Masa por efecto de Coriolis se fabrican con conexiones de entrada y salida de ½" a 6", para presiones hasta 1,800 psi y tasas de flujo de hasta 12,500 BPH.

Los Medidores de Flujo de Masa por efecto de Coriolis muestran gran exactitud de tasa: $\pm 0.15\%$, excelentes valores de repetibilidad (entre $\pm 0.03\%$ y $\pm 0.075\%$) y linealidad: ($\pm 0.15\%$), rápidos tiempos de respuesta (menores a 100 milisegundos).

Probadores de Desplazamiento

Los probadores funcionan sobre la base del principio de desplazamiento de una cantidad conocida de líquido. Este desplazamiento del líquido se efectúa forzando una bola por una sección calibrada de tubo ó Sección de Medición del Probador. Como toda la corriente de líquido que esta siendo medida fluye tanto por el medidor como por el probador, se puede establecer una relación (Factor del Medidor) entre el volumen conocido y el que registra el medidor. El Factor del Medidor se utiliza para corregir el volumen indicado por el medidor.

Principio de Operación del Probador Bidireccional de Desplazamiento

- El flujo de crudo pasa a través del medidor, válvula de desviación de 4 - vías y luego bajo el probador, moviendo la bola fuera de la cámara de lanzamiento.
- La bola continua pasando el primer detector, la sección calibrada, el segundo detector y eventualmente hasta que se deposita en la cámara de recepción.
- La corriente de flujo pasa alrededor de la bola, fuera de la válvula de desviación y bajo la tubería.
- Cuando la bola pasa el primer detector, el contador del probador (totalizador) inicia a registrar los pulsos y finaliza cuando la bola pasa el segundo detector.
- El número de pulsos acumulados en el contador del probador, mientras la bola se mueve entre los detectores se compara con el volumen calibrado de la sección del probador para obtener el factor del medidor.
- El ciclo de prueba en el probador tipo bidireccional es de un solo viaje de la bola, equivalente a la suma de los pulsos acumulados en el contador del probador mientras la bola viaja en ambas direcciones entre ambos detectores.
- La dirección del viaje de la bola se invierte cambiando la dirección del flujo a través del probador con la válvula de desviación de 4-vías.

La calibración del medidor se efectúa bajo las condiciones reales de operación con flujo continuo de líquido a través del probador durante el ciclo de calibración. Este método es automatizado.

La calibración del probador se logra utilizando el equipo de tanque de agua y los procedimientos de acuerdo con el "National Institute of Standards and Technology (NIST)" y "API Manual of Petroleum Measurement Standards (Capítulo 4 y 12). La precisión del volumen del probador se certifica dentro el 0.02%.

Panel de Automatización

El panel de automatización controla las operaciones de calibraciones del probador y venta del crudo. Consta del siguiente equipo:

- **Contador de Pulsos:** Registra los barriles (pulsos) de crudo durante la operación de Prueba del Medidor.
- **Termómetro Digital:** Registra en grados Fahrenheit la temperatura del crudo.
- **Contador – Acumulador de Volumen:** Registra los barriles brutos y barriles netos.
- **Unidad de Programación:** Contiene el conmutador que activa el medidor en uso y que permite el cambio de factores del medidor y temperatura.
- **Registro Gráfico de Presión y Temperatura:** Registra la presión en psi y temperatura en °F del crudo.
- **Indicador de Flujo:** Registra el flujo de bombeo en galones / minuto.
- **Impresoras:** Dos impresoras para los tickets de los Medidores.
- **Impresora:** Imprime Fecha y Hora.
- **Muestreador Automatizado:** Dispositivo para control automatizado.

Las unidades se encuentran bajo un precinto de seguridad para asegurar la inviolabilidad de los factores de calibración.

Muestreador Automático

Este dispositivo recupera un volumen representativo de fluido de una corriente en movimiento y lo retiene en un contenedor para luego procesarlo y analizarlo.

Monitor de BS&W

El desarrollo de un equipo LACT requiere un medio para controlar la calidad de crudo cuando está siendo medido y transferido automáticamente en la línea. El dispositivo comúnmente aceptado para que realice esta función es el monitor de prueba de sedimentos básicos y agua. El monitor típico usado en una unidad LACT tiene un rango de 0 a 3% de sedimentos básicos y agua.

SISTEMA DE CONTROL SUPERVISADO Y ADQUISICION DE DATOS (SCADA)

El SCADA es un sistema automatizado manejado por computadoras usadas en las operaciones de producción de aceite y gas. El sistema automatizado ofrece las siguientes ventajas:

- Reduce el capital de inversión en equipos de venta de producción.
- Reduce los gastos operativos, como labor, mantenimiento, viajes, energía y combustible en la Operación.
- Permite documentar adecuadamente la información.
- Permite mejorar la supervisión y soporte técnico del personal.
- Permite utilizar la calidad y cantidad de información técnica para mejorar las decisiones de la Empresa.

El sistema SCADA consiste de los siguientes elementos básicos:

- Equipo de SCADA: Adaptador de Comunicación y RTU's.
- Sistemas: Instrumentación de Campo y Cableado.
- Facilidades de Comunicación.
- Sistemas de Computación Digital.

Las funciones básicas del sistema SCADA generalmente incluyen:

- Reporte de estado / alarma.
- Reportes de volúmenes de producción.
- Pruebas de Pozos
- Control de Pozos.

Equipo para Control Automático de Producción

- Válvulas de Control Automatizado y Accesorios se pueden agrupar en las siguientes categorías:
 - Válvulas controladas por fluidos: operadores de diafragma y cilindros con fluido.

- Válvulas controladas eléctricamente: eléctricas-solenoide (magnética) y motor eléctricas.
- Válvulas controladas por fluidos y eléctricamente: operadores tipo hidro eléctricas.
- Válvulas "Switches": válvula piloto de tres vías.
- Programadores de Producción Automático: Controlador de Ciclos por tiempo.

Controles de Seguridad de Producción

- Válvulas de cierre por seguridad: para exceso de flujo o baja presión en Plantas.
- Interruptores de Presión: para proteger excesivas presiones y / o roturas en las líneas de flujo.
- Controladores de Nivel de Líquido: usado en tratadores térmicos, tanques, etc.

Medición Cuantitativa Automática

- Medidores de Volumen Positivo: operan en un ciclo de llenado y vaciado más que una operación continua.
- Medidores de Desplazamiento Positivo: consisten en un recubrimiento estacionario y un elemento móvil.
- Medidores de Inferencia: los más comunes son el medidor de turbina y el medidor de orificio.

Medición de la Temperatura

- Los dispositivos principales utilizados en las operaciones de gas y petróleo son: dispositivo termal de llenado, detector térmico de resistencia, "termocuple" y dispositivos térmicos de estado sólido.

C.2 VENTA DE CRUDO

CÁLCULOS PARA CALIBRACION DEL MEDIDOR RESPECTO AL PROBADOR

Determinación del Factor del Medidor:

- **Probador:** VOLUMEN NETO PROBADOR

VOLUMEN PROBADOR (BBLS) x CTS x CPS x CTLp x CPLp

Pop, Top Presión y temperatura en la prueba.

CPS, CTS Corrección del acero por presión y temperatura.

CPLp, CTLp Corrección del liquido por presión y temperatura.

- **Medidor:** VOLUMEN NETO MEDIDOR

VOLUMEN BRUTO MEDIDOR (BBLS) x CPLm x CTLm

VOLUMEN BRUTO MEDIDOR (BBLS) = $\frac{\text{PROMEDIO N}^\circ \text{ PULSOS}}{1000 \text{ PULSOS / BBL}}$

Pom, Tom Presión y temperatura en la prueba.

CPLm, CTLm Corrección del liquido por presión y temperatura.

Las condiciones standard son: Ps = 0 psig y Ts = 60°F

Factor del Medidor (MF):

$$\text{MF} = \frac{\text{VOLUMEN NETO PROBADOR}}{\text{VOLUMEN NETO MEDIDOR}}$$

El factor del medidor es un número sin dimensiones que corrige el volumen del medidor por las diferencias que pudiera tener contra un patrón de medida.

Determinación del Factor Compuesto – Smith Meter Modelo MDSI

$$\text{FACTOR COMPUESTO (CF)} = \text{MF} \times \text{CPL}'\text{m}.$$

MF Implementado en el panel, durante la calibración del medidor

CPL'm Corrección del líquido por presión

El factor compuesto (CF) también se implementa en el Panel. Otra alternativa es implementar el factor del medidor (MF) en el Panel y utilizar el factor de corrección del líquido por presión (CPL'm) en el ticket de venta.

CÁLCULOS PARA DETERMINAR EL VOLUMEN DE VENTA

$$\text{VOLUMEN BRUTO REAL (BBLs)} = \text{VOLUMEN BRUTO NO REAL} \times \text{MF} \times \text{CPL}'\text{m} \times \text{CTL}'\text{m}$$

$$\text{VOLUMEN BRUTO NO REAL (BBLs)} = \frac{\text{N}^\circ \text{ PULSOS DURANTE EL DIA}}{1000 \text{ PULSOS / BBL}}$$

$$\text{VOLUMEN NETO REAL (BBLs)} = \text{VOLUMEN BRUTO REAL} \times \text{CF}$$

$$\text{TOTAL BARRILES NETOS VENDIDOS} = \text{VOLUMEN NETO REAL} \times (1 - \text{BS\&W})$$

Po'm, To'm : Presión y Temperatura durante la venta.

CPL'm : Corrección del líquido por presión. Cuando el sistema electrónico del panel no puede corregirlo durante toda la venta, se usa el mismo factor de corrección del líquido porque la presión de la calibración para la venta es relativamente estable (± 2.5 psi).

CTL'm : Corrección del líquido por temperatura. El sistema electrónico del panel lo corrige durante toda la venta.

BS&W : Factor de sedimentos básicos y agua.

Para la unidad de Medición de masa tipo Coriolis (Actuador Data EIM Model 2RFG-3), el **volumen neto real** es directamente calculado por el computador.

C.3 PLANTA TÍPICA PARA FISCALIZACIÓN DE CRUDO

La Planta típica para procesar y vender crudo a una tasa de flujo de **40,000** Bbbs/día (capacidad instalada de $\pm 100,000$ Bbbs/día a más de 30° API) tiene las siguientes especificaciones promedias:

□ **INGRESO:**

FLUIDO	TASA Bbbs/día	API °	BS&W %	PTB
MEZCLA CRUDO	22,000	18.0°	1.5%	MENOR DE 50
MEZCLA CRUDO	18,000	20.0	1.5%	MENOR DE 50

□ **ENTREGA:**

FLUIDO	TASA Bbbs/día	API °	BS&W %	PTB
MEZCLA CRUDO	40,000	19.0°	0.5%	MENOR DE 10

La Figura C – 2 muestra el flujo del proceso con los equipos principales de la Planta Típica para Fiscalización.

Equipos Principales para la Fiscalización

□ **“Vessels”**

- “Flow Splitters” (1 unidad de 13.5”x70’).
- Tratadores horizontales con tratamiento térmico (7 unidades de 10”x65’).
- Desaladores / Deshidratadores electrostáticos (7 unidades de 10”x45’).
- Intercambiadores de calor (6 unidades).

Los intercambiadores de calor tienen la finalidad de incrementar previamente la temperatura del crudo que ingresa a la Planta de Fiscalización para optimizar el proceso final de tratamiento gravitacional y eléctrico. Así mismo cumplir con la especificación de temperatura para la venta de crudo.

La Tabla B – 1 indica el volumen total de los “vessels” y los volúmenes parciales en distintos niveles de fluido.

□ **Tanques**

- Tanque de Almacenamiento de crudo procesado (15,000 Bbbs).
- Tanque de Rechazo de crudo (15,000 Bbbs).
- Tanque de Almacenamiento auxiliar (15,000 Bbbs).
- Tanques portátiles de Almacenamiento de química (220 Gals cada uno).

□ **Líneas**

- Líneas de ingreso: crudo producido del Campo (3 líneas de 12”, 8” y 6” sch-40).

- Líneas de ingreso y / o salida a “vessels” y tanques de crudo, agua y gas.
- Trampas de recepción de raspatubos (3 trampas de 12”,8” y 6”).
- **Bombas**
 - Bombas centrífugas verticales con motor a diesel para transferencia de crudo (2 unidades:108,000 BPD de tasa y 250 psi de descarga cada una).
 - Bombas centrífugas con motor eléctrico para recirculación de agua de los desaladores a los tratadores (2 unidades de 12,000 BPD de tasa y 250 psi de descarga cada una).
 - Bombas de pistón con motor eléctrico para inyección de biocida y secuestrante de oxígeno en el proceso (unidades de 1 BPD de tasa y 1500 psi de descarga cada una).
- **Equipos para Medición**
 - Unidad LACT.
 - Medidores de Flujo de Masa por Efecto de Coriolis (2 unidades).
 - Probador bidireccional.
 - Medidores de turbina para tasa de ingreso de crudo a los “vessels”.
 - Medidores de turbina para distribución de agua tratada a los “vessels”.
 - Visores para medición de tasas de consumo de productos químicos.
- **SCADA**
 - Control remoto de pozos.
 - Control automatizado de Planta.
 - Detección de fugas de oleoductos principales.

Equipos de Servicio para la Fiscalización

- **“Vessels”**
 - Precalentadores y calentadores de agua.
- **Sistemas de Servicio**
 - Sistema de inyección de combustible diesel (Tanque y bombas).
 - Sistema de tratamiento de agua para el proceso (Tanque, Planta, precalentadores, calentadores y bombas).
 - Sistema de Energía Eléctrica (Generadores).
 - Sistema de suministro de aire para instrumentos, “vessels”(Compresores)
 - Sistema de Contraincendio (Tanque, bombas, SSI, monitores, mangas).
 - Sistema de Sumideros (Tanques y bombas).
 - Sistema para quemar gas (Trampas, pilotos, chimeneas).

□ **Laboratorio**

Equipo básico para determinar Gravedad API (método del hidrómetro) - ASTM D 1298-80, Agua y sedimentos BS&W (método con centrifuga no temperada) - ASTM D 1796, Sal en libras por 1000 Bbls PTB - ASTM D 3230.

□ **Sistemas de Control**

Las válvulas de caída en las líneas de ingreso al “splitter” y tratadores se cierran automáticamente bajo las siguientes condiciones y requieren una restauración manual:

- Alta presión en el “splitter” y tratadores.
- Alto nivel en el tanque de almacenamiento (sólo en el “splitter”).
- Parada por emergencia (ESD).
- Falla en el suministro de energía en el control de la válvula de caída.
- Pérdida de suministro de aire.

La Estación de Control supervisa y regula las tasas de bombeo de acuerdo a las facilidades de producción:

- Protección por bajo flujo.
- Fijación automática para recirculación completa.
- Fijación manual para recirculación completa.
- Protección por bajo nivel de tanque.
- Protección por sobre presión.

