

Universidad Nacional de Ingeniería

PROGRAMA ACADÉMICO DE INGENIERÍA

DE PETRÓLEO Y PETROQUÍMICA



TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

“Operaciones y Problemas en una Bateria de Producción de Petróleo en la Selva Peruana.”

Trabajo Profesional para optar el Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELOY RENE MENDOZA SUYO

PROMOCIÓN 1977 - 2

LIMA • PERU • 1983

A MIS PADRES Y HERMANOS.

A mi querida esposa.....

" OPERACIONES Y PROBLEMAS EN UNA BATERIA DE PRODUCCION
DE PETROLEO EN LA SELVA PERUANA "

I N D I C E

	<u>Pág. N°</u>
A.- GENERALIDADES.-----	1
B.- PRODUCCION DE PETROLEO.-----	4
1.- Flujo Natural de los Pozos.-----	4
2.- Extracción Artificial por Gas Lift.-----	6
C.- CARACTERISTICAS OPERATIVAS DE LA ESTACION DE DORISSA.-----	12
1.- Cabeza del Pozo o Cabezal.-----	12
2.- Múltiple de Producción o Manifold.-----	15
3.- Separador de Prueba.-----	16
4.- Separador de Producción.-----	28
5.- Tratador / Separador.-----	29
6.- Tratador de Emulsión.-----	29
7.- Tanque de Lavado.-----	34
8.- Tanques de Embarque.-----	37
9.- Bombas de Embarque.-----	41
10- Bombas de Descarga.-----	42
11- Estación de Comoresión para Extracción Ar tificial por Gas.-----	44
D.- TRATAMIENTO DE CRUDO.-----	49
E.- CONCLUSIONES.-----	53

* * * * *

A. GENERALIDADES

La estación de producción de Dorissa, ubicada en el bloque 1A del área de contrato en la Selva de Occidental - Petroleum Corporation of Peru, está diseñada para producir 25,000 barriles de petróleo crudo liviano de las formaciones Vivian y Chonta, de aproximadamente 34 API, por flujo natural o extracción artificial por gas (gas lift).

El petróleo producido en Dorissa es bombeado, a través del sistema de oleoductos directamente a la Estación de Recolección para el tratamiento de calidad, o hacia las estaciones de petróleo crudo pesado como San Jacinto, Bartra y Jíbaro para su mezclado y posteriormente hacia la Estación de Recolección para su tratamiento.

El petróleo crudo, conjuntamente con agua producida y gas asociado, es colectado de los pozos y enviado a las facilidades de producción por un sistema de tuberías. La separación de petróleo, gas y agua se realiza en una batería de separadores y tratadores. El petróleo separado flu

2.-

ye hacia un tanque de lavado, donde más agua es removida y eliminada y de este tanque hacia tanques y bombas de embarque. Posteriormente es bombeado por el sistema de oleoducto hacia el destino final.

El gas libre separado es comprimido para la extracción artificial por gas ó bombeado hacia el gaseoducto a Huayuri para operaciones de extracción artificial por gas en otras estaciones. Si fuere necesario, es posible revertir esta última operación y bombear gas desde Huayuri hacia Dorissa.

El agua libre se vuelca en pozas de residuos.

Actualmente en Dorissa hay 11 pozos productivos y 4 pozos depletados cuya producción es de 16,000 BPD de petróleo y 12,000 BPD de agua con una producción de gas de 3,000 MCF por día.

3.-

<u>Pozos Productivos</u>		<u>Pozos Depletados</u>			
Vivian	1	Chonta	2	Chonta	5
Vivian	2	Chonta	7	Vivian	8
Vivian	3			Vivian	10
Vivian	4			Vivian	11
Vivian	5				
Vivian	6				
Vivian	7				
Vivian	9				
Vivian	12				

De los cuales

El Chonta 2 y Chonta 7, producen por Flujo Natural, y el resto de los pozos por Extracción Artificial por gas.

La inyección de gas para todos los pozos en gas - lift es aproximadamente 13,000 MCF por día.

4.-

B. - PRODUCCION DE PETROLEO

Siendo el petróleo un elemento tan valioso, se hace in dispensable que una vez que se le haya descubierto, se procure - que su extracción se efectúe sin derroches. A este respecto de bemos distinguir dos períodos muy importantes : el período de flujo natural y extracción artificial.

1.- FLUJO NATURAL DE LOS POZOS

Se dice que un pozo está en flujo natural, cuando - la presión en el fondo del mismo es suficiente para impulsar el petróleo hacia la superficie.

Esta presión sobre el fondo se debe al gas y al a gua, predominando uno u otro. Con frecuencia, los primeros po zos de una nueva área tienen surgencia natural por un tiempo, pe ro la cantidad de petróleo que producen, disminuye gradualmente, a medida que decrece la presión del subsuelo.

5.-

El estado de flujo natural de un pozo petrolífero, se hace presente en el período inicial de su desarrollo, como consecuencia de la energía natural existente en la formación. Esta energía es mantenida en la formación dentro de los límites de las capas impermeables que la rodean como consecuencia de :

- a.- El gas contenido totalmente en solución, o sea mezclado íntegramente con el petróleo.*
- b.- El gas libre comprimido en la parte superior de la capa petrolífera (Cúpula gasífera).*
- c.- La fuerza impulsora de las aguas inferiores, o sea las que están debajo de la acumulación petrolífera.*
- d.- Todos estos agentes combinados.*

De la manera como sea explotado el yacimiento en este primer período, dependerá la duración del flujo natural, o lo que es lo mismo, la conservación o derroche de la energía.

6.-

Todo ello es de directa influencia en la cantidad total de petróleo que se obtendrá en definitiva; del que está contenido en la formación, y por consiguiente, en los costos de explotación.

2.- EXTRACCION ARTIFICIAL DE LOS POZOS MEDIANTE - EL GAS LIFT

Cuando la presión ya no es suficiente para elevar el petróleo hasta la superficie, se recurre a métodos artificiales, que tienden a mantener los valores de la presión. Este período de la extracción se conoce con el nombre de extracción artificial.

En este trabajo trataremos exclusivamente de la extracción artificial mediante la inyección de gas o gas lift.

La inyección de gas, consiste en introducir a alta presión gas en el pozo, por lo común en el espacio anular entre el casing o tubería envolvente y el tubing o tubería de pro

7.-

ducción, para luego pasar al interior de la tubería de producción por medio de las válvulas de gas lift; de esta manera el gas se mezcla con el petróleo bajando su densidad y en consecuencia baja la presión hidrostática de la columna de fluido hasta llegar a ser menor que la presión de fondo del pozo para luego fluir hacia la superficie.

Generalmente en todos los pozos en gas lift en la selva, se usa dos tipos de válvulas de gas lift.

- a).- Válvulas que están sentadas a una determinada presión de apertura.
- b).- Válvulas de Orificio, Estas válvulas tienen un orificio por donde pasa un flujo constante de gas y están colocadas a mayor profundidad que las otras válvulas.

