

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



"PROYECTO DE AMPLIACION Y OPTIMIZACION DEL
SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO DE FLUJO
INTERMITENTE EN LOS POZOS DIRIGIDOS DEL POOL
REVENTONES EL ALTO - TALARA"

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

IVAN CAYETANO MIRANDA ZUZUNAGA

Promoción 1982 - 2

Lima ✖ Perú ✖ 1989

I N D I C E G E N E R A L

- ANTECEDENTES
- INTRODUCCION
- CONTENIDO

CAPITULO I

- 1.1. Ubicación del "Pool" Reventones
- 1.2. Relieve topográfico
- 1.3. Característica estructural

CAPITULO II

- 2.1. Selección de Pozos
- 2.2. Formaciones objetivo en los pozos dirigidos.
 - 2.2.1. Objetivos primarios
 - 2.2.2. Objetivos secundarios
- 2.3. Secuencia estratigráfica de los pozos dirigidos.
- 2.4. Reservas estimadas

CAPITULO III

- 3.1. Completación y estimulación
 - 3.1.1. Completación
 - 3.1.2. Estimulación

- 3.2. Secuencia de trabajos realizados en los pozos dirigidos.
- 3.3. Historia de Producción.
- 3.4. Situación actual de los pozos dirigidos.

CAPITULO IV

- 4.1. Fuentes de suministro de gas de baja presión.
- 4.2. Características del gas de baja presión.
- 4.3. Sistema de recolección de baja presión.

CAPITULO V

- 5.1. Justificación del tipo de operación seleccionado.
- 5.2. Estimado de Producción por pozo.
- 5.3. Sistema de distribución del gas de alta presión.
 - 5.3.1. Ubicación de la estación de compresión.
 - 5.3.2. Líneas de distribución del gas de alta presión.
- 5.4. Equipo de superficie
 - 5.4.1. Válvula motora
 - 5.4.2. Controlador de ciclos de inyección.

- 5.4.3. Estrangulador en la línea de inyección.
- 5.4.4. Registrador de presión
- 5.4.5. Medidor de gas
- 5.5. Tipo de instalación de subsuelo seleccionado
 - 5.5.1. Descripción de la instalación de subsuelo
 - 5.5.2. Factores que han sido considerados en la selección de la instalación de subsuelo.
 - 5.5.3. Equipo de subsuelo
- 5.6. Diseño de las instalaciones sub - suelo
 - 5.6.1. Factores considerados en el diseño de las instalaciones de subsuelo.
 - 5.6.2. Presión de inyección disponible en cada pozo.
 - 5.6.3. Cálculo de la gradiente de la presión de inyección
 - 5.6.4. Gradiente estática del fluido y "BSW"
 - 5.6.5. Diseño de las instalaciones de subsuelo por pozo.
- 5.7. Cálculo del volumen de gas requerido por pozo.

- 5.8. Diseño del sistema de compresión
 - 5.8.1. Cálculo de la relación de calores específicos.
 - 5.8.2. Cálculo de la potencia requerida

CAPITULO VI

- 6.1. Costo de los equipos de superficie
- 6.2. Costo de los equipos de subsuelo
- 6.3. Evaluación económica del Proyecto
 - 6.3.1. Inversión total
 - 6.3.2. Lineamientos económicos
 - 6.3.3. Métodos de evaluación económica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

A N T E C E D E N T E S

La explotación de petróleo en el "Pool" Reventones ubicado en el Noroeste Peruano, mediante pozos dirigidos hacia el mar se inició el año 1978, con la perforación del pozo 5815-D, teniendo como objetivos primarios las formaciones Ostrea y Echinocyamus, que alcanzó una profundidad de 5152 ft. El año 1984 se reinició la explotación con la perforación de los pozos 6286-D, 6287-D y 6288-D, continuándose el programa el año 1988 con los pozos 7304-D, 7306-D, 7307-D y 7309-D que alcanzaron profundidades de hasta 8660 ft., para producir las formaciones Basal Salina, San Cristobal y Mogollón como objetivos primarios y las formaciones Ostrea, Echinocyamus y Terebrátula como objetivos secundarios.

El comportamiento productivo de los pozos dirigidos durante la etapa de surgencia natural es del tipo hiperbólica con altos "caudales" iniciales (+ de 500 BPD) en los primeros meses de la vida productiva de los reservorios. Al terminar la etapa de surgencia natural se han evaluado métodos de extracción artificial como Bombeo Mecánico en los pozos 5815-D y 6286-D, que no son adecuados para pozos dirigidos y Bombeo Neumático en los pozos 6286-D, 6287-D y 6288-D, que por li

mitaciones en la presión de operación (700 psi) y equipo de subsuelo utilizado, no han brindado los resultados esperados.