El Sistema de Parada de Emergencia (ESD) esta controlado por un panel principal y varios interruptores ubicados en lugares apropiados para accionarse en caso en caso de emergencia. Controla los siguientes equipos:

- Generadores.
- Válvulas de caída en el ingreso del “splitter” y tratadores.
- Válvula de ingreso de diesel y crudo liviano.
- Válvula de descarga de las bombas de transferencia.
- Bomba de transferencia.

La Estación de Alarma indica el mal funcionamiento de los equipos principales. El panel de identificación comprende botones para probar, reconocer y restaurar la operación de los equipos.

D.- EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica del proyecto se ha realizado para un campo típico con los siguientes datos:

□ DATOS DE PRODUCCION

SISTEMA DE PRODUCCION	NUMERO DE POZOS	FLUIDO PRODUCIDO Bbls/día	CRUDO PRODUCIDO Bbls/día	AGUA PRODUCIDA Bbls/día	CORTE DE AGUA %	API PROMEDIO °
ESP	92	736,000	40,500	695,500	94.5	19.5
GAS LIFT	8	2,650	2,500	150	5.7	36.8
TOTAL	100	738,650	43,000	695,650	-	-

□ DATOS DE COSTOS

SUMARIO DE COSTOS ANUALES – MM\$	COSTOS
INGENIERIA	
Ingeniería	5.0
Servicios de Re acondicionamiento	5.7
Servicios de Pozos	10.0
Servicios de Unidades a Cable	0.2
PRODUCCION	
Producción de Campos	13.0
Estación Colectora Principal	1.9
Planta de Destilación Primaria	0.6
Producción – Medio Ambiente / Líneas para Cía. Fiscalizadora	0.6
MANTENIMIENTO Y CONSTRUCCION	
Mantenimiento / Construcción	0.4
Mantenimiento de Carreteras	3.0
Mantenimiento de Vehículos, Equipo Pesado y Embarca. Fluviales	1.9
Apoyo de Mantenimiento	10.5
Construcción de Facilidades / Mantenimiento	2.0
Construcción Civil / Mantenimiento de Campamento	1.2
GERENCIA DE OPERACIONES	
GERENCIA Y ADMINISTRACION	0.9
PERFORACION	
Perforación	0.1
LOGISTICA Y MATERIALES	
Compra y Suministro de Materiales	2.0
Logística y Talleres en Operaciones	1.9
Aviación – Helicópteros	0.5
Aviación – Vuelos Fijos	2.0

SUMARIO DE COSTOS ANUALES – MM\$ (continuación)	COSTOS
Combustible para Vehículos, Equipo Pesado y E. Fluviales	0.5
Operaciones de Campamentos	4.9
Terminal Terrestre y Fluvial para Transporte de Crudo	0.1
SEGURIDAD INDUSTRIAL Y MEDIO AMBIENTE	
Seguridad Industrial en Operaciones y en Cede Principal	0.7
Medio Ambiente en Operaciones y en Cede Principal	0.6
GEOLOGÍA	
Geología y Geofísica	0.9
Desarrollo Geología	1.1
INFORMATICA Y COMUNICACIONES	
Informática y Comunicaciones	3.0
SERVICIOS	
Servicios y Alquileres en Oficina Principal	1.8
Servicio Médico	0.5
Seguridad en Operaciones y en Cede Principal	2.6
ADMINISTRACION Y LEGAL	
Relaciones Públicas	0.4
Legal	0.9
Contabilidad	2.1
Seguro Personal y Seguro Contra-Incendio	1.6
Recursos Humanos en Operaciones y en Oficina Principal	2.3
Otros Impuestos	0.8
CORPORACION Y GERENCIA	
Soporte de Corporación	0.2
Residencia de Gerencia	1.6
TOTAL	90.0

□ RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Los resultados del proyecto son favorables para una tarifa por encima de 12.50 \$/Bbl. Una tarifa por debajo de los 10.00 \$/Bbl es marginal. La tarifa que se consideró es sobre la base de un porcentaje de una canasta de crudo pesado. Las Tablas D – 1 a D – 4 se generan para llegar a una adecuada decisión para una inversión.

En la vida del proyecto de 10 años, se considera la compra de las Operaciones y el transporte de crudo liviano por encima de 30 °API para producir un equivalente de crudo pesado de 10°API proveniente de pozos nuevos. Para la adquisición de crudo liviano de un tercero se evalúa previamente: volumen requerido, medio de transporte, punto de mezcla, método de fiscalización, normas de tributación, costos operativos y beneficios.

E.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

PRODUCCIÓN DE CRUDO

Para el diseño de bombas electrosumergibles utilizar aquellas que indican en el gráfico una zona de trabajo completamente "upthrust" y en donde la producción a obtenerse sea igual o mayor que la actual.

Instalar multisensores acoplados a continuación del equipo ESP para registrar datos de fondo: tasas de bombeo, presiones y temperaturas de fondo con la finalidad de controlar y evaluar el rendimiento de todo el equipo incluyendo el equipo ESP.

Asegurar el uso de fluidos limpios y adecuados durante los trabajos de servicios de pozos, para evitar bloquear las perforaciones productivas.

Considerar la inyección de crudo liviano (30 ° API) por forros en pozos con bombas electrosumergibles que producen con bajo volumen de agua (menor 85 % de corte) y puedan presentar alta temperatura del motor.

Mantener una mezcla apropiada de crudo (18° API ó más) en los pozos con bombas electrosumergibles para poder producir, tratar y distribuir adecuadamente el petróleo.

Considerar el sistema gas lift como el más económico y el más eficiente en éstas operaciones.

Considerar los límites de **velocidad** en las tuberías de acero para hidrocarburos:

	DIAMETRO NOMINAL (pulgadas)		
	Hasta 2"	Entre 3" – 10"	Entre 10" – 20"
	Pies/seg	Pies/seg	Pies/seg
HIDROCARBUROS			
Succión de Bomba	1.5 – 2.5	2 – 4	3 – 6
Descarga de Bomba	2.5 – 3.5	3 – 5	4 – 7
HIDROCARBUROS VISCOSOS			
Succión de Bomba			
Viscosidad Media	-	1.5 – 3	2.5 – 5
Viscosidad Alta	-	0.4 – 0.75	0.5 – 1
Descarga de Bomba	-	3 – 5	4 – 6

Considerar un programa para levantar líneas de pozos, troncales y oleoductos sobre soportes "H" para reducir los problemas de corrosión externa. Instalar tuberías con recubrimiento en cruces de carreteras, quebradas, ríos.

Considerar la reducción crítica del diámetro interior de la tubería con el uso debido al flujo expuesto, material de la tubería y la naturaleza del fluido para programar limpiezas ó cambios. Una reducción de 5% en el diámetro representa un 28% de incremento en la caída de presión.

Los sistemas de protección catódica para prevenir la corrosión que han resultado eficientes en la operación son: el uso de corriente impresa ó fuente de corriente eléctrica (rectificadores, generadores termoeléctricos) y ánodos de grafito ó magnesio para protección externa de tanques, líneas de flujo y oleoductos; los ánodos de sacrificio de aluminio para protección de fondos interiores de tanques y "vessels".

TRATAMIENTO DE CRUDO

Instalar válvulas para control de flujo antes del ingreso del fluido producido en las Plantas con la finalidad de optimizar la operación de los equipos y mejorar el tratamiento.

Controlar los tiempos de viaje del crudo desde los pozos a la Planta y el tiempo de residencia del crudo en los equipos durante el proceso para conseguir los valores óptimos de API.

Llevar un adecuado control de calidad de la tubería de producción de pozos para reusar tubería y reducir costos.

El proceso de tratamiento de crudo pesado en una Planta debe contener los siguientes "vessels":

- "Splitter ó FWKO" térmico: para eliminar el alto volumen de agua de los pozos y bajar el "PTB".
- Tratador térmico: para reducir el agua niveles mínimos y seguir bajando el "PTB".
- Desalador térmico: para reducir el "PTB" a niveles mínimos.

Un tanque de lavado se puede utilizar como un equipo auxiliar.

Durante la vida del proyecto se realizan cambios que pueden variar drásticamente las condiciones iniciales como: tasa de crudo producido, tasa de agua producida, tasa de gas producido, gravedad del crudo, salinidad del agua, producción de productos corrosivos, arenosos, etc. Por consiguiente se requiere variar el proceso, adicionar / eliminar "vessels" y tanques, variar el tratamiento químico.

El uso del calor para el tratamiento térmico contribuye a muchas ventajas, pero también genera costos en el consumo de combustible para calentamiento, en la disminución del volumen de crudo producido (disminución de la gravedad del crudo) y por falla de los equipos, debido al aumento de presión de vapor y por consiguiente a la evaporación de los livianos. Este factor debe ser cuidadosamente analizado y probado para optimizar los costos.

El tratamiento de crudo pesado es un reto para la operación de un desalador eléctrico complicando sus funciones de calentamiento presurizado, de asentamiento gravitacional y de resolución de crudo-agua. Es necesario optimizar el proceso, el uso de desaladores en serie, mayores temperaturas para disminuir la viscosidad, uso de diluyentes para reducir la gravedad específica y uso de desemulsificantes para romper las emulsiones.

El mecanismo predominante en esta operación es la corrosión por dióxido de carbono asociado a las velocidades cercanas de fluido / gas. Siendo el tratamiento de fondo del pozo con los inhibidores de corrosión a través del espacio anular, la práctica común en los pozos producido con equipo "ESP". El objetivo es la protección de los tubulares, cabezal y líneas de flujo.

El costo del tratamiento químico es un factor importante en el presupuesto de la operación que debe ser evaluado sobre la base del costo de la materia prima, del proceso de fabricación y del manejo de los envases. Los costos del apoyo técnico, el costo de mantener stock en almacén, los costos de aplicación de los productos químicos (bombas, tuberías, mano de obra, transporte). Finalmente la dosis final que es necesaria para tratar el problema con eficiencia.

FISCALIZACIÓN DE CRUDO

Con el sistema de medición LACT, la unidad de Medición de masa tipo Coriolis se realiza las funciones de medición, prueba, muestreo, control y cálculo con gran precisión para la venta de crudo. La precisión es de $\pm 0.15\%$ del flujo, la repetibilidad es de $\pm 0.075\%$ ó menor y la respuesta es menor a 100 milisegundos.

La determinación del "BSW" (agua y sedimentos) es un factor muy importante para el cálculo final en la transferencia de petróleo. Por consiguiente se debe utilizar los solventes apropiados como: tolueno, xileno, kerosene y gasolina blanca. La gasolina normal y el diesel nunca deben usarse como solventes para la determinación de "BSW" pues contienen agua y precipitados pesados de hasta 0.3%.

La presión de transferencia de crudo debe ser similar durante la operación normal y durante la calibración de la Unidad LACT. Una diferencia de 50 psi con un factor de compresibilidad de 8 partes por millón causa un error acumulativo de 0.04%.

La suma de los errores de medición no debe exceder el rango de ± 0.1 a $\pm 0.25\%$ en la transferencia de petróleo.

El calor directo de la luz del sol ocasiona que la temperatura alcance la presión de vapor del crudo. Por consiguiente se debe mantener aislado ó protegido los tanques del sol y del calor, adicionalmente se debe utilizar la pintura color aluminio que registra la menor cantidad de calor.

Extender el sistema SCADA para el control de todos los pozos para reducir los tiempos de parada y optimizar el control.

Considerar un tanque de recepción de 15,000 Bbls en la Planta de Fiscalización para almacenar el crudo recibido de las Plantas, para luego bombear a los "vessels" a una tasa constante de tratamiento y evitar las fluctuaciones de flujo.

COMPLEMENTOS

Una Planta de Destilación Primaria en la operacion procesa diariamente una carga de 5,000 Bbls de crudo de 33° API y produce 2,000 Bbls de diesel con un remanente de 3,000 Bbls de residual. El diesel se distribuye en toda la operación y se utiliza como principal combustible. El fluido remanente, de 26 ° API, residual se mezcla con el crudo tratado con destino a la Planta de Fiscalización. La Figura E -1 es el diagrama del proceso de flujo.

Una Planta de Deshidratación de Gas con la inyección de Glicol en la operación incrementa la recuperación de condensado y al mismo tiempo disminuye el contenido de agua en el gas. La Figura E-2 es el diagrama del proceso de flujo.

Fig. A - 1

SISTEMA DE ELECTRO BOMBAS SUMERGIBLES EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE

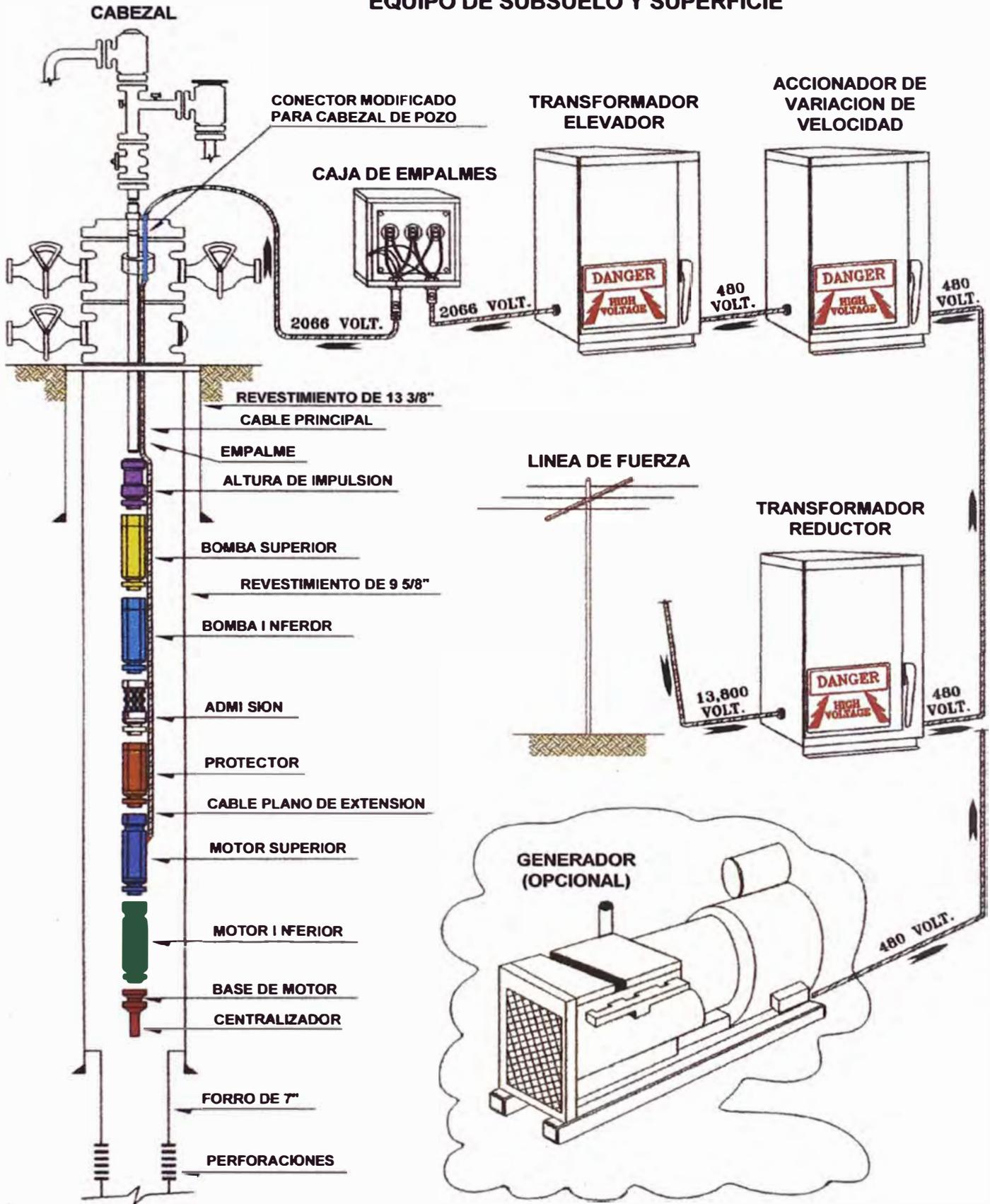


Fig. A – 2. Historia de Producción de Pozo D1

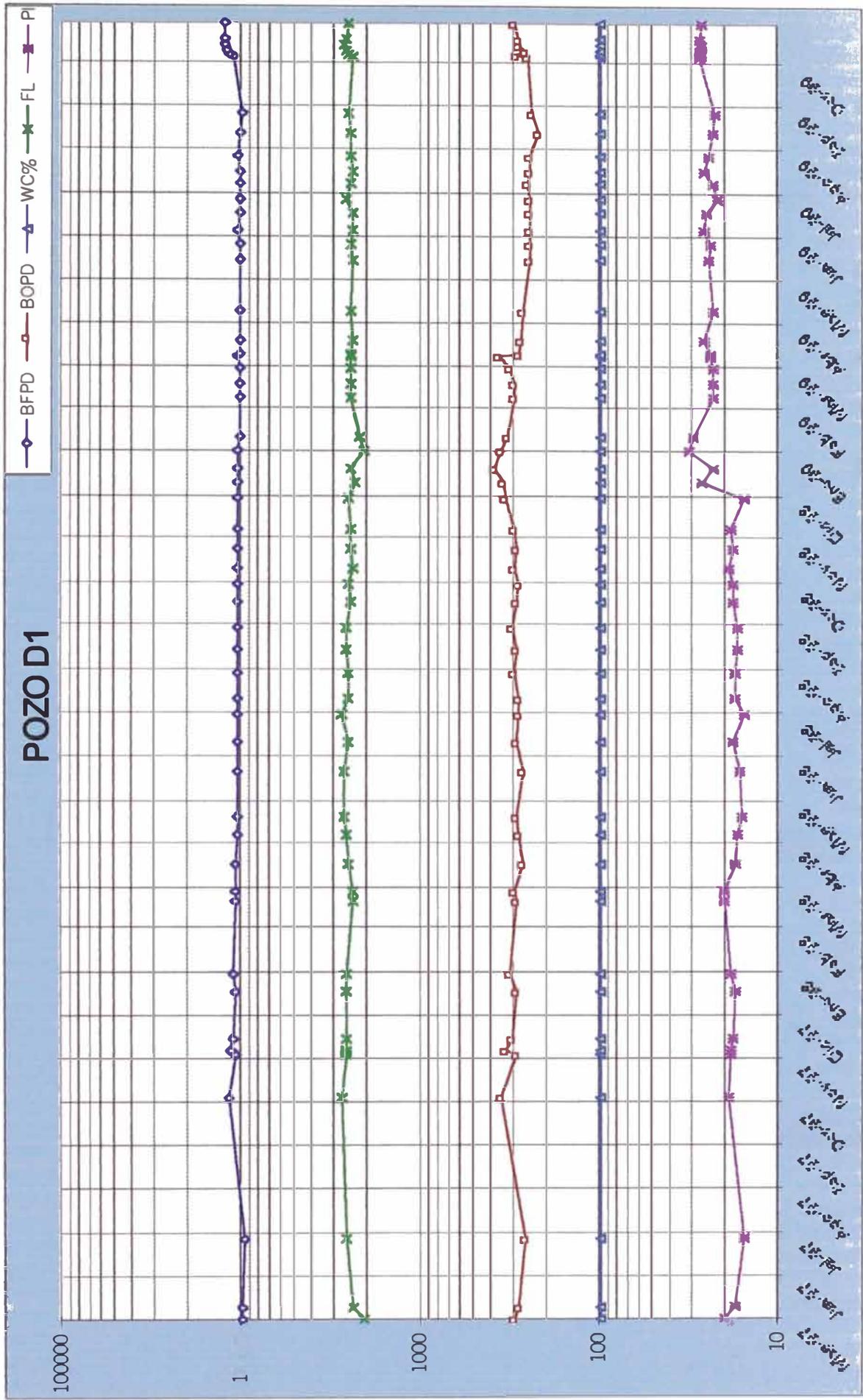


Fig. A – 3. Diagrama Fluidos de Pozo D1

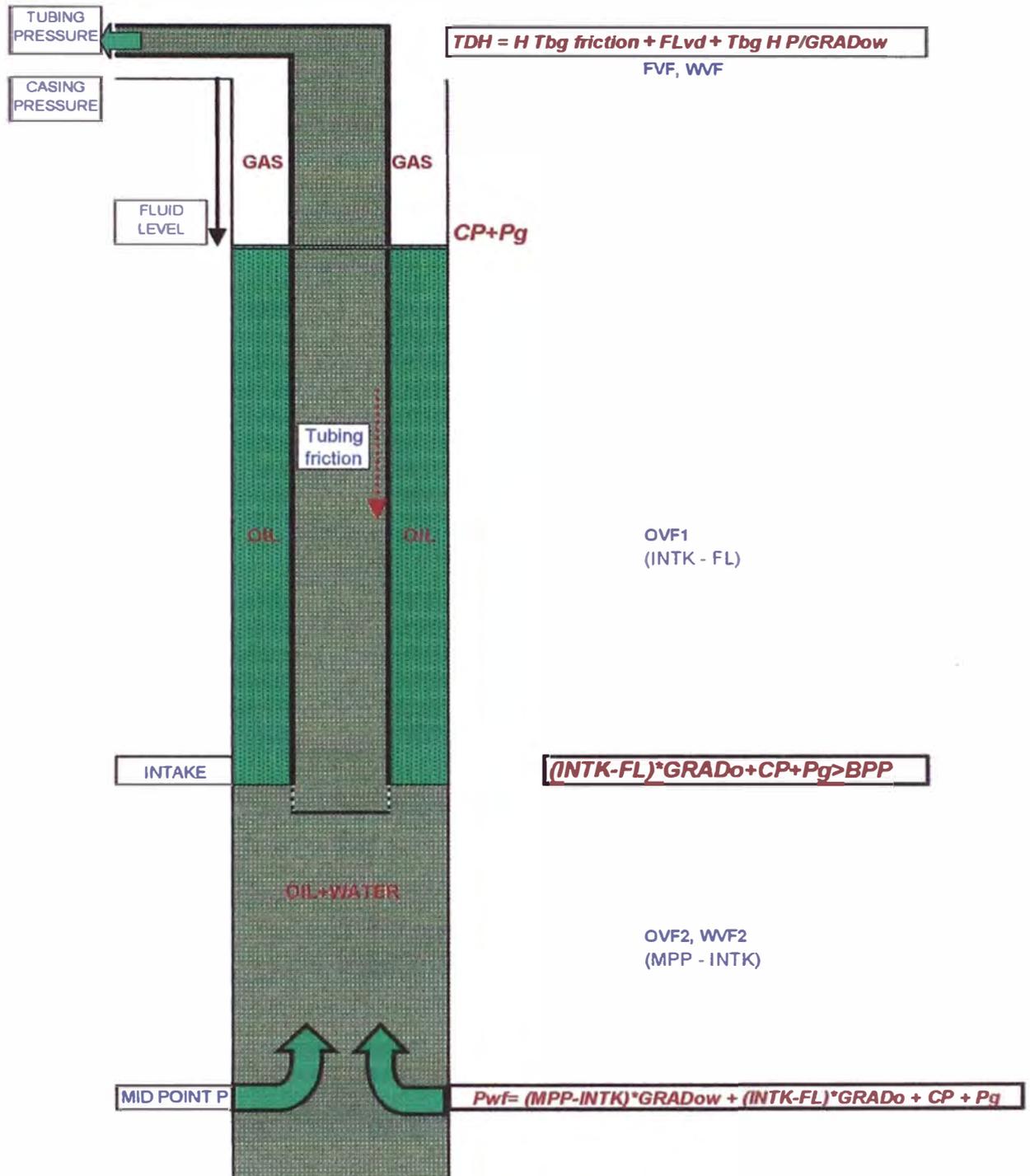


Fig. A – 4. Diagrama Propuesto para Diseño de ESP.

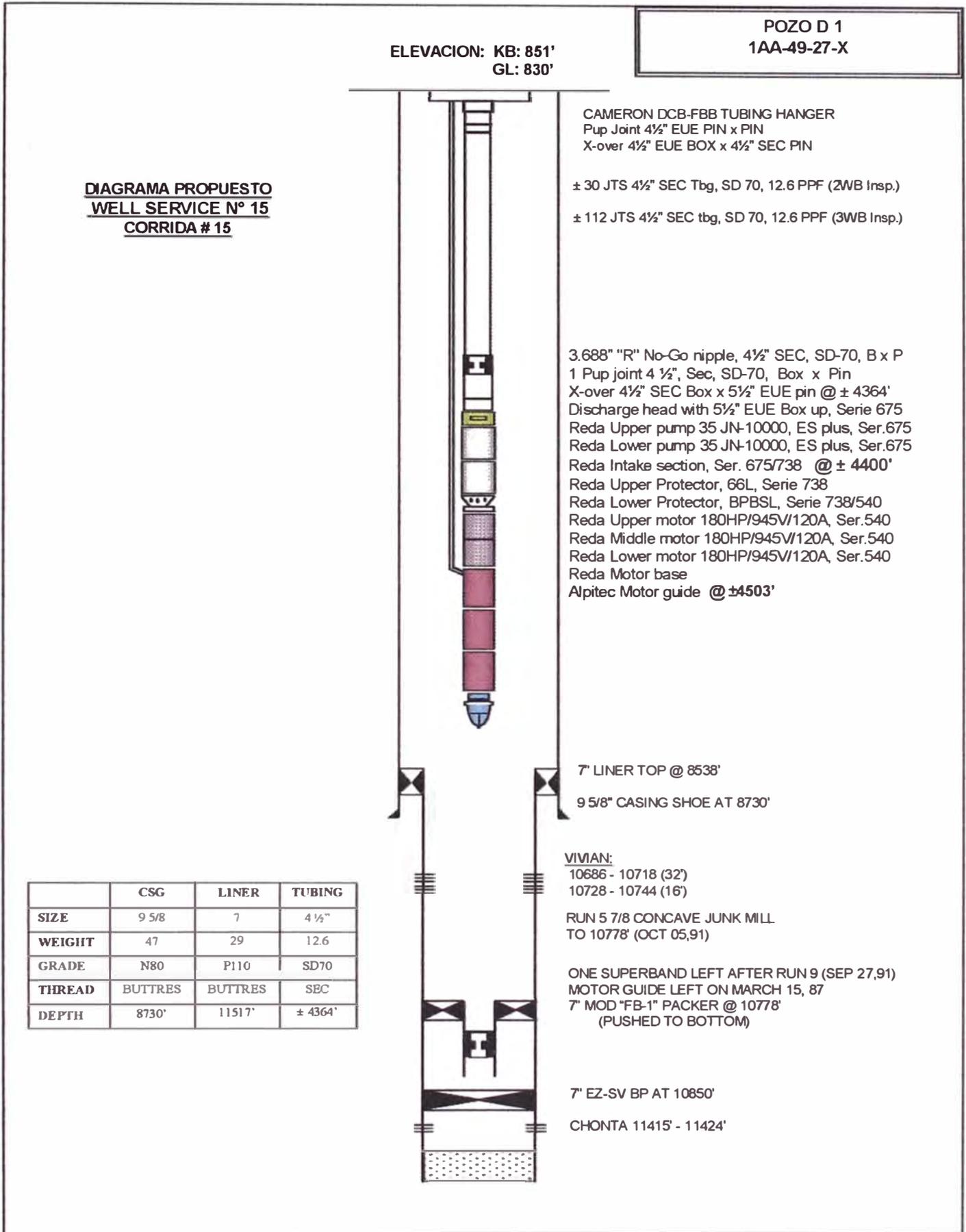


Fig. A - 5

Fluid Properties

Oil grav	34.2.2	°API
% H2O	98	%
SG H2O	1.1	rel-H2O
SG liq	1.095	rel-H2O
SG gas	0.805	rel to Air
Prod GOR	450	scf/STB
Sol GOR	118	scf/STB
Pb -> Bubble Point	699	psia

Temperature Model

Fluid Surf T	250	°F
Earth Surf T	65.0	°F
BHT	262	°F

- Interpolate
- Calculate
- ESP Trise

Gas Impurities

N2 % H2S % CO2 %

Dead Oil Viscosity (computed)

Temp	250	262	°F
OVisc	0.998	0.92	Cp

TARGET

Pump Setting
Depth (Vertical) ft

Max Desired BPD

Minimum PIP psi

Gas Sep Eff: %

Inflow Performance (IPR) - Test Data

Datum VD ft Static Press psi

Perfs VD ft

Pressure Bomb Test
 Fluid Level Test

PI @ zero flow BPD/psi

IPR Method

- Constant PI
- VOGEL
- Composite IPR
- User's IPR data

GetQmax

String Description

Csg ID	8.681	6.184		in
Tbg ID	3.958	3.958		in
TVD	8538	10778		ft
MD	8538	10778		ft

Select Csg

Pipe Roughness: 0.0018 in

NEW VERY ROUGH

Surface Pressure

Tbg Surf Press psi

Casing Press psi

Csg fluid over pump

- Oil only
- Liquid Mixture

Enter comments here!