8.-

RECOMENDACIONES CUANDO SE TRABAJA CON POZOS EN
GAS LIFT

Se debe tener presente las siguientes recomendaciones :

- 1.- Se debe de chequear constantemente la inyección de gas en el manifold, ya que a veces se obstruye el estrangulador y no deja de pasar la cantidad necesaria de gas que requiere dicho pozo.
- 2.- También cuando llueve baja la producción de gas, en consecuencia hay que incrementarlo.
- 3.- Cuando un pozo por primera vez se le vá a inyectar gas, se debe hacer en forma paulatina para poder desplazar el fluido que se encuentra en el espacio anular. Si se hace bruscamente se malograria el orificio de las válvulas de gas lift, por la fricción del gas.

9.-

- 4.- Se debe de poner en prueba en forma rotativa a todos los pozos que produce por medio de gas lift para poder encontrar la cantidad óptima de inyección de gas a cada pozo. Porque esta es la única forma de comprobar si se inyecta más gas al pozo que produce más o en todo caso el gas solamente recircula.
- 5.- Al cerrar un pozo en gas lift por equis razones y nuevamente poner en producción, es necesario, primero drenar el medio ambiente o al pit, ya que muchas veces se acumula agua en la columna.
- 6.- Chequear constantemente la presión de cabeza y compararlo con la presión del manifold, si incrementa la presión de cabeza quiere decir que hay obstrucción, ya sea en los codos de la tubería de flujo o en el estrangulador ubicado en el múltiple de producción.

- 7.- *En muchas oportunidades la presión de entrada del gas se iguala con la presión del casing, en consecuencia no entra gas al pozo, en estos casos es necesario drenar al pit para ayudar a aligerar la columna de fluido.*
- 8.- *Los medidores de gas deben estar bien calibrados, para poder leer datos reales, por esta razón los instrumentistas deben chequear constantemente.*
- 9.- *Cuando un pozo está en gas lift se recomienda no restringir los estranguladores de la línea de crudo que está en el múltiple de producción.*

c.- VALVULA ALERA O WING VALVE

Esta válvula se usa con mayor frecuencia en la estación de producción y para los diferentes trabajos que se vá a efectuar en el pozo.

d.- VALVULA DE SUAVEO O SUAF VALVE

Esta válvula es utilizada generalmente por el departamento de wire line, para instalar sus instrumentos en la parte superior del cabezal; mientras el pozo sigue produciendo y luego continuar los trabajos en el pozo. También se cierra para instalar un manómetro en la parte superior del cabezal donde registra la presión de cabeza del pozo.

Todos los cabezales de un pozo en producción - debe tener un BARTON, que es un instrumento que mide la presión del casing y la presión del tubing y que es registrada en una carta que se encuentra dentro del instrumento.

C. - CARACTERISTICAS OPERATIVAS DE LA ESTACION DE DORISSA

A continuación vamos a explicar en forma detallada la secuencia de producción que sigue el petróleo, desde que sale a la superficie o sea del momento que pasa por el cabezal luego por el múltiple de producción (manifold), separadores, tratadores, tanques de lavado y de embarque, las bombas de succión y descarga - hasta enviarlos por el sistema de oleoducto a la estación de recolección.

1.- CABEZA DEL POZO O CABEZAL

Todos los pozos de petróleo deben tener su propio cabezal.

La cabeza de un pozo sirve para :

- 1.- Instalar los controles durante la perforación - del pozo.

- 2.- Facilitar las conexiones apropiadas para trabajos posteriores.
- 3.- Deben permitir controlar el pozo durante todas las etapas de su vida productiva.

VALVULAS QUE SE ENCUENTRAN EN UN CABEZAL

Son las siguientes :

a.- VALVULA DEL CASING

Está ubicada en la línea de entrada del gas lift hacia el espacio anular entre el casing y tubing.

Su función únicamente es para cerrar la entrada de gas que es enviado desde los compresores de gas hacia el pozo.

b.- VALVULA MAESTRA O MASTER VALVE

Actúa como una válvula de seguridad para cerrar el pozo, en muy pocas oportunidades se usa.

c.- VALVULA ALERA O WING VALVE

Esta válvula se usa con mayor frecuencia para cerrar el pozo, debido a los diferentes problemas que ocurre en la estación de producción y para los diferentes trabajos que se vá a efectuar en el pozo.

d.- VALVULA DE SUAVEO O SUAF VALVE

Esta válvula es utilizada generalmente por el departamento de wire line, para instalar sus instrumentos en la parte superior del cabezal; mientras el pozo sigue produciendo - y luego continuar los trabajos en el pozo.

También se cierra para instalar un manómetro en la parte superior del cabezal donde registra la presión de cabeza del pozo.

Todos los cabezales de un pozo en producción de ben tener un BARTON, que es un instrumento que mide la presión - del casing y la presión del tubing y que es registrada en una - carta que se encuentra dentro del instrumento.

2.- MÚLTIPLE DE PRODUCCION O MANIFOLD

La producción de los pozos es recolectada del sistema de tuberías hacia el manifold y dirigida a uno de los dos trenes tratador/separador paralelos o al separador de prueba .

El múltiple de producción consiste de 28 conexiones para tuberías, tres líneas para flujo a tratadores/separadores y los estranguladores y válvulas necesarios para controlar y dirigir la producción. El múltiple de producción y las tuberías están protegidas contra las sobrepresiones del gas de producción a alta presión por válvulas de seguridad en los cabezales del pozo.

Los estranguladores o choke desempeña un papel muy importante, sirve para controlar la producción del pozo y también por cuestiones de emergencia, sirve para cerrar el pozo.

RECOMENDACIONES

Se debe de chequear esporádicamente, ya que el petróleo al salir del pozo acarrea sulfatos, carbonatos y es precisamente aquí en los estranguladores donde se depositan y luego se obstruye y en consecuencia baja la producción del pozo.

También debemos tener en cuenta, que cuando el pozo se cierra con el estrangulador al momento de volver a poner en producción se debe hacer con sumo cuidado o sea abrir muy lentamente ya que toda la línea está presionada, de lo contrario si abrimos bruscamente causaríamos problemas en todo el sistema por la alta presión de gas en la tubería o línea.

3.- SEPARADOR DE PRUEBA

Este es un separador de dos fases, tiene una capacidad de 10,000 BPD de líquido, o sea agua y petróleo 7 MM pies cúbicos de gas por día. Recibe la producción de un sólo pozo, proveniente del múltiple de producción y es usado para evaluar -

la capacidad de producción individual del pozo. La presión - de operación oscila entre 60 y 80 psig este va a depender de la cantidad de crudo que produce cada pozo. El petróleo y el agua mezclados son descargados a través de un medidor con extractor de muestras, ya sea al tratador/separador o al tratador de emulsión.

Una tubería conectada al tanque de reserva permite la calibración del medidor por comparación con el nivel del tanque. El gas es medido y descargado a través del Daniel o Porta Plato y la válvula de control de contrapresión. hacia las estaciones de levante y de extracción artificial por gas.

a.- DANIEL O PORTA PLATO

Dentro del Daniel se coloca un plato o disco con un orificio, que sirve para medir la presión diferencial, es te a su vez es un parámetro que sirve para calcular la producción de gas del pozo en prueba.