De los ocho pozos involucrados dentro del proyecto, actualmente tres pozos se encuentran produciendo con el sistema de bombeo neumático de flujo intermitente (tipos de instalación de subsuelo "packer" convencional y macarroni de flujo anular) ; dos pozos se encuentran en su etapa final de surgencia natural, dos pozos en trabajos de completación y un pozo se encuentra cerrado.

I N T R O D U C C I O N

La mayoría de los pozos petrolíferos cuando empiezan a fluir después de haber sido perforados y completados fluirán bajo presiones que ocurren naturalmente. En algún momento de la vida del pozo, el flujo cesará o declinará hasta el punto en que alguna forma de extracción artificial será requerida para regresar a la producción máxima o deseada. La adecuada selección del método de extracción artificial tipo de instalaciones de subsuelo y de superficie a ser utilizados, probablemente constituye una de las tareas más importantes en la explotación del petróleo, teniendo en cuenta que cada uno de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas que pueden ser mayor o menormente satisfactorios, dependiendo de la escala de análisis, nivel de información disponible y características de los pozos involucrados dentro de un proyecto de producción artificial.

La extracción artificial de petróleo por bombeo neumático de flujo intermitente, es un método de producción relativamente moderno y viene siendo usado en los últimos años con bastante éxito en los diversos campos petroleros, por su eficiencia, economía, amplio campo de acción y la inherente ventaja del

sistema , el cuál usa gas de alta presión como fuente de energía complementaria a la del reservorio para elevar los fluídos desde el fondo del pozo hasta la superficie.

La aplicación de este método de producción en los ocho pozos dirigidos que han sido perforados hasta la fecha por Petróleos del Perú S.A. en el "Pool" Reventones fue seleccionado por ser uno de los mas apropiados para producir pozos de configuración dirigida, disponibilidad suficiente de gas de baja presión en la zona y principalmente por las características de los pozos.

El presente trabajo tiene por objetivo realizar el estudio técnico-económico del proyecto de Ampliación y Optimización del sistema de Bombeo Neumático de flujo intermitente en los pozos dirigidos del "Pool" Reventones, como una alternativa para continuar explotando en forma eficiente todo el aporte productivo de los reservorios, mediante un sistema adecuado de producción artificial.

C A P I T U L O I

1.1. UBICACION DEL POOL REVENTONES

El "Pool" Reventones se encuentra ubicado en el Distrito de El Alto, provincia de Talara, en el Nor Oeste Peruano, ocupando una franja costera de aproximadamente 2.5 Km. de largo por 0.4 Km. de ancho, limitada al este por cerros formados por el afloramiento de las formaciones superficiales de la cuenca Talara y al Oeste por el Zócalo continental.

1.2. RELIEVE TOPOGRAFICO

El "Pool" Reventones presenta una topografía casi regular con presencia de pequeños accidentes geográficos, siendo notorio el gran efecto de la brisa marina por la rápida formación de dunas de arena procedentes de la playa y la corrosión que se observa en los equipos e instrumentos instalados en la zona.

1.3. CARACTERISTICA ESTRUCTURAL

La característica estructural del "Pool" Reventones al igual que toda la cuenca Talara, es el intenso y complejo fallamiento en bloques producto de varias etapas de actividad tectó

nica durante la deposición.

El dislocamiento generado por la presencia de fallas de repetición de bajo ángulo, fallas inversas, deslizamientos gravitacionales y discordancias se evidencian durante las perforaciones al encontrar sólo parte de la secuencia estratigráfica que dificultan aún más la interpretación geológica de la zona. La complejidad del fallamiento se incrementa en los niveles mas superficiales donde es usual encontrar pequeños bloques fallados dentro de un campo en forma independiente.

Al igual que las fallas , la presencia de los estratos de lutitas que se han detectado en las diferentes formaciones durante la perforación, han jugado un rol importante en el entrapamiento y preservación de los hidrocarburos, actuando como barreras efectivas en la migración vertical y lateral de los fluidos.

La secuencia estratigráfica generalizada del "Pool" Reventones comprende las siguientes formaciones :

- Verdun
- Talara

- Terebrátula
- Echinocyamus
- Clavel
- Ostrea
- Mogollón
- San Cristobal
- Basal Salina
- Cretáceo.