Inflow Performance:

Static P perf=3910 psi
PI=24.0 BPD/psi
Qb=1703 BPD (Oil)
MaxQ =93679 BPD
Pperfs=3389 psi

Intake conditions:

PIP=572 psi
QIP=13836 BPD
GIP=4.1 %
GORpmp=450.scf/STB
Bo=1.175
Bw=1.059
SGmix=0.99 rel-H2O
Visqliq=0.361 Cp
FLOP =1642 ft

Discharge conditions:

Pd=2305 psi
Qdp=13283 BPD
Bo=1.344
Bw=1.056
SGmix=1.031 rel-H2O
Visqliq=0.383 Cp
Water Cut (surf):97.8 %
Friction=381 FT
TDH=3926 FT

FVT gas correlations

Show more detail

Fig. A - 6

AutographPC V3.5 - Centrlift - A Baker Hughes company

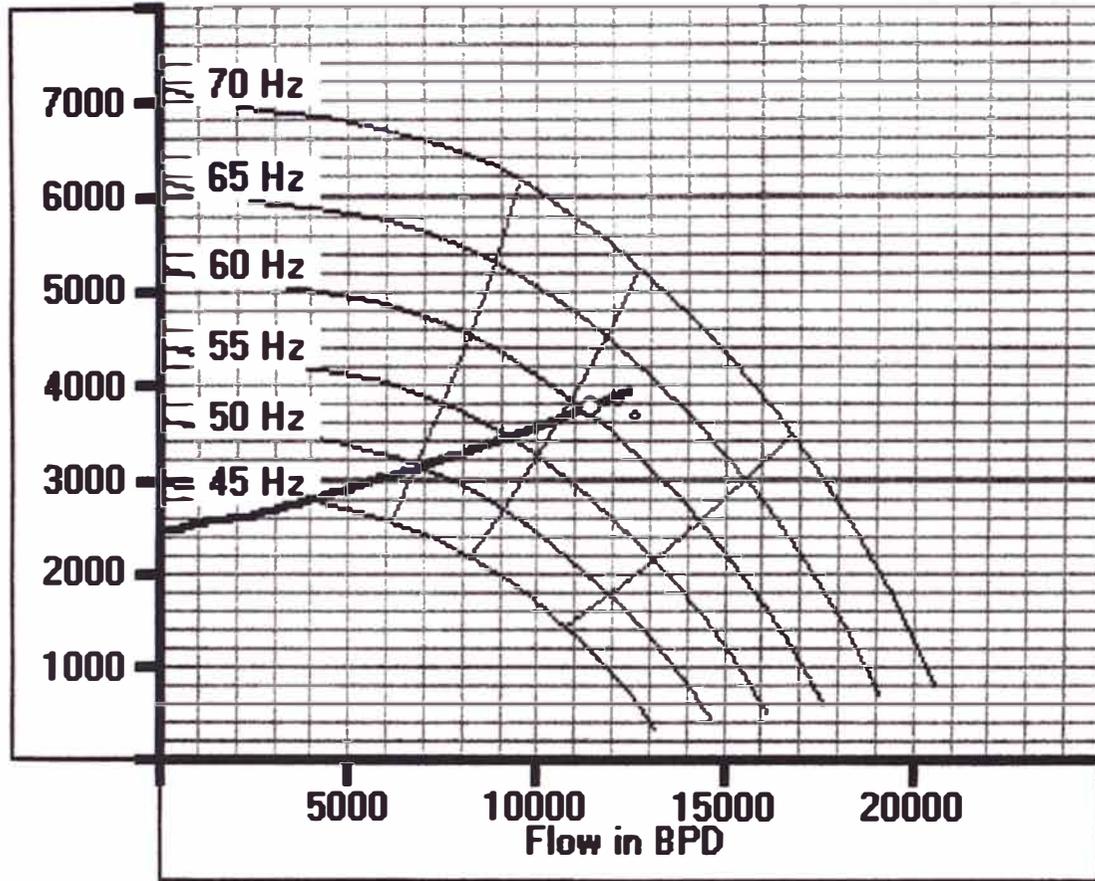
D1 15 apc - CASE 1

675series 70-JN10000 REDA

Freq Stages

◀ | ▶ ▶ | ◀

Head in FT



Pumping Conditions

	Intake	Discharge	
Pressure	618	2279	psi
Flow	12578	12126	BPD
S.G.	0.994	1.031	rel-H2O
Visc	0.362	0.382	Cp

Design Point

70 60Hz RPM = 3466

SG: 1.02

Flow	11408	BPD
Head	3761	FT
BHP	455	HP/pump
Freq	62.0	HZ

Mshp60=442
Pump Efficiency: 76.0%

AutoBEP
OK
Cancel

Mixed flow type

Head
 Power
 Click to Untie Well

JN10000 REDA
 Update Pumps List

Fig. A – 7. Rendimiento de Bomba ESP para Pozo D1.

Head in FT

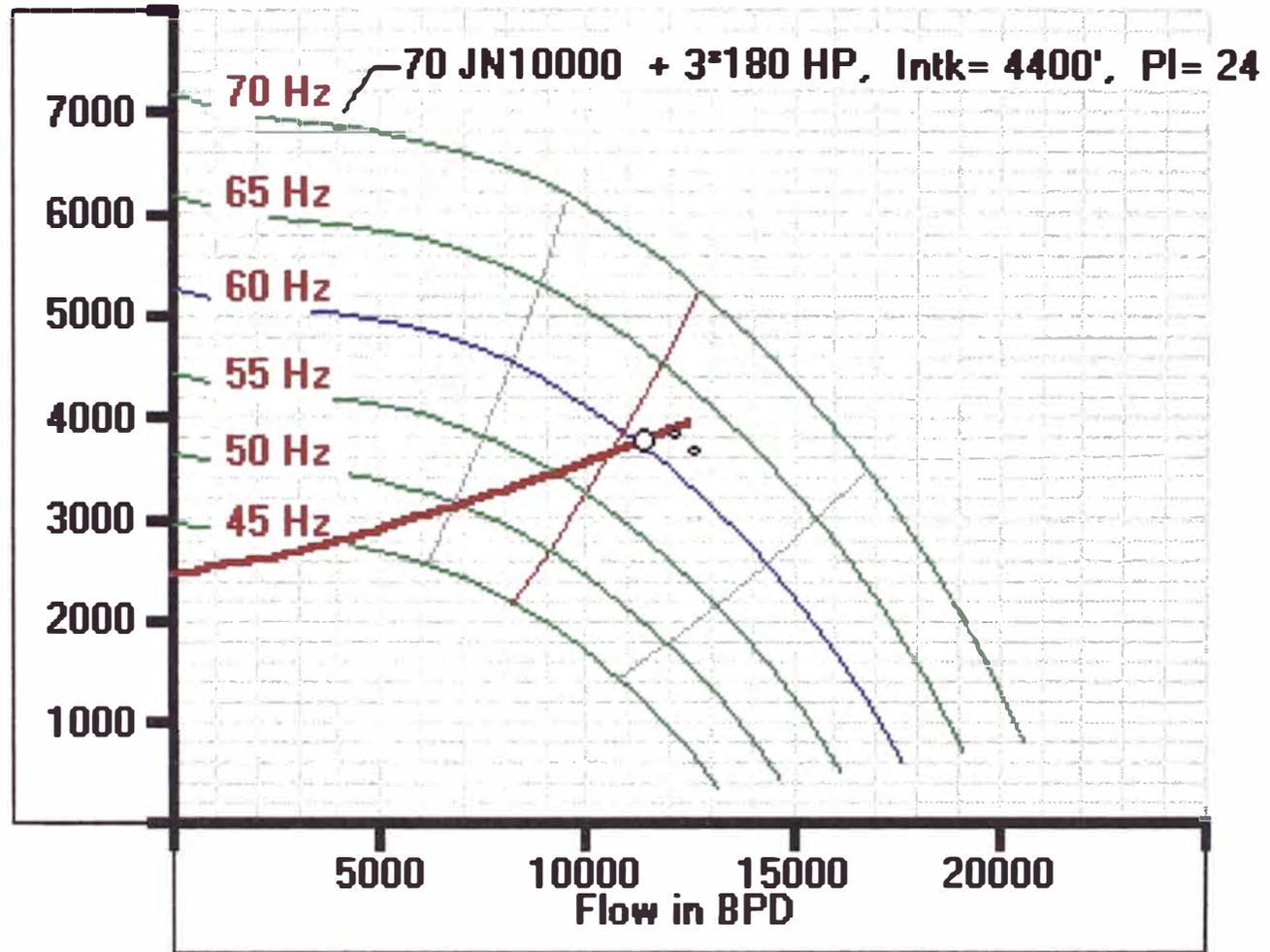


Fig. A - 8 ESQUEMA GENERICO DEL SISTEMA DE GAS LIFT

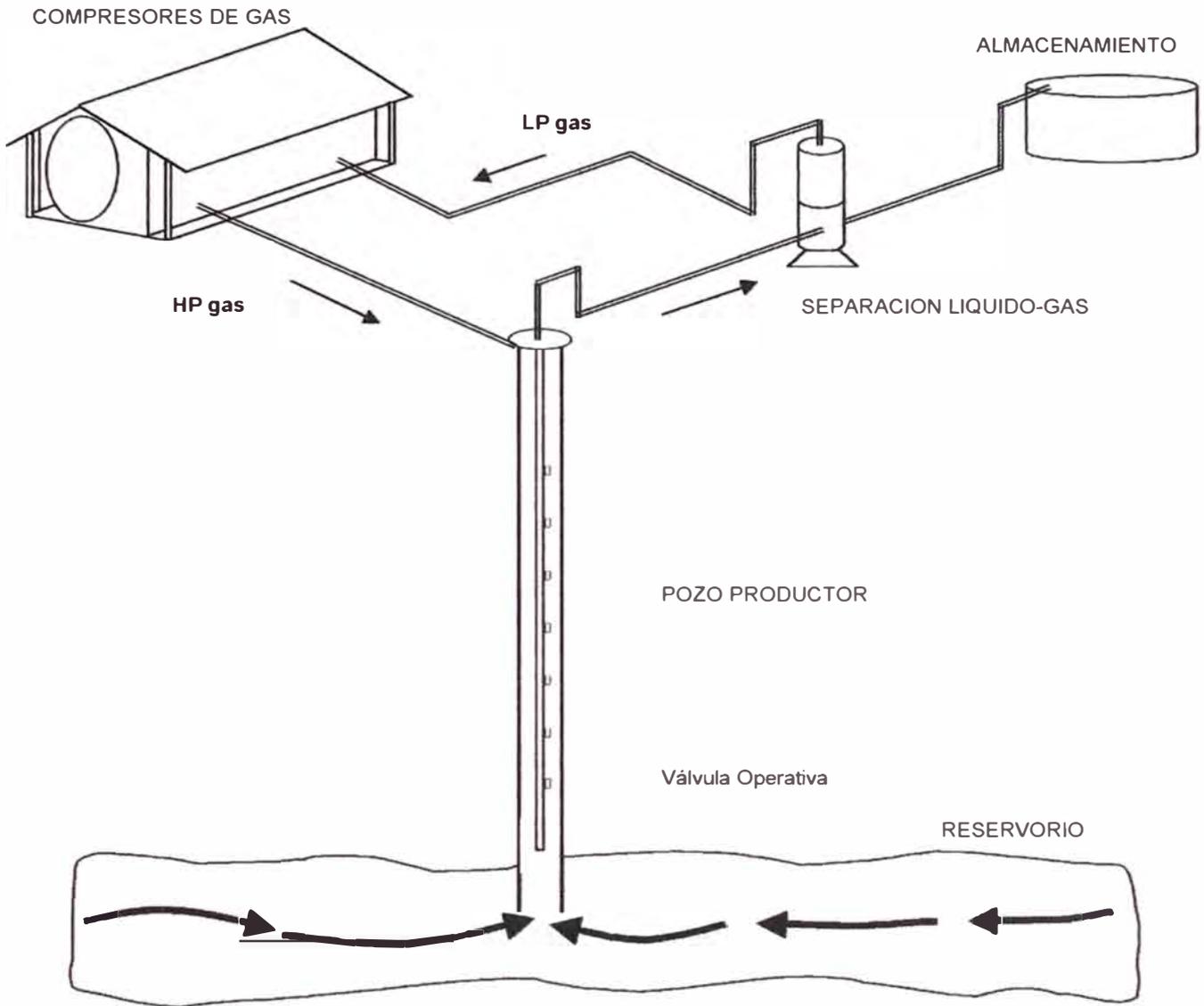
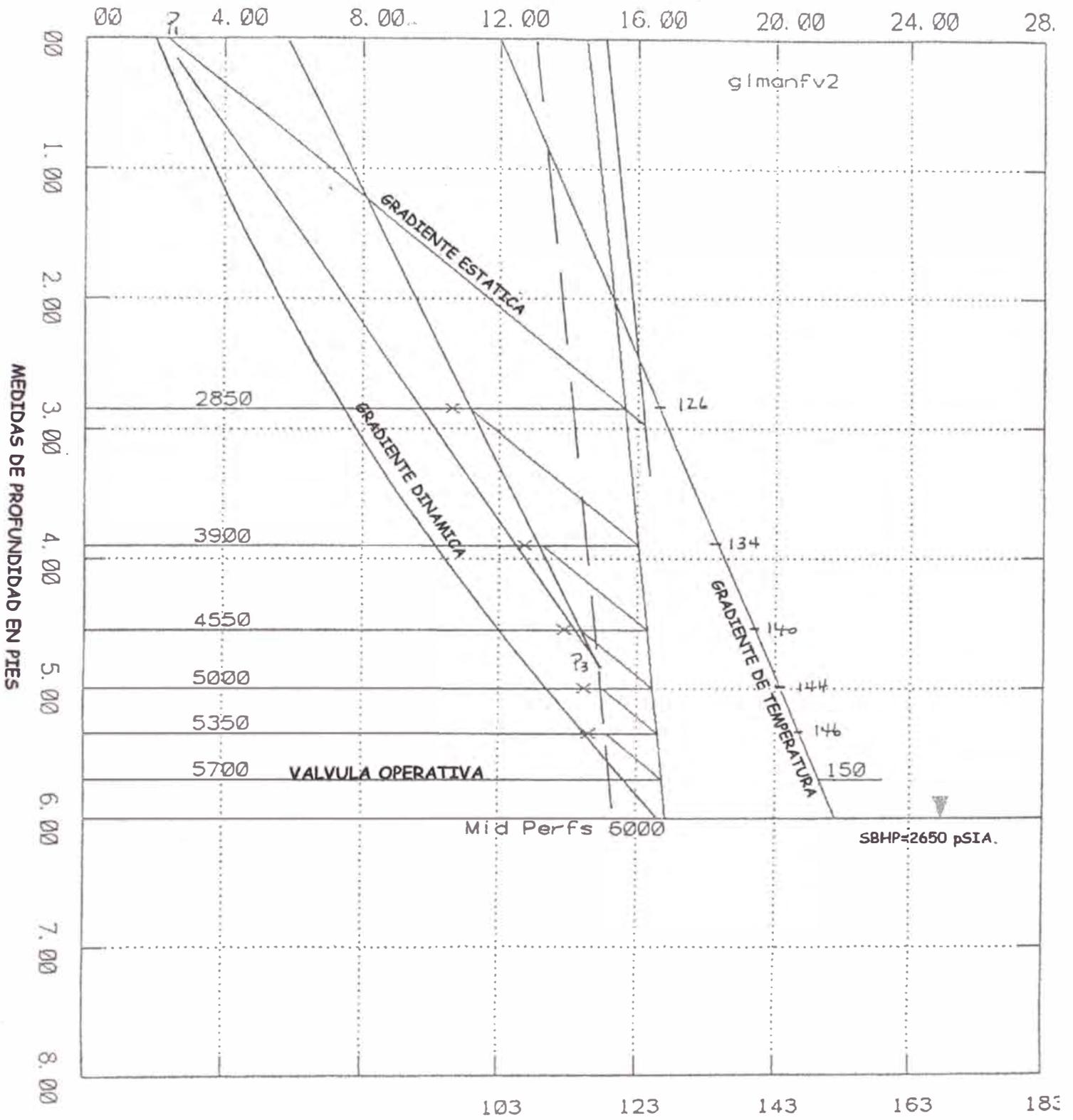


Fig. A-9

DISEÑO TÍPICO DE GAS LIFT CONTINUO

PRESSURE (100PSÍ)



KEY FOR TUBING GRADIENTS

— PWH= 200. RATE= 1000. GLR= 300.