El diámetro del orificio del plato o disco es variable, el uso de cada uno de ellos va a depender de la cantidad de gas que se inyecta al pozo y también de la cantidad de gas que produce dicho pozo o sea cuando más gas total (gas total = gas inyectado + gas producido) produce el pozo el orificio del plato debe ser más grande, análogamente cuando menos gas total produce el pozo el orificio del plato debe tener menor diámetro. Todo esto para poder leer con claridad la presión diferencial en la carta.

Cada plato o disco tiene su propio coeficiente, esto generalmente ya están tabuladas en tablas o también se puede encontrar por fórmulas.

Existe coeficientes de platos para una línea de baja presión y una línea de alta presión como se muestra en la Tablas A y B.

b.- VALVULA DE CONTROL DE CONTRAPRESION

Con esta válvula se regula la presión del gas - dentro del separador, a esta presión manométrica se denomina la presión estática del gas y que también es uno de los parámetros - que sirve para calcular la producción del gas del pozo en prueba.

RECOMENDACION

La presión del gas dentro del separador está vinculado directamente con la producción del pozo, ya que a mayor presión de gas dentro del separador ofrece una mayor contrapresión - al pozo, en consecuencia estaría disminuyendo la producción de dicho pozo.

Si la presión de gas dentro del separador es menor, también acarrea problemas no podríamos mantener un nivel adecuado del petróleo dentro del separador, en consecuencia llegaría - un determinado momento que el petróleo fluiría por la línea de gas, entonces malograría los compresores de gas.

Por esta razón es necesario mantener una presión adecuada de trabajo y estar chequeando constantemente sobre todo cuando se pone en prueba un pozo, ya que todos los datos que se toman sirven para hacer un estudio sobre el comportamiento del pozo; por lo tanto deben ser datos reales.

c.- BARTÓN O MEDIDOR DE GAS

Es un instrumento que sirve para medir la presión diferencial, presión estática y la temperatura del gas, todas estas lecturas son registradas en una carta que vá dentro del bartón.

RECOMENDACION

Cuando un pozo está en prueba es muy importante chequear el bartón o sea que debe estar bien calibrado para que los datos que vá a registrar en la carta sean exactos.

A continuación vamos a ilustrar con un ejemplo, como se calcula los datos cuando está en prueba un pozo :

HOJA DE PRUEBA DE POZO

Fecha : 8 de Mayo de 1983

Locación: Dorissa

Pozo : Vivian 12

Lectura del medidor del separador	:	4769	Bls.
Factor de corrección del medidor	:	0.9822	
Lectura corregida del medidor	:	4684	Bls.
Corte de agua	:	40	
Petróleo neto producido:		2810	Bls.
Agua neto producido :		1874	Bls.
Total gas (gas inyectado + gas producido)		2305	MCF
Gas inyectado	:	1867	MCF
Gas producido	:	438	MCF
G O R	:	156	
G L R	:	492	
I G L R	:	399	

A P I	:	32.2
Presión del tubing	:	240 Psi
Presión del casing	:	1540 Psi
Temperatura	:	200 °F

Observaciones : Está incrementando su corte de agua.

EXPLICACION DE COMO SE LLENA LA HOJA DE PRUEBA DE POZO

Fecha.- Se pone el día, mes y año en que se puso el pozo en prueba.

Locación.- El lugar donde está ubicado el pozo.

P o z o .- La formación Chonta o Vivian

Lectura del medidor del separador.- Esta lectura se toma del medidor al momento que finaliza la prueba.

Factor de corrección del medidor.- Este factor ya se tiene establecido, la forma como se obtiene, es comparando la lectura del medidor con la del tanque.

Lectura corregida del medidor.- Esta cantidad se obtiene multiplicando la lectura inicial del medidor por el factor.

Corte de agua.- Este dato se obtiene en el Laboratorio.

Petróleo neto producido.- Se obtiene multiplicando el complemento del corte de agua por la lectura corregida del medidor.

Agua neta producida.- Se obtiene multiplicando el corte de agua por la lectura del medidor.

Total gas.- Se calcula tomando los datos correspondientes de la carta del Bartón del separador de prueba.

Gas inyectado.- Se calcula tomando los datos correspondientes - de la carta del bartón de gas lift.

Gas producido.- Es la diferencia del gas total menos el gas - inyectado.

G O R.- Es la relación gas producido entre petróleo producido.

G L R.- Es la relación gas total entre líquido total (petróleo + agua).

IGLR.- Es la relación gas inyectado entre líquido total.

A P I.- Este dato se halla en el Laboratorio.

Presión del tubing.- Se toma la presión de la cabeza del pozo.

Presión del casing.- Se toma la presión del casing en el cabezal.

Temperatura.-Esta temperatura se toma cerca del cabezal.

Observaciones.- Se apunta cualquier cambio que se observa referente a la producción.

CALCULOS DEL SISTEMA DE GAS

Gas del Separador

$$\begin{aligned}
 St &= 64 \\
 D &= 29 \\
 Op &= 4 \times 3.000 = 2195 \\
 T^{\circ} &= 108 = 0,9568 \\
 G &= 1.11 \text{ MCF} = 2305
 \end{aligned}$$

Gas inyectado

$$\begin{aligned}
 St &= 1580 \\
 D &= 76 \\
 Op &= 2 \times 1.000 = 212.47 \\
 T^{\circ} &= 100 = 0.9636 \\
 C &= 0.9850 \text{ MCF} = 1867
 \end{aligned}$$

- St.- La presión estática se lee en el bartón del separador de prueba, el rango de la escala de la carta es de 0 a 100 y el de gas lift en su propio bartón, el rango de la escala de la carta es de 0 a 2000.*
- D.- La presión diferencial para ambos se lee en su respectivo bartón y cuyos rangos de la escala es de 0 , a 100*

Op.- Orificio del plato su coeficiente va a depender del diámetro del orificio y esto se encuentra en las tablas.

Para el separador debe ser para una línea de baja - presión.

Para el gas lift debe ser para una línea de alta - presión.

T°.- La temperatura también se lee en la carta.

G.- La gravedad para el gas de los separadores es de 1.11
La gravedad para el gas lift es 0.9850

FORMULA PARA HALLAR EL GAS EN LOS SEPARADORES

$$\text{Gas del separador} = 24.2 (Op) (Coef. T^\circ) \sqrt{\frac{(St + 14.73) D}{G}}$$

FORMULA PARA HALLAR EL GAS LIFT

$$\text{Gas lift} = 26.0 (Coef. Op) (Coef T^\circ) \sqrt{\frac{(St + 14.73) D}{G}}$$

CALCULOS ADICIONALES

Las cartas del separador de prueba, del Gas Lift y de la Presión de Cabeza, está al final.