TEMP. (DEG. F)

Fig. A – 10. Diagrama Propuesto para Diseño de Gas Lift

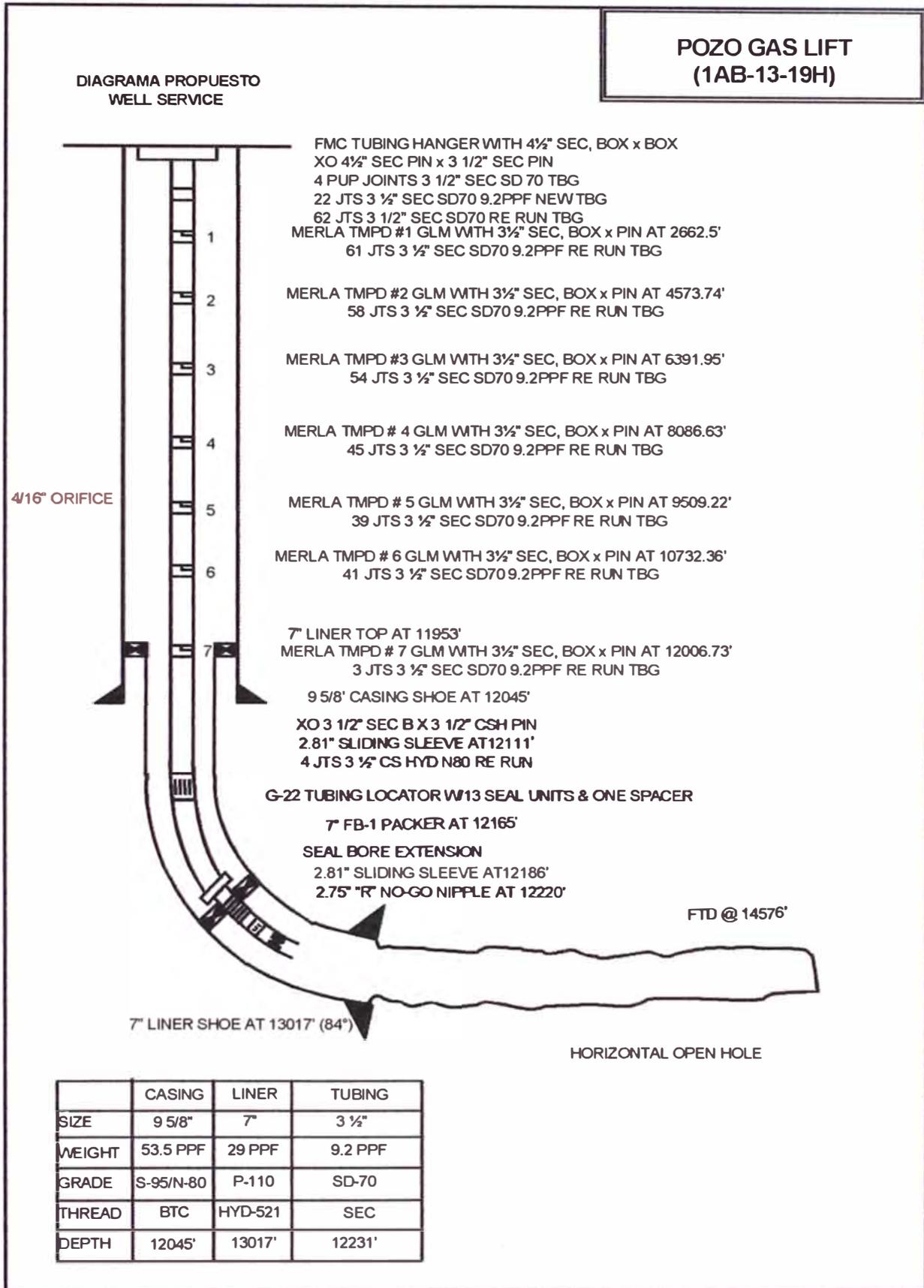


Fig. A – 11. Comportamiento de Bombeo Teórico de Oleoducto Principal.