CALCULO DEL GAS TOTAL

$$\text{Gas Total} = 24.2 (2195) (0.9568)$$

$$\sqrt{\frac{(64 + 14.73) 29}{1.11}} = 2305$$

$$\text{Gas Total} = 2305 \text{ MCF}$$

CALCULO DEL GAS LIFT

$$\text{Gas Lift} = 26 (212.47) (0.9636)$$

$$\sqrt{\frac{(1580 + 14.73) 76}{0.9850}} = 1867$$

$$\text{Gas Lift} = 1867 \text{ MCF}$$

CALCULO DEL COEFICIENTE DE TEMPERATURA

$$\text{Coef. } T^{\circ} = \sqrt{\frac{460 + 60}{460 + 100}} = 0.9636$$

4.- SEPARADOR DE PRODUCCION

Este separador, diseñado para recibir la producción del manifold de producción tiene una capacidad de 20,000 BPD de líquido y 10 MM de pies cúbicos de gas. Recibe la producción de todos los pozos excepto el que está en prueba, es la primera de las dos etapas del tren de separación compuesto conjuntamente con el tratador de emulsión. La mayoría del gas y parte del agua es removida en esta primera etapa. El petróleo fluye hacia el tratador de emulsión. El gas se mide y fluye a través de la válvula de control de contrapresión hacia las estaciones de compresión de levante y de extracción artificial por gas, el agua, es volcada en la poza de residuos.

También en el separador de producción es importante tomar las mismas consideraciones que en el separador de prueba.

La presión del separador de producción también se acondiciona a la presión de trabajo, oscila de 70 a 80 psig.

5.- TRATADOR / SEPARADOR

Este tratador/separador tiene una capacidad de 17500 BPD de líquido y 8.5 MM piés cúbicos de gas, está diseñado para - recibir la producción del múltiple de producción directamente a 45 psig. También recibe petróleo proveniente del separador de prueba. Un calentador de fuego directo se provee para mejorar - la separación. El petróleo fluye desde el tratador/separador di rectamente hacia el tanque de lavado. El gas se mide y fluye, a través de la válvula de control de contrapresión, hacia las estaciones de compresión de levante y de extracción artificial por gas. El agua es volcada hacia la poza de residuos.

6.- TRATADOR DE EMULSION

Este tratador está diseñado para recibir el petróleo del separador de producción a 45 psig, tiene una capacidad de 18,000 BPD de líquido.

Su función fundamental es separar las partículas de agua y petróleo y eliminar la emulsión, todo esto con la ayuda del calentador de fuego directo.

Como alternativa, la producción puede ser recibida directamente del múltiple de producción a través de la derivación alrededor del separador de producción. El petróleo puede ser también recibido proveniente del separador de prueba. El gas es medido y fluye a través de la válvula de control de contra presión hacia las estaciones de compresión de levante y de extracción artificial por gas. El petróleo es medido y fluye hacia el tanque de lavado. El agua es drenada a la poza de residuos.

RECOMENDACIONES QUE SE DEBEN TENER PRESENTE CUANDO SE OPERA Un

TRATADOR :

- a).- *Debemos de mantener un colchón de agua dentro del tratador, para que el petróleo haga su lavado correspondiente.*

b).- Se debe chequear la temperatura del tratador, sobre todo cuando llueve, ya que al bajar la temperatura del medio ambiente, repercute en el tratador y esto a su vez hace que se emulsione el petróleo existente en ella. En estos casos es necesario incrementar la llama de los quemadores para mantener la temperatura de trabajo.

La temperatura de trabajo actualmente es de 175 F°.

c).- Se debe de mantener siempre los tres niveles de agua, petróleo y gas dentro del tratador, para su normal funcionamiento.

d).- Debemos de chequear constantemente los quemadores de gas ó calentadores, ya que estos mantienen la temperatura adecuada de trabajo.

e).- Por lo menos una vez al año se debe hacer una limpieza general de todas las conexiones interiores del tratador, ya que el crudo que viene de los pozos trae consigo arena, car

bonatos, parafinas y sedimentos y se van depositando dentro del tratador, lo cual llega a un determinado momento en que impide su normal funcionamiento.

- f).- Es muy importante relacionar la presión del separador de prueba y de producción con las presiones de los tratadores, ya que si las presiones de los separadores es menor que el de los tratadores, entonces el petróleo no fluirá al tratador.
- h).- También es conveniente hacer esporádicamente un lavado de crudo, el mismo que consiste en llenar las $3/4$ partes de su capacidad con agua y luego drenarlo hacia la poza de residuos por medio de las válvulas manuales que tiene el tratador. Al drenarlo se elimina los sedimentos y a su vez se renueva el colchón de agua.
- i).- Se debe de sacar muestras de crudo cada hora y luego analizarlos en el laboratorio para ver si tiene emulsión.

PROBLEMAS QUE OCURREN EN UN TRATADOR

El principal problema que ocurre en un tratador es la emulsión, o sea el emulsionamiento del petróleo, todo esto ocurre por falta de química, por baja temperatura en el tratador y también por no mantener el colchón de agua. La forma de evitarlo es teniendo presente las recomendaciones hechas líneas arriba.

PARADA AUTOMATICA

En las líneas de entrada de crudo a los separadores de prueba y de producción y los tratadores, existen válvulas de emergencia o de seguridad, dichas válvulas se cierran automáticamente por cada una de las siguientes condiciones :

- a).- Alta presión del tratador.
- b).- Alto nivel del tratador.
- c).- Alto nivel del tanque de embarque de reserva.

- d).- Falla de energía eléctrica que alimenta el solenoide de la válvula de emergencia.
- e).- Pérdida de aire comprimido en el operador de la válvula.
- f).- Señal de parada de emergencia de la estación.

Estas válvulas requieren restablecimiento manual.

7.- TANQUE DE LAVADO

SEPARACION DE PETROLEO Y AGUA

El tanque de lavado recibe petróleo ya sea del tratador separador o del tratador de emulsión y remueve la mayoría del agua libre todavía remanente en el fluido al proveer tiempo de retención adicional y por consiguiente promover mayor separación gravitacional.

El petróleo rebalsa y fluye directamente al tanque de embarque, mientras el agua libre se vuelca en la poza de residuos.

ELIMINACION DE GAS

Dos sistemas separados para la eliminación de gas han sido instalados para permitir despojar los volúmenes relativamente altos de gas liberado a la presión atmosférica sin exceder la muy baja presión interna permitida en el tanque de lado empernado. El gas proveniente de la bota de gas, donde la mayoría del gas se libera, fluye a través del eliminador de espuma y la válvula de control de contrapresión hacia la antorcha de quemado del gas de bota.

La bota del gas tiene una presión interna admisible apenas más alta que la del tanque, lo cual permite aplicar

la fuerza necesaria al volumen de gas en la bota para moverlo hacia el tanque.

El eliminador de espuma y la válvula de control - de contrapresión disminuyen el arrastre de líquido. El gas residual que se libera dentro del tanque es descargado en la antorcha de quemado del gas de tanque.

RECOMENDACIONES QUE SE DEBEN TENER PRESENTE EN UN TANQUE DE LAVADO

El tanque de lavado o wash tank es muy importante en el tratamiento del crudo ya que permite tener un tiempo de retención adicional para la separación del agua libre remanente en el fluido, por consiguiente debemos tener presente lo siguiente

- a).- Debemos tener un nivel adecuado de agua libre, - esto lógicamente está en función de la capacidad del tanque.

- b).- El colchón de agua se debe renovar constantemente, de lo contrario se saturaría con la sal proveniente del agua de la formación.
- c).- Se recomienda usar el tanque de lavado para petróleo pesado y cuando produce bastante agua.
- d).- En el caso que no hay agua, hay que inyectar agua caliente, ya sea del tratador o de un calentador de agua.

8.- TANQUES DE EMBARQUE

El tanque de embarque tiene una capacidad de 5,000 barriles, recibe petróleo ya sea del tanque de lavado o directamente del tratador/separador o del tratador de emulsión a través de una derivación que anula el tanque de lavado y se usa para separar las operaciones de producción de las de embarque al proveer una adecuada capacidad de almacenaje. El flujo entrante

al tanque pasa primero a una bota externa de gas, donde el gas -
imbuido es liberado a presión atmosférica antes de entrar al tan-
que. Este reduce la turbulencia y minimiza el emulsionamiento.

Controladores de nivel provistos en el tanque de em
barque permiten ajustar el caudal de bombeo con el caudal de pro
ducción. Si las operaciones de embarque se vieran interrumpi -
dos por un corto período de tiempo, todavía es posible continuar
con la producción normal rebalsando el tanque de carga y usando-
la capacidad de reserva adicional provista por el tanque de embar-
que de reserva. Un interruptor de alto nivel alerta al operador
de esta situación especial.

TANQUE DE EMBARQUE DE RESERVA

Este tanque tiene una capacidad para 5,000 barriles,
provee capacidad adicional de reserva para el tanque de embarque,
pero está instalado con todas las conexiones necesarias de tube-
ría como para ser usado intercambiable o en paralelo con el tan-

que de embarque. La diferencia básica entre estos tanques es - que los controles de nivel de bombeo se encuentran solamente en el tanque de embarque, mientras que el interruptor de alto nivel se encuentra en el tanque de reserva el cual automáticamente cierra las válvulas de emergencia de los tres múltiples de producción y por lo tanto evita la sobrecarga del tanque cuando existe una interrupción prolongada en las operaciones de embarque.

ELIMINACION DE GAS, TANQUES DE EMBARQUE

Las botas de gas en ambos tanques de embarque llevan conexiones con válvulas de bloqueo hacia la antorcha de quemado - del gas de bota y hacia la antorcha de quemado del gas de tanques. Los tanques de embarque llevan conexiones solamente a la antorcha de quemado del gas de tanques. Cuando la producción pasa a través del tanque de lavado, la mayoría del gas se libera y es eliminado en la bota de gas del tanque de lavado.

Como el petróleo que entra en la bota del gas del tanque de embarque está relativamente libre de gas, la bota del gas del tanque de embarque debe comunicarse con el espacio de acumulación de los vapores del tanque y aislarse del sistema de antorchas de quemado del gas de bota.

Esto es también necesario para mantener la presión de la bota de gas del tanque de embarque a presión atmosférica, en lugar de 2psig, lo cual impediría el flujo gravitacional desde el tanque de lavado al tanque de embarque. Si el tanque de lavado saliera de servicio por alguna causa, la producción proveniente de los tratadores/separadores deberá entrar a los tanques de embarque directamente. En este caso, un gran volumen de gas se a de liberar en las botas de gas de los tanques de embarque y las botas deberán estar abiertas hacia el sistema de antorchas de quemado del gas de bota y estar aisladas del sistema de antorchas de quemado del gas de tanques.

9.- BOMBAS DE EMBARQUE (SHIPPING PUMPS)

Tres bombas verticales de embarque han sido instaladas para bombear petróleo directamente de los tanques de embarque hacia el sistema de oleoductos, ya sea usando las bombas directamente o en combinación con las bombas reforzadoras. Las bombas de embarque han sido conectadas para permitir la operación en paralelo o en serie, dependiendo de los requerimientos de presión y caudal, las cuales dependen no sólo de la capacidad de producción de Dorissa, como también del caudal de las estaciones de producción más abajo de Dorissa. Las bombas pueden ser operadas ya sea individualmente, para alcanzar una presión de descarga de 500 psi, o bien operar dos bombas en serie para alcanzar 1,000 psi de presión de descarga.

Cuando el caudal de descarga excede los 13,000 BPD, será necesario operar dos bombas de embarque en paralelo, para -

lograr una presión de descarga de 500 psig y un flujo máximo de hasta 25,000 BPD. Mayores presiones de descarga pueden lograrse con el uso de bombas reforzadas (booster pumps).

Nótese que el sistema de bombeo está diseñado para dos bombas trabajando como máximo, con una bomba de reserva.

10.- BOMBAS REFORZADORAS (BOOSTER PUMPS)

Tres bombas reforzadoras horizontales están instaladas corriente abajo de las bombas de embarque y son usadas para incrementar la presión de descarga de la estación hasta alcanzar el límite máximo de operación del oleoducto, que es de 1480 psig para una carga máxima de 25,000 BPD. Debido a requerimientos de presión positiva neta de succión para este tipo de bomba la succión no puede tomarse directamente del tanque de embarque sino que debe tomarse después de pasar a través de las bombas de embarque, las cuales pueden operar individualmente o en paralelo, dependiendo de los caudales de descarga requeridos.

Una bomba reforzadora, operando en combinación con una o dos bombas de embarque, puede proveer una presión de descarga entre 1,000 y 1,300 psig, dependiendo del caudal de flujo; mientras que dos bombas reforzadoras en combinación con las bombas de embarque pueden proveer una presión de descarga de 1,480 psig para hasta 25,000 BPD.

La tubería de conexión entre la descarga de la bomba reforzadora y las válvulas de control de la estación están tasadas a ANSI clase 900, lo cual permite la operación hasta 2200-psig. Sin embargo, la válvula de control de la estación reduce esta presión al nominal límite del oleoducto, que es de 1,480 psig.

CONTROLES DE LAS BOMBAS DE EMBARQUE Y REFORZADORAS-

Adicionalmente a los controles de parada de las uni

dades de bombeo, un control general del bombeo es logrado por la válvula de control de la estación y por el sistema de control de recirculación, el cual actúa automáticamente, controlando el nivel de petróleo en el tanque de embarque, el caudal de flujo mínimo a través de las bombas, el caudal de flujo máximo a través de las bombas y la presión máxima del oleoducto.

11.- ESTACION DE COMPRESION PARA EXTRACCION ARTIFICIAL - POR GAS

La estación de compresión para la extracción artificial por gas es usada para coleccionar gas proveniente de los separadores y comprimirlo para extracción artificial por gas en Dorissa. Gas a alta presión para extracción artificial puede ser recibido por gaseoducto, proveniente de Huayuri para suplementar el gas para extracción artificial obtenido en Dorissa.