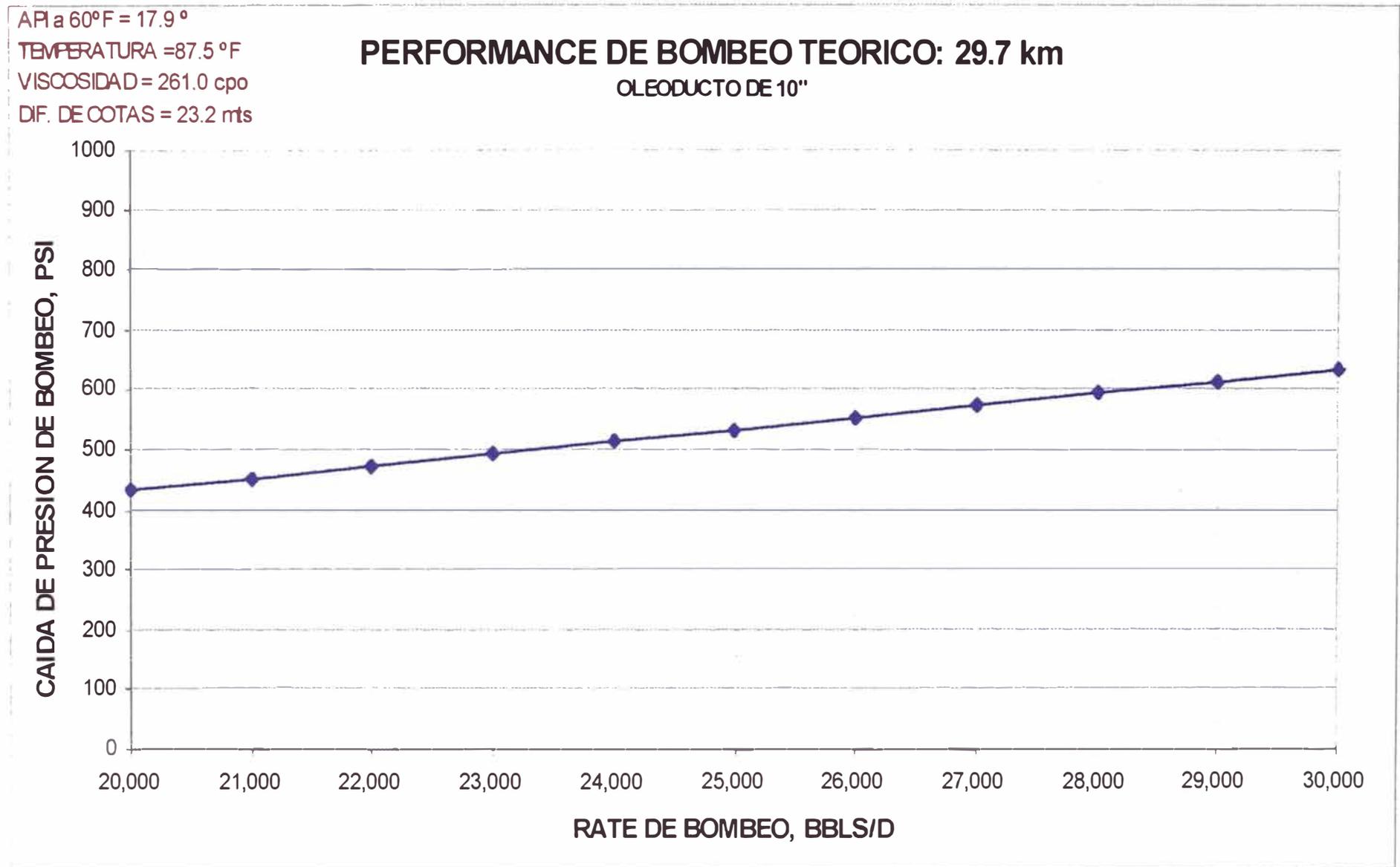


Fig. B - 1

TRATADOR TERMICO

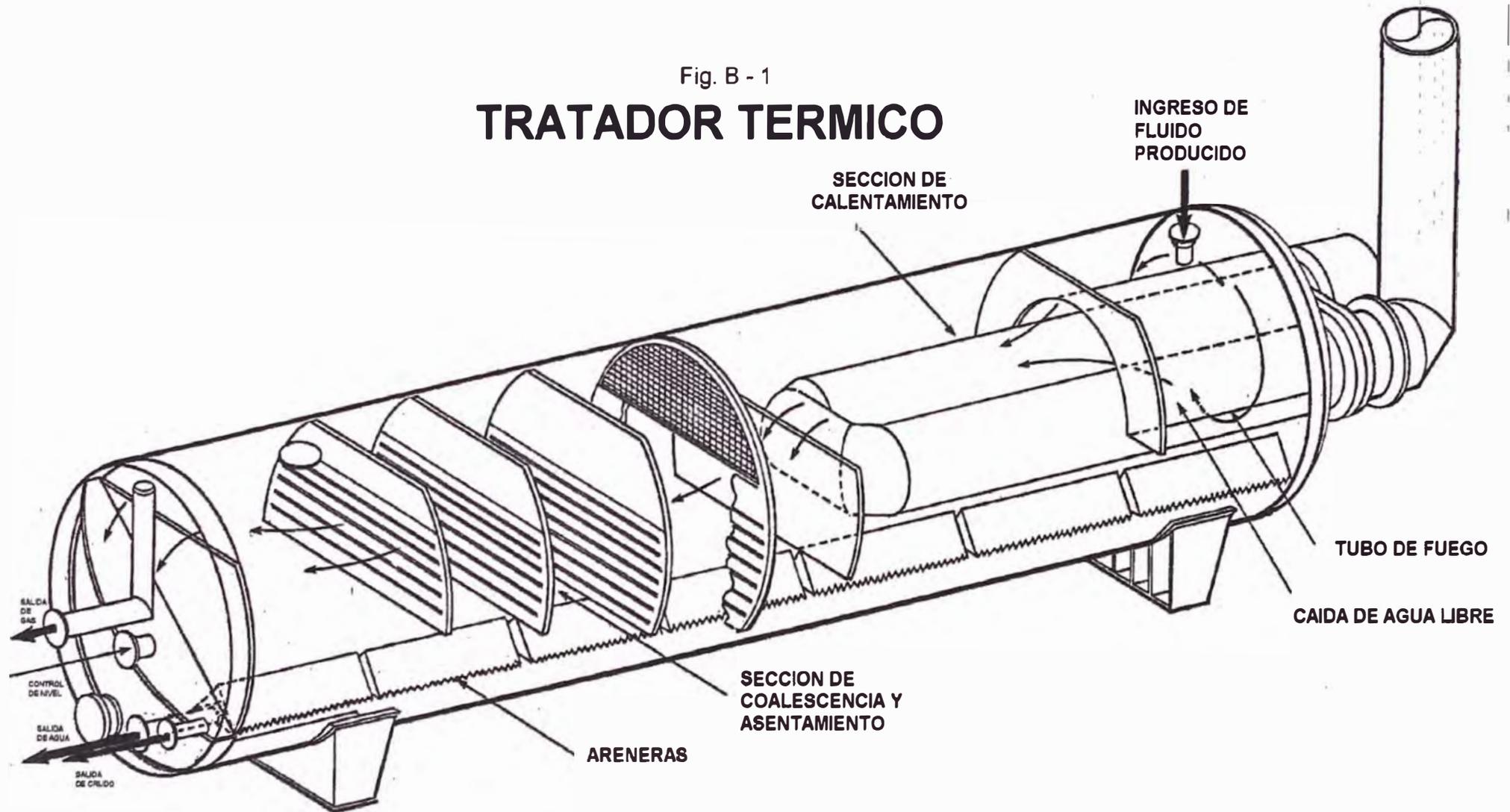


Fig. B - 2

DESALADOR ELECTRICO

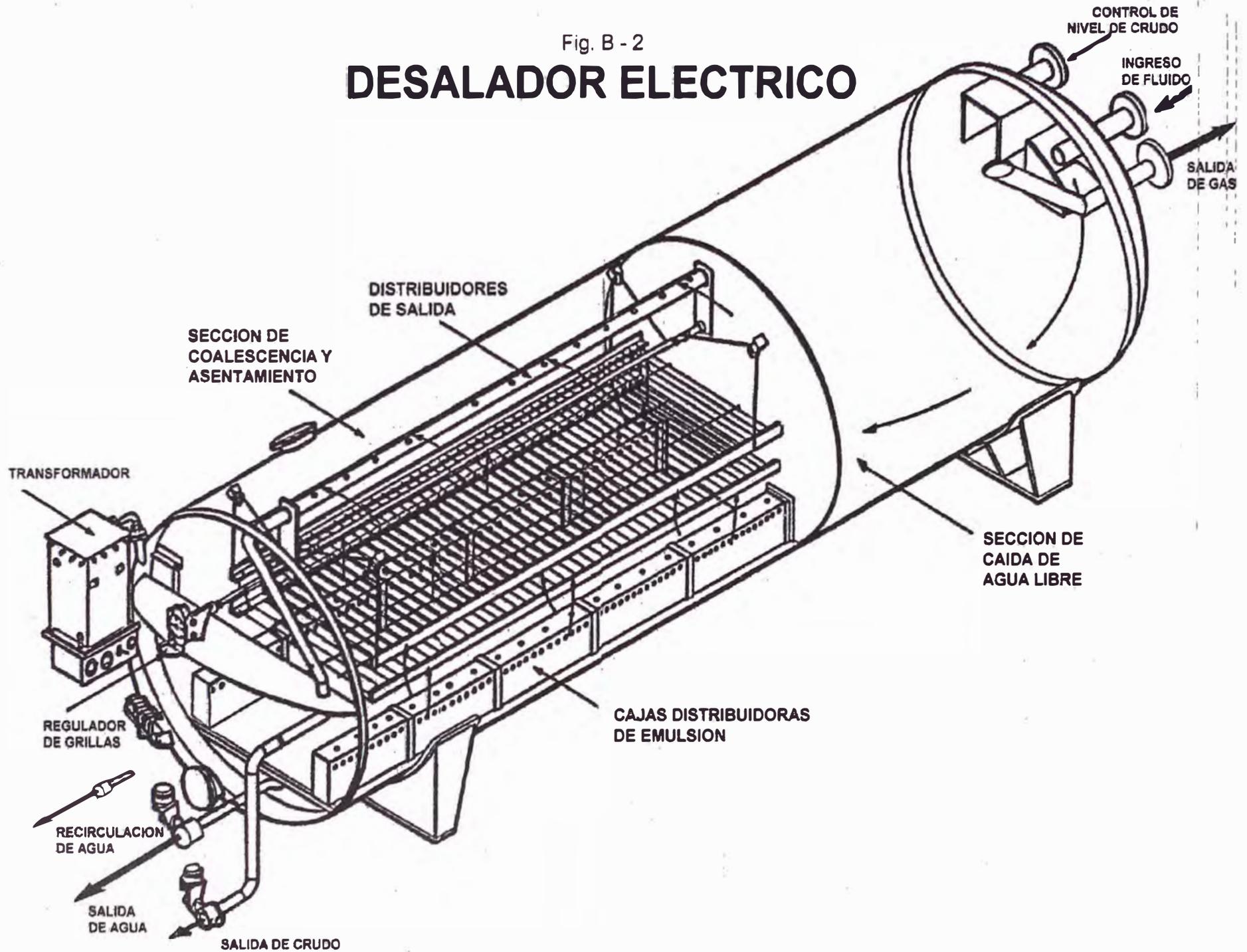
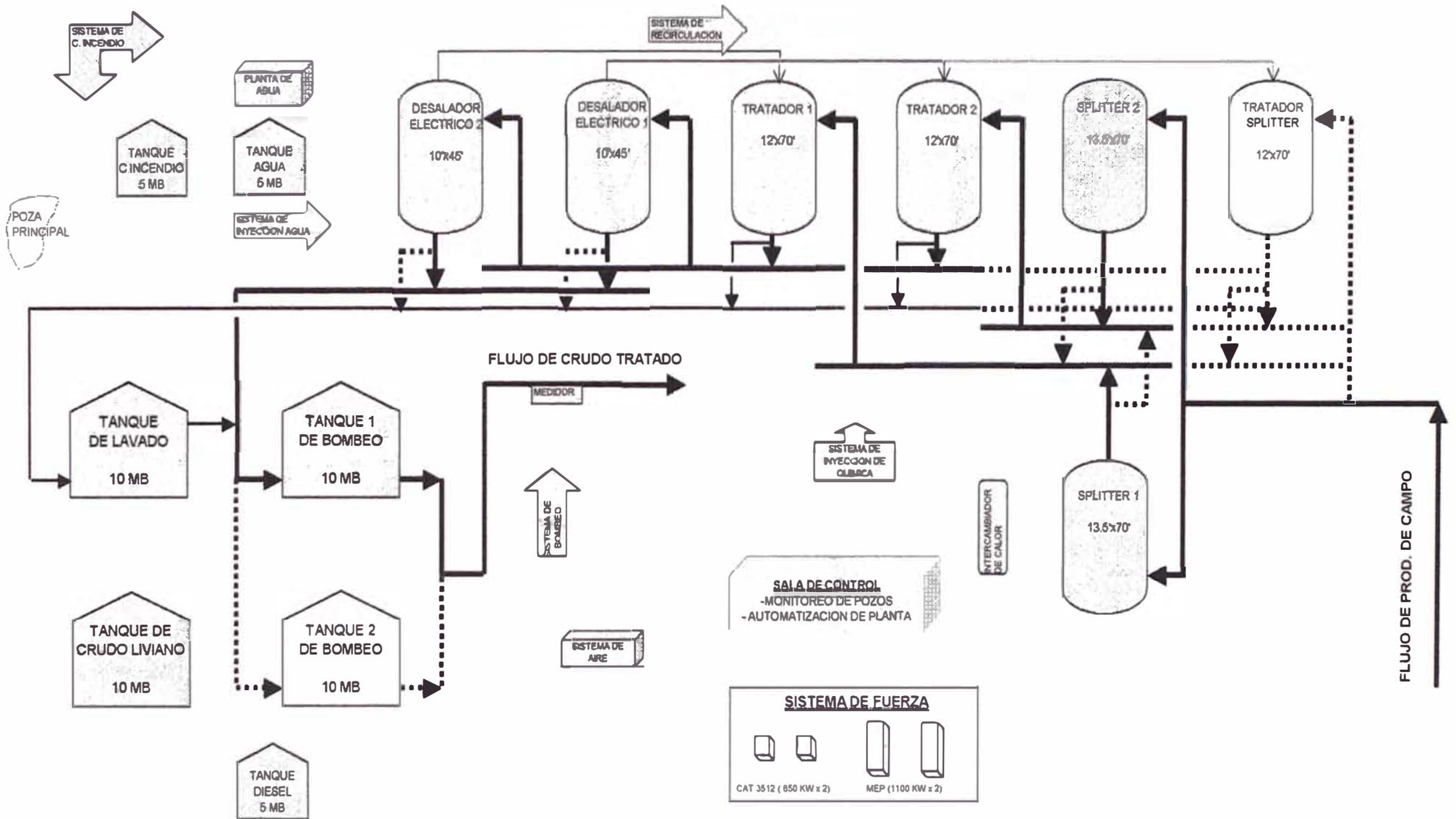


Fig. B - 3. PLANTA DE TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO



CONTROLES AUTOMATICOS

Fig. C-1

PANEL DE CONTROL UNIDAD LACT

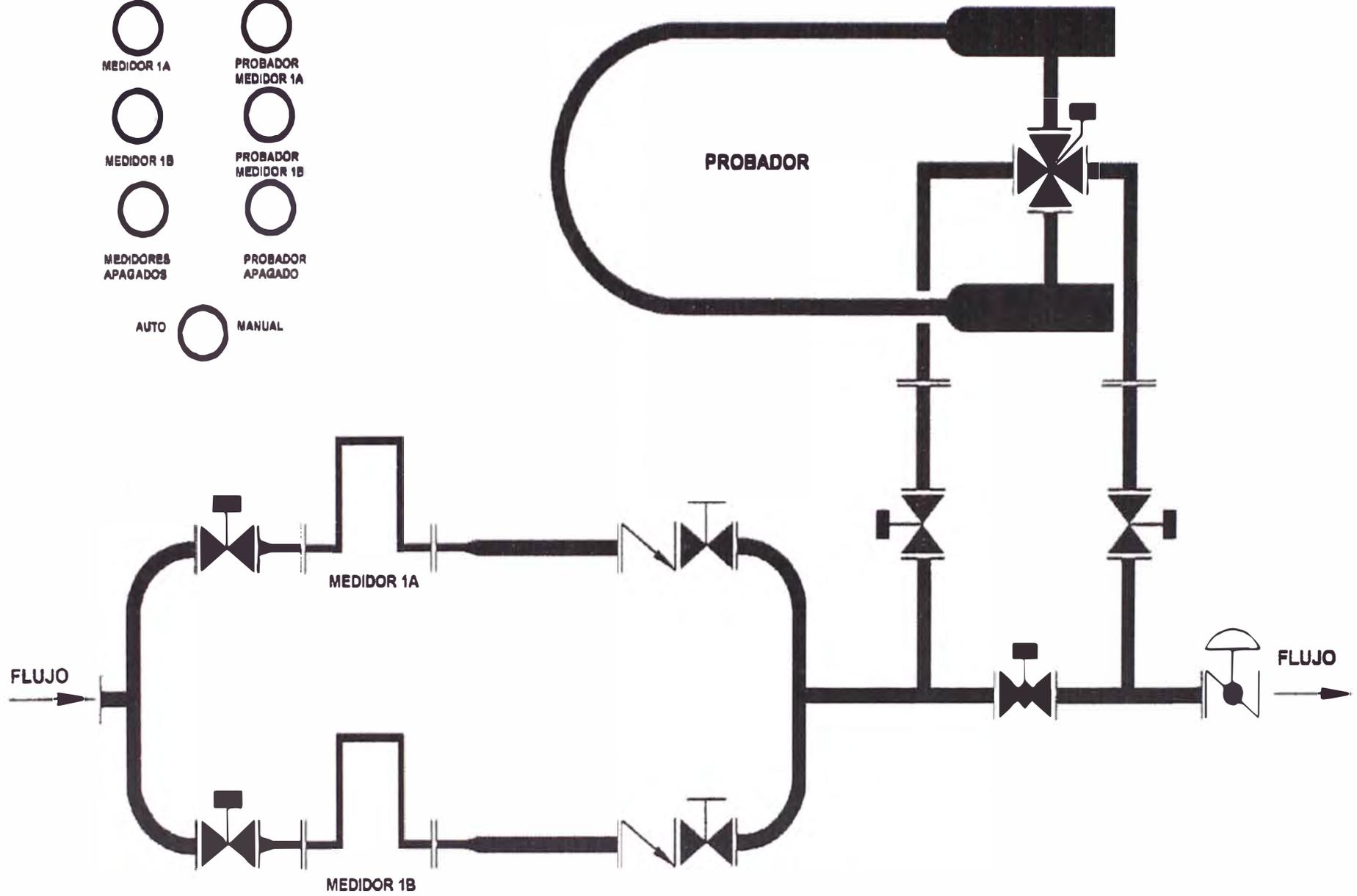
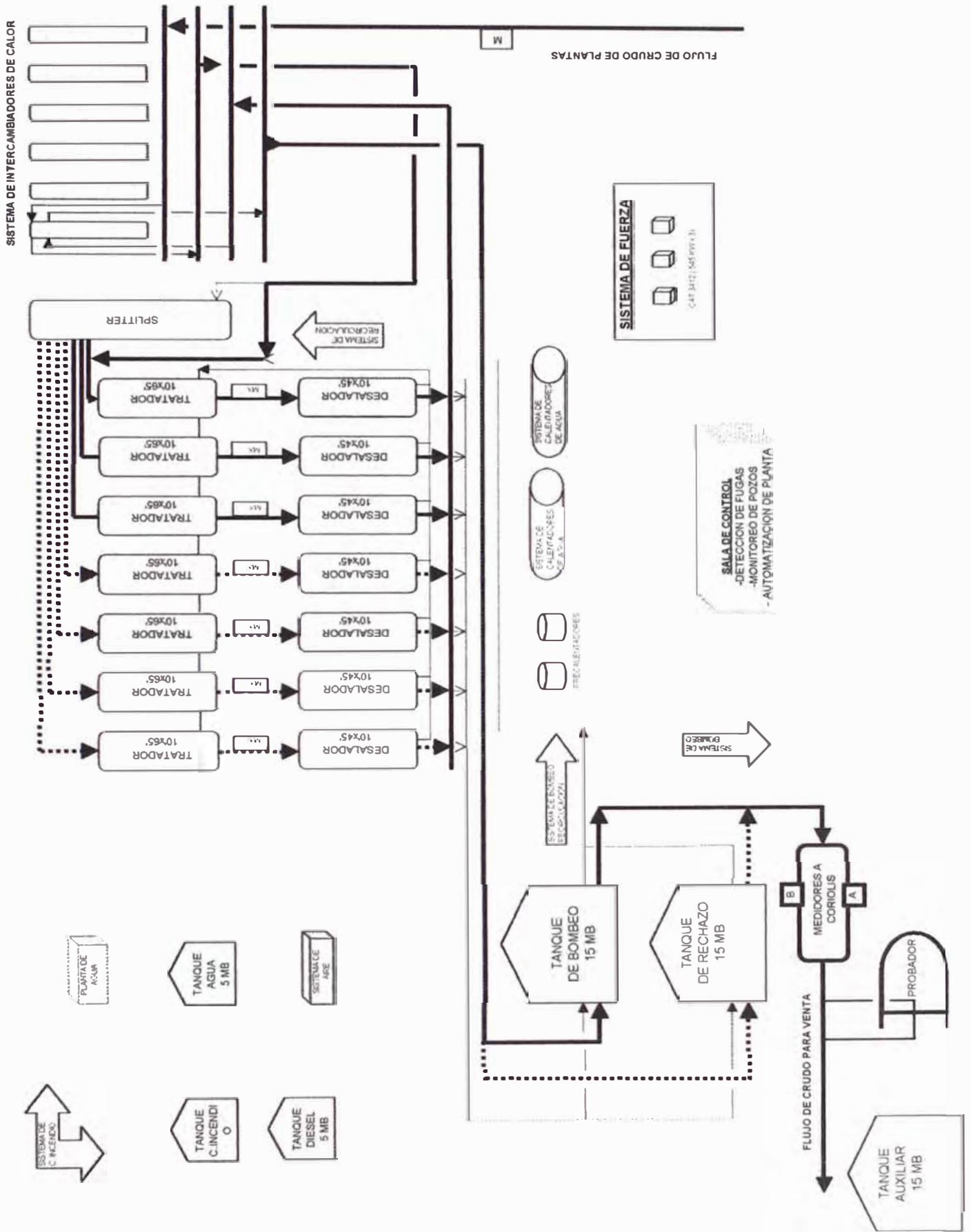