La estación ha sido diseñada para operar con 4 unidades en su fase final, tres de ellas para operación regular y la cuarta de reserva. Inicialmente, sólo se instalaron tres unidades

a.- PRE-ENFRIADOR

Este pre-enfriador es usado para enfriar gras producido caliente hasta la temperatura de succión del compresor. Una derivación provista, para corto uso, para la operación de mantenimiento y en caso de que el gas producido venga suficientemente frío de los tratadores.

b.- DEPURADOR DE SUCCION (SCRUBBER)

Este depurador acumula el condensado que se forma en el pre-enfriador y el líquido arrastrado de los tratadores. No se provee derivación para el depurador debido a que el servicio - que presta es esencial para la operación del compresor.

c.- FILTRO / SEPARADOR

Este filtro/separador fusionador de flujo reverso es tá diseñado para remover pequeñas partículas de material sólido ,

así como líquidos arrastrados, los cuales pueden crear una costra interior en el equipo de compresión y dañar eventualmente - el depósito de reserva.

Una derivación se provee para el uso en caso de mantenimiento de este filtro/separador.

d.- COMPRESORES DE EXTRACCION ARTIFICIAL POR GAS (GAS-LIFT COMPRESSORS)

Estas unidades son del tipo recíproco y son usadas para elevar la presión de 38 psig, tal como se toma de la válvula de contrapresión de la antorcha de quemado de gas, hasta la presión de extracción artificial por gas que es de 1,700 psig.

e.- SISTEMA DE CONTROL

El flujo de gas a través de la estación de compresión está controlado por una línea de reciclado con una válvula-

de control de presión, la cual mantiene una presión mínima admisible de succión y limita la presión de descarga. Contadores de gas o bartón permiten medir el gas usado para la extracción artificial por gas. Válvulas para la parada de emergencia permiten aislar y purgar la estación automáticamente en caso de emergencia.

Las válvulas para la parada automática operan para proteger las tuberías de los cabezales de los pozos contra el exceso de presión mediante el cierre del gas de los pozos. Estas válvulas cerrarán cuando la presión del sistema de tuberías exceda 1,480 psig y deben ser reconectadas manualmente.

6.- DEPURADOR DE EXTRACCION ARTIFICIAL POR GAS (GAS LIFT SCRUBBER)

Este depurador se provee para eliminar los bolsones

de condensado en la corriente de gas proveniente de Huayuri que pueden formarse debido a condensación en el oleoducto relativamente largo a Huayuri.

h.- MÚLTIPLE DE EXTRACCIÓN ARTIFICIAL POR GAS (GAS LIFT MANIFOLD)

Este múltiple se usa para desviar el gas para extracción artificial proveniente de Dorissa o traído de Huayuri hacia los pozos.

D. TRATAMIENTO DE CRUDO

El petróleo cuando sale a la superficie viene mezclado con gas, agua y emulsión y es necesario eliminarlo. El gas se elimina en los separadores, tratadores y los tanques de lavado y embarque.

Para eliminar el agua y la emulsión es necesario inyectar química.

Por lo general en la Selva los puntos de inyección de la química se hace cerca de los cabezales de cada pozo, debido, a que la distancia que hay de los pozos a la batería de producción, proporciona un tiempo de retención adicional para que la química realice sus efectos.

Cuando el crudo llega al múltiple de producción o manifold ya tiene menos porcentaje de emulsión y pequeña cantidad de agua libre, esto se observa comparando en el laboratorio, la

muestra de petróleo que se saca de la cabeza del pozo sin química, con la muestra que se saca del manifold con química; luego ingresa a los separadores. Aquí es donde se separa el gas por medio de la fuerza centrífuga y la gravedad, originando a la vez que las partículas más pesadas como son del petróleo y del agua se precipiten al fondo del separador. Enseguida pasa a los tratadores, el crudo ingresa por la parte superior del tratador y cae sobre las toberas que se encuentra caliente y al hacer el contacto hay transferencia de calor de la tobera al petróleo ayudando así que la separación del agua y petróleo sea más rápida y por consiguiente elimina la emulsión. El agua libre se drena a la poza de residuos, cuando llueve baja la temperatura del medio ambiente y este repercute en la temperatura del tratador, entonces el crudo empieza a emulsionarse, en estos casos hay que inyectar más química y subir la temperatura del tratador. Se acostumbra tener otro punto de inyección de química en los tratadores, si por equis razones las bombas de

inyección de química de los pozos deja de funcionar o también cuando se recupera el crudo de la poza de residuos.

Generalmente cuando se trabaja con crudo liviano en los tratadores se elimina la emulsión y el agua, entonces no es necesario enviar al tanque de lavado; pero cuando se trabaja con crudo pesado si es conveniente enviar al tanque de lavado porque el agua libre remanente que queda lo remueve debido a que hay un tiempo de retención adicional y por consiguiente promueve mayor separación gravitacional. Muchas veces el crudo del tanque de lavado se emulsiona porque no hay suficiente colchón de agua o porque ingresa demasiado gas al tanque provocando una fuerte turbulencia o también porque el crudo se enfría demasiado a causa de la lluvia.

En estos casos es necesario hacer una recirculación de tanque a tanque agregando una cantidad adicional de química.

Por todo lo explicado es conveniente que el laboratorista saque cada hora muestras de crudo de cada pozo, de los separadores, de los tratadores y también de los diferentes niveles del tanque de lavado para llevar un control estricto de como se está procesando el crudo y detectar en qué momento empiezan los problemas y aplicar las soluciones adecuadas del caso.

E. CONCLUSIONES

1.- Se debe tener un mejor control de la producción de los pozos.

Sobretudo en el período inicial de explotación del mismo.

En efecto, si la producción no es controlada, el yacimiento producirá en los primeros tiempos de su explotación, grandes cantidades de petróleo, pero al cabo de un cierto tiempo, el agua que se encuentra debajo del petróleo, que es el principal impulsor del mismo, ya no ejerce una presión uniforme ; sino por el contrario, desarrolla su acción propulsora en forma concentrada, formando una especie de cono.

Ello produce una aislación de la acumulación petrolífera, y el pozo que antes producía petróleo en grandes cantidades ahora produce grandes volúmenes de agua como ocurre en casi todos los pozos de la Selva.

2.- El mejor criterio para apreciar la eficiencia de las operaciones de un yacimiento, lo constituye las mediciones de la presión de fondo, Esto se debe hacer periódicamente, para estudiar el comportamiento tanto en los pozos individuales, como el de todo el yacimiento en general.

3.- Respecto a los datos que se toman en la batería de producción cuando se pone en prueba un pozo para calcular su producción, deben ser datos reales, por que de éllo depende el buen diseño de las válvulas-de gas lift.

* * * * *

TABLE 4 F_b BASIC ORIFICE FACTORS — FLANGE TAPS

Base Temperature = 60° F

Flowing Temperature = 60° F

$$\sqrt{h_w/p_f} = \dots$$

Base Pressure = 14.73 psia

Specific Gravity = 1.0

$$h_w/p_f = 0$$

Pipe Sizes — Nominal and Published Inside Diameters, Inches

Orifice Diameter Inches	2			3				4	
	1.689	1.939	2.067	2.300	2.626	2.900	3.068	3.152	3.438
.250	12.695	12.708	12.711	12.714	12.712	12.708	12.705	12.703	12.697
.375	28.474	28.440	28.427	28.411	28.393	28.382	28.376	28.373	28.364
.500	50.777	50.587	50.521	50.435	50.356	50.313	50.292	50.283	50.258
.625	80.090	79.508	79.311	79.052	78.817	78.687	78.625	78.599	78.523
.750	117.09	115.62	115.14	114.52	113.99	113.70	113.56	113.50	113.33
.875	162.95	159.56	158.47	157.12	156.00	155.41	155.14	155.03	154.71
1.000	219.77	212.47	210.22	207.44	205.18	204.04	203.54	203.33	202.75
1.125	290.99	276.19	271.70	266.35	262.06	259.95	259.04	258.65	257.63
1.250	385.78	353.58	345.13	335.12	327.39	323.63	322.03	321.37	319.61
1.375		448.59	433.50	415.75	402.18	395.80	393.09	391.97	389.03
1.500			542.27	510.86	487.98	477.36	472.96	471.14	466.39
1.625				623.91	586.82	569.65	562.58	559.72	552.31
1.750					701.26	674.44	663.42	658.96	647.54
1.875					834.88	793.88	777.18	770.44	753.17
2.000						930.65	906.01	896.06	870.59
2.125						1091.2	1052.5	1038.1	1001.4
2.250							1223.2	1199.9	1147.7
2.375									1311.7
2.500									1498.4

Orifice Diameter Inches	4		6				8		
	3.826	4.026	4.897	5.189	5.761	6.065	7.625	7.981	8.071
.250	12.688	12.683							
.375	28.353	28.348							
.500	50.234	50.224	50.197	50.191	50.182	50.178			
.625	78.450	78.421	78.338	78.321	78.296	78.287			
.750	113.15	113.08	112.87	112.82	112.75	112.72			
.875	154.40	154.27	153.88	153.78	153.63	153.56	153.34	153.31	153.31
1.000	202.20	201.99	201.34	201.19	200.96	200.85	200.46	200.40	200.38
1.125	256.69	256.33	255.31	255.08	254.72	254.56	253.99	253.89	253.87
1.250	318.03	317.45	315.83	315.48	314.95	314.72	313.91	313.78	313.74
1.375	386.45	385.51	382.99	382.47	381.70	381.37	380.25	380.06	380.02
1.500	462.27	460.79	456.93	456.16	455.03	454.57	453.02	452.78	452.72
1.625	545.89	543.61	537.77	536.64	535.03	534.38	532.27	531.95	531.87
1.750	637.83	634.39	625.73	624.09	621.79	620.89	618.02	617.60	617.50
1.875	738.75	733.68	721.03	718.69	715.44	714.18	710.32	709.77	709.64
2.000	849.41	842.12	823.99	820.68	816.13	814.41	809.22	808.50	808.34
2.125	970.95	960.48	934.97	930.35	924.07	921.71	914.78	913.85	913.64
2.250	1104.7	1089.9	1054.4	1048.1	1039.5	1036.3	1027.1	1025.9	1025.6
2.375	1252.1	1231.7	1182.9	1174.2	1162.6	1158.3	1146.2	1144.7	1144.3
2.500	1415.0	1387.2	1320.9	1309.3	1293.8	1288.2	1272.3	1270.3	1269.8
2.625	1595.6	1558.2	1469.2	1453.9	1433.5	1426.0	1405.4	1402.9	1402.3
2.750	1797.1	1746.7	1628.9	1608.7	1582.0	1572.3	1545.7	1542.5	1541.8
2.875		1955.5	1801.0	1774.5	1740.0	1727.5	1693.4	1689.3	1688.4
3.000		2195.0	1986.6	1952.4	1907.8	1891.9	1848.6	1843.5	1842.3
3.125			2187.2	2143.4	2086.4	2066.1	2011.6	2005.2	2003.8
3.250			2404.2	2348.8	2276.5	2250.8	2182.6	2174.6	2172.9
3.375			2639.5	2569.8	2479.1	2446.8	2361.8	2352.0	2349.9
3.500			2895.5	2808.1	2695.1	2654.9	2549.7	2537.7	2535.0
3.625			3180.8	3065.3	2925.7	2876.0	2746.5	2731.8	2728.6
3.750				3345.5	3172.1	3111.2	2952.6	2934.8	2930.8
3.875				3657.7	3435.8	3361.5	3168.3	3146.9	3142.1
4.000					3718.2	3628.2	3394.3	3368.5	3362.9
4.250					4354.8	4216.6	3879.4	3842.3	3834.2
4.500						4900.9	4412.8	4360.5	4349.0
4.750							5000.7	4928.1	4912.2
5.000							5650.0	5551.1	5529.5
5.250							6369.3	6236.4	6207.3
5.500							7170.9	6992.0	6953.6
5.750								7830.0	7777.8
6.000									8707.0

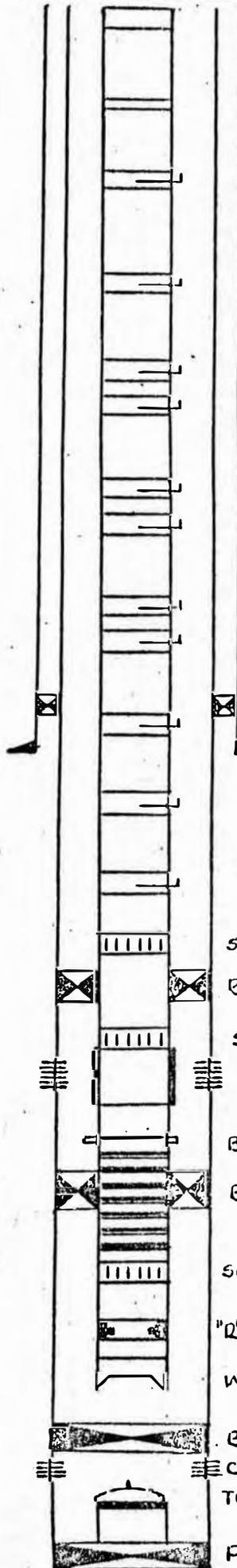
DORISSA N°12 (IAA-49.74D)

ELEVATION: KB: 912.0
GL: 892.0

WELLHEAD.. GRAY

KEY, CASING HEAD HOUSING 3000 WKM
KEY, CASING HEAD: TYPE 3 FLANGE
1 7/8 x 13 3/8 CASING. SIZE W/TWO 2"
KEY OUTLETS, WKM
CASING, TYPE WF, 13 5/8 x 3000 (RX57)
30 (RX53) W/TWO 2" x 5000 (RX21) STUDDED
OUTLETS W/PREP F "R" SEAL CW CAMERON
WELD DOUBLE STUDDED ADAPTER 11" x 3000 (RX53) x
3000
CASING HEAD, TYPE DC-B 13 5/8" x 3000 (RX57)
30 (RX53) W/TWO 2" x 5000 (RX24) CAMERON
WELD 2" x 2 1/16" TYPE F FLANGED (RX24)
WELD CW
PART OF WELLHEAD ASSEMBLY 13 3/8" x
1 1/2" GRAY

TUBING HANGER DCB-FBB SINGLE CAME



ORIGINAL TOP OF 7" LINER: 9000'
9 5/8" CASING SHOE.