Fig. C - 2. PLANTA DE FISCALIZACION DE CRUDO



SISTEMA DE RECULACION

PLANTAS DE AGUA

TANQUE AGUA 5 MB

SISTEMA DE AGUA

TANQUE DIESEL 5 MB

TANQUE DIESEL 5 MB

FLUJO DE CRUDO DE PLANTAS

SISTEMA DE FUERZA
C.A.P. 3472, 558 KW x 3 h

SALA DE CONTROL
- DETECCION DE FUGAS
- MONITOREO DE POZOS
- AUTOMATIZACION DE PLANTA

SISTEMA DE CALENTADORES DE AGUA

SISTEMA DE CALENTADORES DE AGUA

PRECALENTADORES

SISTEMA DE BOMBEO REGULADOR

SISTEMA DE BOMBEO

TANQUE DE BOMBEO DE 15 MB

TANQUE DE RECHAZO DE 15 MB

FLUJO DE CRUDO PARA VENTA

MEDIDORES A CORIOLIS

TANQUE AUXILIAR DE 15 MB

PROBADOR

Fig.E-1

DIAGRAMA DE PLANTA DE DESTILACION PRIMARIA

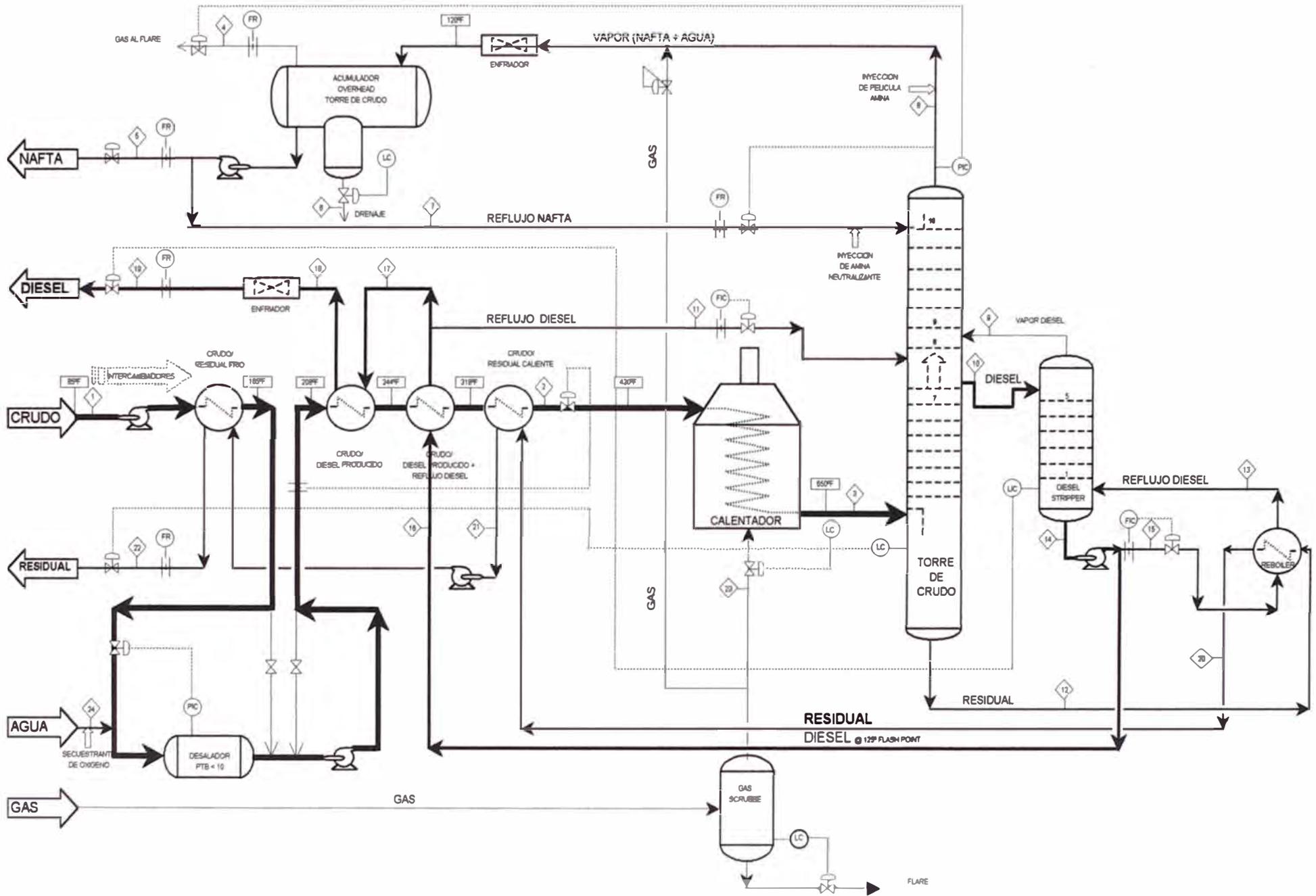


Fig. E - 2 **DIAGRAMA DE PLANTA DE DESHIDRATACION CON GLICOL**

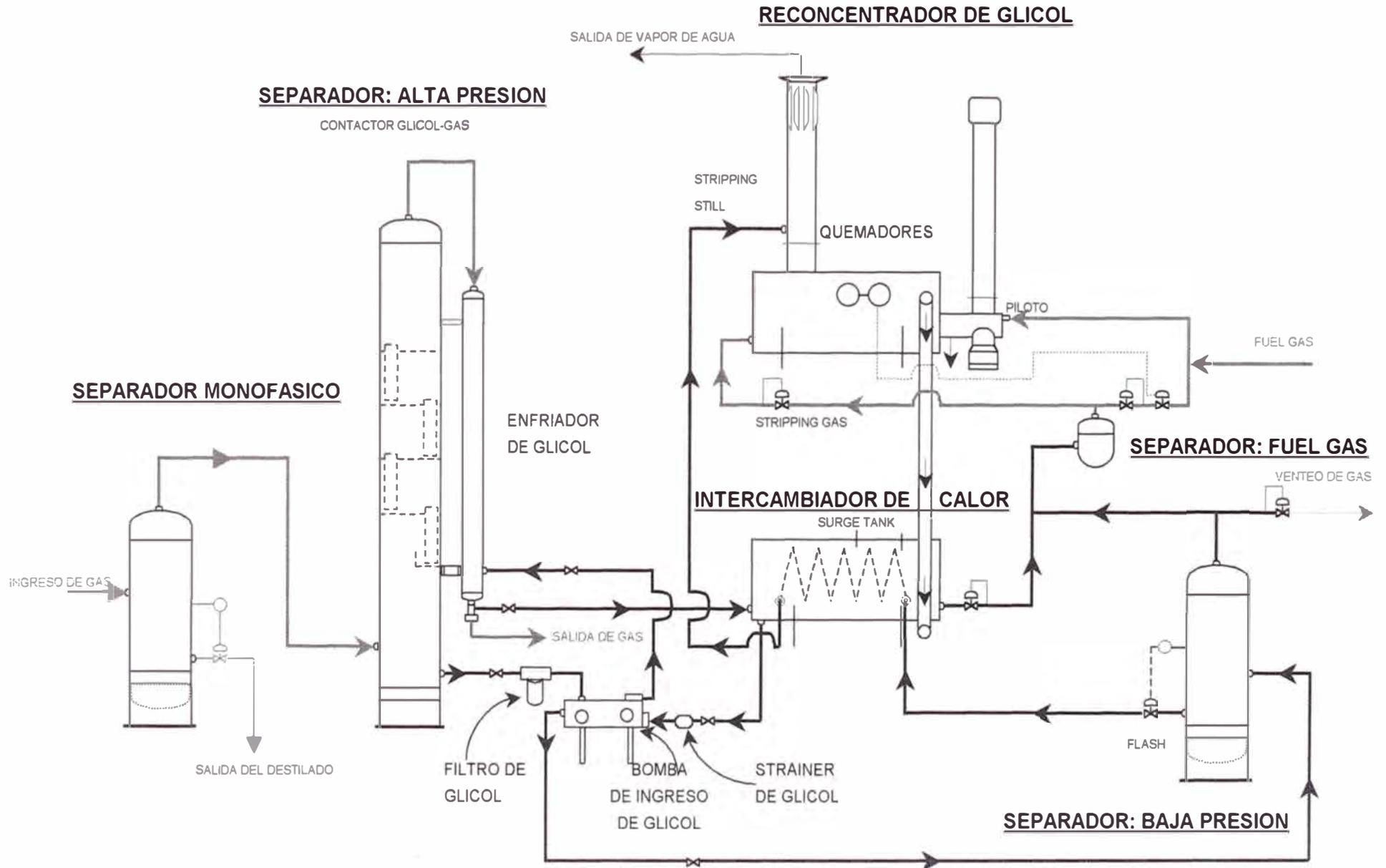


Tabla A - 1

COLECCION DE DATOS

POZO
FORMACION
FECHA

POZO D1
VIVIAN
06-Dic-98

Datos del Pozo

Diámetro de Casing	ODcsg	9 5/8	pulgadas
Profundidad de Casing		8730	pies
Peso de Casing		47	lb/pie
Diámetro de Laina	ODliner	7	pulgadas
Profundidad de Laina		11517	pies
Peso de Laina		29	lb/pie
Diámetro de Tubing	ODtbg	4.5	pulgadas
Longitud de Tubing		4461	pies
Tipo de Tubing		SEC-70	
Peso de Tubing		12.6	lb/pie
Tipo de rosca de Tubing		SEC	
Intake medido	INTKmd	4494	pies
Intake vertical	INTKvd	4494	pies
Intervalo Perforado vertical		10686-10744	pies
Punto medio perforaciones vertical	MPPvd	10715	pies
Tope de Perforaciones		10686	pies
Profundidad efectiva	PBDT	10778	pies
Dog legs		no	

Datos de Producción/Reservorio

Índice de Productividad	PI	24.0	Bbl/dia/psi
FL dinámico medido	FLmd	2500	pies
FL dinámico vertical	FLvd	2500	pies
FL estático	FL	NR	pies
Datum	DATUM	10711	pies
Presión estática de fondo	SBHP	3910	psi
Gradiente Reservorio	GRADr	0.365	psi/pie
Presión de burbuja	Pb	699	psi
SBHP en Tope de Perfs		3901	psi
Lodo para matar pozo		8.4	ppg
Presión requerida		765	psi
Temperatura de fondo	BHT	262	°
GOR producción	GOR	450	SCF/STB
Corte de agua	WC	97.6	%

Condiciones del Fluido del Pozo

Gravedad del crudo	API	34.2	°
Gravedad específica del agua	SpGrw	1.100	
Salinidad del agua		97,548	ppm CL
Gravedad específica del gas	SPGrg	0.805	

Fuente de Energía

Voltaje disponible	480	voltios
Equipo disponible	Generador Satélite Cat-3412	

Problemas

Presenta problemas de corrosión

Historia

Trabajo bien con 70 IN7000, intake a 4494', con 860 días
Falla común: GDH
Cable redalead: RDL-0474 con 860 días
Limpió con broca 8-1/2" y raspador de 9-5/8" hasta 8538' (tope de liner) en Sep 91
Limpió con broca 6" y raspador de 7" hasta 10778' (PTBD) en Dic 85
Cambió tubing en Mayo de 1997.
Dejó guía de motor en corrida 9 (Sep.91)
Empaque FB-1 a 10778'
Equipo disponible

Economía

Precio del crudo	11.5	\$/STB
Costo operativo	3.5	\$/STB

Tabla A - 2

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCION

POZO
FORMACION
FECHA

POZO D1
VIVIAN
22-Oct-99

DATOS DE RESERVORIO

Presión estática de fondo	SBHP	3,910 psi
Datum	DATUM	10,715 pies
Gradiente del reservorio	Gradr	0.365 psi/pie
Punto medio perforaciones vertical	MPPvd	10,715 pies
Intake medido	INTKmd	4,400 pies
Intake vertical	INTKvd	4,400 pies
Diámetro de Tubing	ODtbg	4.5 pulgadas
Factor Volumen Formación	FVF - Bo	1.0930 Bbl/STB
FV Crudo Intake-Nivel Fluido	OVF1 - Bo1	1.1747 Bbl/STB
FV Crudo MedioPerfs-Intake	OVF2 - Bo2	1.1786 Bbl/STB
FV Agua MedioPerfs-Intake	WVF2 -Bw2	1.0590 Bbl/STB
Gravedad Especifica agua	SpGrw	1.100
Gravedad Especifica gas	SpGrg	0.805
Gravedad API crudo	API	34.2 °
Temperatura de fondo	BHT	262 °F

DATOS DE PRODUCCION

Producción de Superficie	BFPD	12,600 STB/dia
Corte de agua	WC	97.8 %
GOR producción	GOR	450 SCF/STB
Nivel de Fluido medido	FLmd	2,758 pies
Nivel de Fluido vertical	FLvd	2,758 pies
Presión de tubos	TP	210 psi
Presión de forros	CP	45 psi

RESULTADOS DE PERFORMANCE:

Gradiente del crudo intake	GRADoil	0.315 psi/pie
Gradiente de crudo-agua	GRADow	0.447 psi/pie
Cabeza por fricción en tubing	Hf	368 pies
Cabeza por presión de tubos	Hp	470 pies
Presión de columna de gas	Pg	5.4 psi
Producción de Reservorio	BRPD	12,526 Bbl/dia
Presión fluyente de Reservorio	Pwf	3,389 psi
Indice de Productividad	PI	24.0 Bbl/día/psi
Cabeza dinámica total	TDH	3,596 pies
Indice de Productividad	PI	24.0 Bbl/día/psi
Presión fluyente de Reservorio	Pwf'	3,389 psi

RESULTADOS DEL INTAKE

Presion en Intake de bomba	Pintake	568 psi
Nivel de Fluido sobre intake vertical	FLOPvd	1,642 pies
Gas/Crudo en solución	Rs	87 SCF/STB
FV Crudo Intake-Nivel Fluido	OVF1 - Bo1'	1.1457 Bbl/STB
Gravedad Especifica crudo-agua	SpGrow'	1.032
Factor de Compresibilidad del Gas	Z (0.81-0.91)	0.96 Gráfico
FV Gas Intake	Bg	6.0 STB/MSCF
Total de gas producido	Gp	124 Mpie ³
Gas en solución	Gs	24 Mpie ³
Gas libre	Gf	100 Mpie ³
Volumen de crudo	Vo	323 Bbl/día
Volumen de gas	Vg	598 Bbl/dia
Volumen de agua	Vw	13671 Bbl/día
% Gas libre	%Gf	4.1 %

RESULTADOS EN LA DESCARGA

Cabeza dinámica neta	NDL	3,128 pies
Cabeza dinámica total	TDH'	3,966 pies

SELECCION DEL ESP

BOMBA a60 Hz - SpGr = 1.0	Reda/Serie 675	JN-10000
Cabeza/Etapa	Curva	55 pie/etapa
Número de Etapas		68.4 etapas
Bombas	2	35 etapas/c/u
Potencia/Etapa	Curva	6.000 Hp/etapa
Potencia preliminar requerida	BHP	420 hp
MOTOR	Reda/Serie 540	
Motores	3	180 hp/c/u
Potencia		540 hp
Sello / Protector	Reda: Laberintico 66L / Modular BPBSL	
PUNTO DE DISEÑO	BEP	62 Hz
Flujo	Curva	11408 Bbls/día
Producción de crudo		251 STB/dia
Cabeza	Curva	3761 pies

Tabla A - 3

CALCULO DE LA FRECUENCIA MAXIMA DE OPERACION

POZO
FORMACION
FECHA

POZO D1
VIVIAN
22-Oct-99

DATOS DEL MOTOR A 60 Hz

Fabricante: Reda/Centrilift	R	
Potencia	180	hp
Número de motores	3	
Voltaje	945	voltios
Amperaje	120	amperios
Eficiencia	85.00%	%
Factor de Potencia	0.85	

DATOS DEL BOMBA A 60 Hz

Tipo	JN-10000	
Etapas	70	
HP/Etapa	6.000	

DATOS DEL SELLO / PROTECTOR

Tipo	738	
------	-----	--

DATOS DEL CABLE

Tipo	1	
Longitud superficie	200	pies
Intake medido	4400	pies
Longitud total	4600	pies
Pérdida de voltaje del cable	175	voltios