	CASING	LINER	TUBING
SIZE	9 5/8"	7"	3 1/2"
HEIGHT	53.5 / 47	29 #	9.3 #
GRADE	N-80	P-110	N-80
HRD	BUTT	BUTT	ABC
DEPTH	9210	SUP/12942	11853

SLIDING SLEEVE "L" MODEL 2.81" : 1109
BAKER "FHL" PACKER 4702 : 11130
SLIDING SLEEVE "L" MODEL 2.81" : 11229
VIVIAN PERFORATIONS : 11237 - 11256
3 BLAST JOINTS
BAKER "G-22" LOCATOR W/14 SEALS : 11798
BAKER "F-1" PACKER. 85-40 : 11805
SLIDING SLEEVE "L" MODEL 2.31" : 11811
"Q" NO GO NIPPLE 2.25" : 11846
WIRELINE ENTRY GUIDE: 11852
BAKER BRIDGE PLUG : 12500
CUSHABATAY PERFORATIONS : 12786 - 12800
TOP OF FISH : 12826

GAS LIFT MANDRELS "TMPD" MERLA. 3 1/2"

SINGLE STRING					
#	M.O.	V.D.	N°	M.D.	V.D.
1	3238	3113	⑦	8420	7924
2	5106	4841	⑧	8489	7993
3	6442	6028	⑨	9057	8559
4	6511	6090	⑩	9594	9096
5	7569	7089	⑪	10036	9538
6	7637	7155			

NOTE: THE FIRST MANDREL IS "PSIDO".

PUTO : 12845' COMPLETION DATE : 26/AUG/

L. PANTOJA.

TABLE 4 F_b BASIC ORIFICE FACTORS — FLANGE TAPS

Base Temperature = 60° F Flowing Temperature = 60° F $\sqrt{h_w p_f} = \infty$
 Base Pressure = 14.73 psia Specific Gravity = 1.0 $h_w/p_f = 0$

Pipe Sizes — Nominal and Published Inside Diameters, Inches

Orifice Diameter Inches	10			12			16		
	9.564	10.020	10.136	11.376	11.938	12.090	14.688	15.000	15.250
1.000	200.20								
1.125	253.56	253.48	253.47						
1.250	313.31	313.20	313.18	312.94	312.85	312.83			
1.375	379.44	379.29	379.26	378.94	378.82	378.79			
1.500	451.95	451.76	451.72	451.30	451.14	451.10	450.53	450.48	
1.625	530.87	530.63	530.57	530.04	529.84	529.78	529.06	528.99	528.94
1.750	616.20	615.90	615.83	615.16	614.91	614.84	613.94	613.85	613.78
1.875	707.98	707.60	707.51	706.68	706.36	706.28	705.18	705.07	704.99
2.000	806.23	805.76	805.65	804.61	804.23	804.13	802.78	802.65	802.55
2.125	910.97	910.38	910.24	908.98	908.51	908.39	906.77	906.61	906.49
2.250	1022.2	1021.5	1021.3	1019.8	1019.2	1019.1	1017.1	1017.0	1016.8
2.375	1140.1	1139.2	1139.0	1137.1	1136.4	1136.2	1133.9	1133.7	1133.5
2.500	1264.5	1263.4	1263.1	1260.8	1260.0	1259.8	1257.1	1256.8	1256.6
2.625	1395.6	1394.2	1393.9	1391.1	1390.1	1389.9	1386.7	1386.4	1386.1
2.750	1533.4	1531.7	1531.3	1528.0	1526.8	1526.5	1522.7	1522.4	1522.1
2.875	1678.0	1675.9	1675.4	1671.4	1670.0	1669.6	1665.2	1664.8	1664.5
3.000	1829.4	1826.9	1826.3	1821.4	1819.7	1819.3	1814.1	1813.7	1813.3
3.125	1987.8	1984.7	1984.0	1978.1	1976.1	1975.6	1969.6	1969.0	1968.6
3.250	2153.2	2149.5	2148.6	2141.5	2139.2	2138.6	2131.5	2130.9	2130.4
3.375	2325.7	2321.2	2320.2	2311.7	2308.9	2308.2	2299.9	2299.2	2298.7
3.500	2505.6	2500.1	2498.9	2488.7	2485.4	2484.6	2474.9	2474.1	2473.5
3.625	2692.8	2686.2	2684.7	2672.6	2668.7	2667.7	2656.4	2655.5	2654.8
3.750	2887.6	2879.7	2877.9	2863.5	2858.8	2857.7	2844.6	2843.5	2842.7
3.875	3090.1	3080.7	3078.5	3061.4	3055.9	3054.6	3039.4	3038.1	3037.2
4.000	3300.6	3289.3	3286.8	3266.4	3260.0	3258.5	3240.8	3239.4	3238.3
4.250	3746.1	3730.2	3726.7	3698.4	3689.6	3687.5	3663.8	3661.9	3660.5
4.500	4226.0	4204.1	4199.2	4160.4	4148.4	4145.5	4113.9	4111.5	4109.7
4.750	4742.7	4712.8	4706.2	4653.4	4637.2	4633.4	4591.5	4588.4	4586.0
5.000	5298.6	5258.4	5249.6	5179.0	5157.4	5152.3	5097.2	5093.1	5090.1
5.250	5897.4	5843.6	5831.8	5738.5	5710.0	5703.3	5631.4	5626.1	5622.2
5.500	6543.1	6471.9	6456.3	6333.8	6296.6	6287.9	6194.8	6188.1	6183.1
5.750	7240.0	7146.9	7126.5	6966.9	6919.0	6907.8	6788.1	6779.6	6773.3
6.000	7993.3	7872.9	7846.6	7640.4	7579.0	7564.7	7412.3	7401.5	7393.6
6.250	8808.9	8654.8	8621.1	8357.3	8278.9	8260.7	8068.3	8054.8	8044.8
6.500	9693.3	9498.1	9455.3	9121.0	9021.7	8998.7	8757.3	8740.3	8727.9
6.750	10654	10409	10355	9935.2	9810.5	9781.6	9480.4	9459.4	9444.0
7.000	11711	11394	11327	10804	10649	10613	10239	10213	10194
7.250		12467	12381	11732	11540	11496	11035	11003	10980
7.500		13656	13541	12725	12489	12434	11869	11831	11803
7.750				13787	13500	13433	12745	12698	12664
8.000				14927	14578	14498	13664	13607	13566
8.250				16158	15730	15633	14628	14560	14510
8.500				17505	16963	16845	15642	15560	15500
8.750					18297	18148	16706	16609	16538
9.000						19566	17826	17711	17627
9.250							19004	18868	18769
9.500							20245	20085	19969
9.750							21552	21365	21229
10.000							22930	22712	22554
10.250							24385	24132	23947
10.500							25924	25628	25414
10.750							27567	27210	26960
11.000							29331	28899	28598
11.250								30710	30346