DATOS DEL CONTROLADOR DE MOTOR

Fabricante: Reda/Centrilift	XLVSD	R	
Potencia uso		644	KVA

DATOS COMPLEMENTARIOS

Temperatura de fondo	BHT	262	°F
GOR producción	GOR	450	SCF/STB
Gravedad del crudo	API	34.2	°
Corte de agua	WC	97.8	%
Gravedad específica del gas	SpGrg	0.805	
Factor Volumen Formación	FVF - Bo	1.093	Bbl/STB
Salinidad de agua de Formación	PPM	65000	ppm Cl =
Gravedad Especifica agua	SpGrw ppm	1.0818	
Gradiente de crudo-gas	GRADog	0.370	psi/pie
Gradiente de crudo-gas-agua	GRADogw	0.466	psi/pie
Gravedad Especifica crudo-gas-agua	SpGrogw	1.077	

RESULTADOS DE FRECUENCIA MAXIMA

Potencia máxima requerida a 60 Hz	555	KVA
Frecuencia máxima por motor	65.3	Hz
Frecuencia máxima - por Controlador de motor	63.0	Hz
Frecuencia máxima operativa	63.0	Hz
Voltaje en superficie a frecuencia máxima operativa	3163	voltios
Relación teórica de transformación	6.57	
Frecuencia mínima - Controlador de motor	50	Hz
Voltaje a frecuencia mínima - Controlador de motor	381	voltios
Frecuencia máxima operativa recomendada	62	Hz
Voltaje en superficie a frecuencia máxima operativa	3104	voltios

CARGA DEL MOTOR

Demanda de la bomba	524	hp
Demanda del sello/protector	4.0	hp
Demanda total	528	hp
Potencia de entrega del motor hp	567	hp
Demanda de la bomba	391	kw
Demanda del sello/protector	3.0	kw
Demanda total	394	kw
Potencia de entrega del motor kw	423	kw
Carga del motor	93.15%	

CONTROLADOR DE MOTOR

Voltaje máximo en superficie	2937	voltios
Potencia requerida en superficie	655	KVA
Potencia de controlador de motor en superficie	688	KVA
Amperaje en superficie	734	amperios
Controlador de motor requerido	875	KVA

TRANSFORMADOR

Transformador requerido	750	KVA
-------------------------	-----	-----

GRUPO ELECTROGENO

Potencia requerida	757	KVA
Factor de Potencia	0.70	
Potencia requerida	530	kw
Grupo Electrónico con motor	Motor Caterpillar	398

Tabla A - 4

FLUJO EN OLEODUCTO

OLEODUCTO PRINCIPAL	06-Dic-99	
CARACTERISTICAS	CRUDO	
GRAVEDAD @ 60°F	17.9 °API	
GRAVEDAD @ TEMP	19.4 °API	
DENSIDAD	58.49 Lb/Ft ³	
GRAVEDAD ESPECIFICA	0.9379	
VISCOSIDAD	261.0 centipoise	
ODtbg	10 inch	
IDtbg	10.020 inch	
IDENTIFICATION	STD-40	
RUGOSIDAD ACERO	0.00015 inch	
RUGOSIDAD R	0.00001	
RATE	24,000 BPD	
GPM	700	
VELOCIDAD	2.85 ft/seg	
Re	792	
FLUJO	<i>LAMINAR</i>	
f LAMINAR	0.0808	
f TURBULENTO	0.06620	-0.072
TEMP. SUPERFICIE	87.5 °F	
LONGITUD tbg	97445.7 ft	
CAIDA DE PRESION	482.2 PSI	
CAIDA DE PRESION	513.1 PSI	

REFERENCIA	PLANTA 1	PLANTA 2
COTAS (mts)	203.0	226.2
PRESION (psi)	270.5	301.4
TEMPERATURA (°F)	180	90

DIFERENCIA DE COTAS **23.2 mts 30.9 psi**

NOTA:

SE CONSIDERA COMO TUBERIA HORIZONTAL

Tabla B - 1

VOLUMENES DE VESSELS EN PLANTAS

DATOS

EQUIPO	SPLITTER	TRATADOR	DESALADOR		SPLITTER	TRATADOR	DESALADOR
UBICACION	PLANTA TRATAMIENTO	PLANTA TRATAMIENTO	PLANTA TRATAMIENTO		PLANTA FISCALIZACION	PLANTA FISCALIZACION	PLANTA FISCALIZACION
Diámetro pies	13.5	12.0	10.0		13.5	10.0	10.0
Longitud pies	70	70	45		70	65	45
Cabezas pies	2.0	2.0	2.0		2.0	2.0	2.0

VOLUMEN DEL EQUIPO, Bbls

NETO	1764	1376	667		1764	865	667
CILINDRO	1784	1410	629		1784	909	629
CABEZAS	68	54	37		68	37	37
TUBO DE FUEGO	88	88	0		88	82	0
	2 tubos	2 tubos			2 tubos	2 tubos	

VOLUMEN DE FLUIDOS, Bbls

CRUDO	1325	965	573		1400	579	573
AGUA	379	353	93		304	237	93
GAS	61	57	0		61	48	0

VOLUMEN POR NIVELES, Bbls

NIVEL	VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN		VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN
Pulgadas	Bbls	Bbls	Bbls		Bbls	Bbls	Bbls
6	22	20	12		22	17	12
12	61	57	34		61	48	34
18	111	104	61		111	88	61
24	169	158	93		169	133	93
30	234	219	129		234	184	129
36	304	284	167		304	237	167
42	379	353	207		379	294	207
48	457	425	248		457	353	248
54	538	500	291		538	413	291
60	622	576	333		622	473	333
66	708	654	376		708	534	376
72	795	732	418		795	594	418
78	882	810	460		882	652	460
84	970	887	500		970	709	500
90	1058	964	538		1058	763	538
96	1145	1038	573		1145	813	573
102	1230	1111	605		1230	859	605
108	1314	1180	633		1314	898	633
114	1396	1245	655		1396	929	655
120	1474	1305	667		1474	946	667
126	1549	1360			1549		
132	1619	1406			1619		
138	1684	1443			1684		
144	1742	1464			1742		
150	1792				1792		
156	1831				1831		
162	1852				1852		

Tabla D - 1

FLUJO DE CAJA DESPUES DE IMPUESTOS

<u>Cuentas</u>				<u>Año 1</u>	<u>Año 2</u>	<u>Año 3</u>	<u>Año 4</u>	<u>Año 5</u>	<u>Año 6</u>	<u>Año 7</u>	<u>Año 8</u>	<u>Año 9</u>	<u>Año 10</u>	<u>TOTAL</u>
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10
Tasa de Producción (Inicio)	Bbls/día	d = 10.0 %	43,000	38,700	34,830	31,347	28,212	25,391	22,852	20,567	18,510	16,659	14,993	
Tasa de Producción (promedio)	Bbls/día	b = 10.5 %		40,812	36,731	33,058	29,752	26,777	24,099	21,689	19,520	17,568	15,812	97,023,936
Incremento de Producción (promedio)	Bbls/día	b = 22.3 %	5,000	0	4,481	3,585	2,868	2,294	1,836	1,468	1,175	940	752	7,080,860
Consumo en Planta de Destilación	Bbls/día	4.7%	2,000	1,898	1,917	1,704	1,517	1,352	1,206	1,077	963	861	770	4,842,084
Total de producción				38,914	39,296	34,939	31,103	27,719	24,729	22,081	19,733	17,647	15,793	99,262,731
Precio del Crudo	\$/Bbl	0.5%	12.50	12.563	12.625	12.688	12.752	12.816	12.0	11.0	10.0	9.0	8.0	
Rédito	\$M			178,433	181,083	161,811	144,767	129,663	108,311	88,654	72,024	57,971	46,115	1,168,833
Costos Operativos	\$M	4.79 \$/Bbl		71,354	72,054	64,065	57,032	50,827	45,343	40,488	36,182	32,359	28,959	498,662
Costos Overhead	\$M			14,800	14,800	14,800	14,800	14,800	14,800	14,800	14,800	14,800	14,800	148,000
Costos transporte crudo liviano	\$M	2.50 \$/Bbl		0	11,204	8,963	7,170	5,736	4,589	3,671	2,937	2,350	1,880	48,499
Compra	\$M		120,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	120,000
Inversiones	\$M	80%	3,250	18,350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,600
Inversiones Overhead	\$M	20%	1,000	4,400	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,400
Total de Gastos			124,250	108,904	98,057	87,828	79,002	71,363	64,732	58,959	53,919	49,508	45,638	842,161
Flujo de Caja Neto antes de Impuestos	\$M		-124,250	69,529	83,026	73,983	65,765	58,299	43,579	29,695	18,105	8,463	477	326,672
Acumulado de Flujo de Caja	\$M		-124,250	-54,721	28,305	102,288	168,053	226,353	269,932	299,627	317,731	326,194	326,672	
Costos Operativos, Inversiones & Overhead	\$M		1,000	90,554	86,854	78,865	71,832	65,627	60,143	55,288	50,982	47,159	43,759	652,062
Inversiones Gastadas	\$M			8,450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,450
Depreciación (lineal por 5 años)	\$M	20%		3,060	3,060	3,060	3,060	3,060	0	0	0	0	0	15,300
Costos depletación	\$M			0	751	601	480	384	308	246	197	157	126	3,250
Total de Deducciones para Impuestos	\$M		1,000	102,064	90,665	82,526	75,372	69,071	60,451	55,534	51,179	47,316	43,885	679,062
Ingreso Neto para Impuestos	\$M		-1,000	76,369	90,419	79,286	69,395	60,591	47,860	33,120	20,845	10,655	2,231	489,771
Impuestos	\$M	35%	-350	26,729	31,647	27,750	24,288	21,207	16,751	11,592	7,296	3,729	781	171,420
Crédito para Impuestos	\$M	10%	0	-1,530	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1,530
Flujo de Caja Neto después de Impuestos	\$M		-123,900	44,330	51,380	46,233	41,477	37,092	26,828	18,103	10,809	4,734	-304	156,782
Acumulado de Flujo de Caja	\$M		-123,900	-79,570	-28,191	18,043	59,520	96,612	123,440	141,543	152,352	157,085	156,782	

Tabla D - 2

RESULTADO DE PARAMETROS PARA DECISIONES DE INVERSION

		No Descontado	Descontado
Payout antes de Impuestos	años	1.7	1.8
Payout después de Impuestos	años	2.6	3.2
Flujo de Caja Neto antes de Impuestos	\$M	326,672	189,273
Flujo de Caja Neto después de Impuestos	\$M	156,782	72,051
Inversiones Total antes de Impuestos	\$M	147,000	145,675
Inversiones Total después de Impuestos	\$M	135,507	133,506
Posición Negativa max. antes de Impuestos	\$M	124,250	124,250
Posición Negativa max. después de Impuestos	\$M	123,900	123,900
Ganancia/Inversión antes de Impuestos	PIR	2.22	1.30
Ganancia/Inversión después de Impuestos	PIR	1.16	0.54
Retorno de Inversión antes de Impuestos	ROI	2.63	1.52
Retorno de Inversión después de Impuestos	ROI	1.27	0.58
Tasa de Retorno antes de Impuestos	ROR %	-	0 55.7%
Tasa de Retorno después de Impuestos	ROR %	-	0 30.8%

Tabla D - 3

PARAMETROS DE INVERSIONES

INVERSIONES \$M	TANGIBLES		INTANGIBLES				
		capitalizables		gastadas			
<i>antes de Impuestos</i>							
Compra de Proyecto	120,000			120,000			
Geología para 5 pozos	5,000	3,250 65%	depletable	1,750 35%			
Perforación de 5 pozos	20,000	14,000 70%	depreciable	6,000 30%			
Construcción de Oleoducto	0	0 70%	depreciable	0 30%			
Producción	1,000	300 30%	depreciable	700 70%			
Equipos de Producción	1,000	1,000 100%	depreciable	0 0%			
TOTAL	27,000	18,550		8,450			
DEPRECIACION \$M							
	BASE	15,300					
DEPLETACION \$ M							
	BASE	3,250					
IMPUESTOS	BASE	NO DESCONTADO		DESCONTADO			
		RATE		F. Descuento		RATE	
Compra	120,000	100%	120,000	1.0000	120,000	100%	120,000
Inversiones depletables	3,250	100%	3,250	1.0000	3,250	100%	3,250
	18,350	100%	18,350	0.9418	17,281	100%	17,281
Inversiones Overhead	1,000	65%	650	1.0000	1,000	65%	650
	4,400	65%	2,860	0.9418	4,144	65%	2,693
	147,000		145,110		145,675		
Inversiones Gastadas	8,450	35%	2,958	0.9418	7,958	35%	2,785
Depreciación (lineal por 5 años)	15,300	35%	5,355		11,498	35%	4,024
Costos depletación	3,250	35%	1,138		2,061	35%	721
Crédito para Impuestos	1,530	10%	153	0.9418	1,441	10%	144
TOTAL	114,070		135,507				133,506

Tabla D - 4

DESCUENTOS CONTINUOS DE FLUJO DE CAJA NETO \$M - MITAD DE AÑO

Año	Factor de Descuento Continuo	Flujo de Caja antes de Impuestos				Flujo de Caja después de Impuestos				Depreciación		Depletación	
		Acumulado		Acumulado		Acumulado		Acumulado		Valor	Valor Presente	Valor	Valor Presente
		Valor	Valor Presente	Valor Presente	Valor	Valor Presente	Valor Presente	Valor Presente					
	120%												
0	1.0000	-124,250	-124,250	-124,250	-124,250	-123,900	-123,900	-123,900	-123,900				
1	0.9418	69,529	-54,721	65,480	-58,770	44,330	-79,570	41,748	-82,152	3,060	2,882		
2	0.8353	83,026	28,305	69,349	10,579	51,380	-28,191	42,916	-39,236	3,060	2,556	751	627
3	0.7408	73,983	102,288	54,808	65,387	46,233	18,043	34,251	-4,986	3,060	2,267	601	445
4	0.6570	65,765	168,053	43,211	108,598	41,477	59,520	27,252	22,267	3,060	2,011	480	316
5	0.5827	58,299	226,353	33,974	142,572	37,092	96,612	21,616	43,882	3,060	1,783	384	224
6	0.5169	43,579	269,932	22,524	165,096	26,828	123,440	13,866	57,748			308	159
7	0.4584	29,695	299,627	13,612	178,708	18,103	141,543	8,298	66,047			246	113
8	0.4066	18,105	317,731	7,361	186,069	10,809	152,352	4,395	70,441			197	80
9	0.3606	8,463	326,194	3,052	189,121	4,734	157,085	1,707	72,148			157	57
10	0.3198	477	326,672	153	189,273	-304	156,782	-97	72,051			126	40
TOTALES		326,672		189,273		156,782		72,051		15,300	11,498	3,250	2,061