A B D F H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z AA AB AC AD AE AF AG

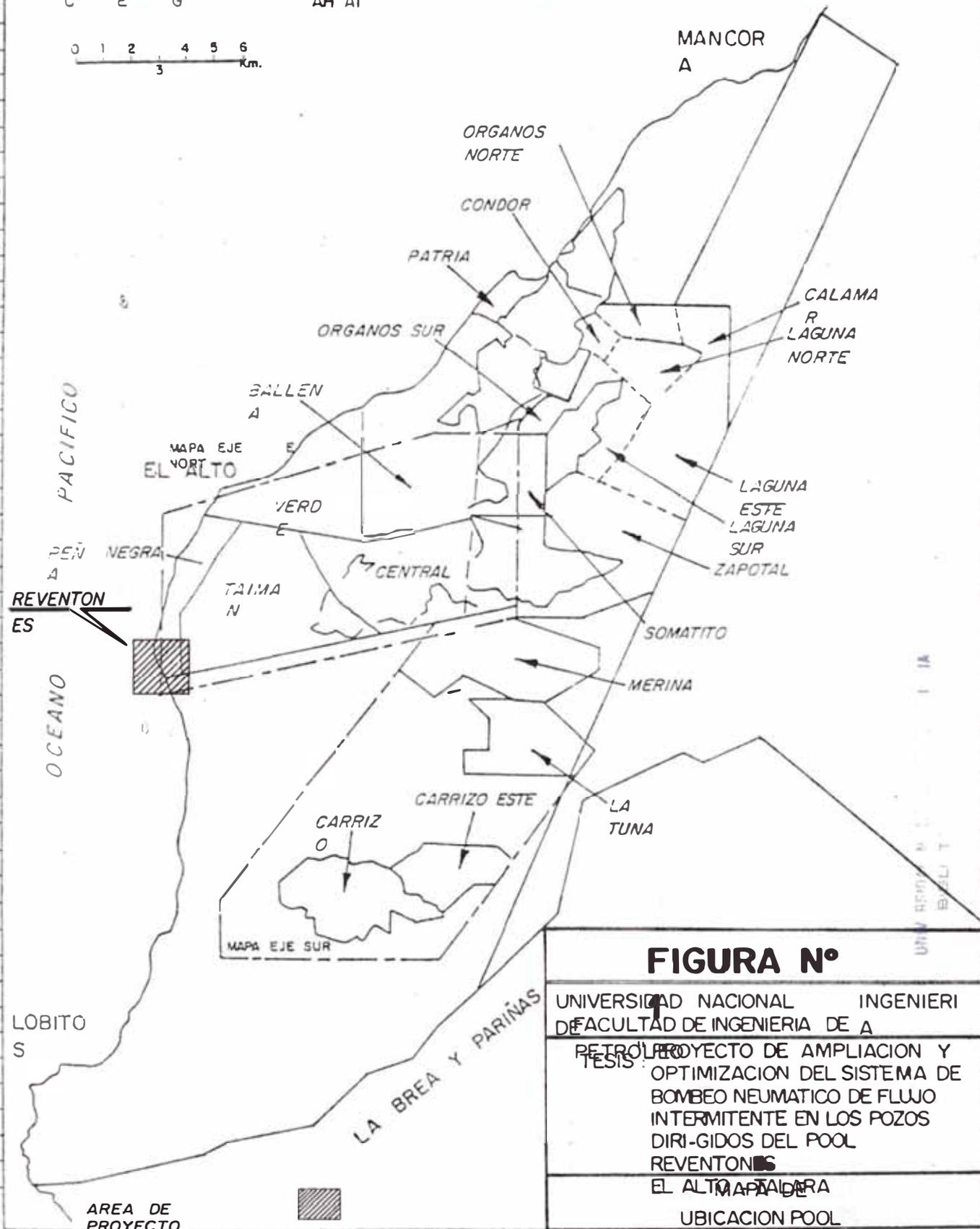
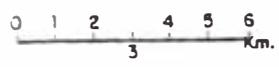


FIGURA N°

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE A

INGENIERIA DE PETROLERO
TESIS: PROYECTO DE AMPLIACION Y OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE BOMBEO NEUMATICO DE FLUJO INTERMITENTE EN LOS POZOS DIRIGIDOS DEL POOL REVENTONES

EL ALTO TAI
MAPA DE UBICACION POOL REVENTONES

C A P I T U L O I I

2.1. SELECCION DE POZOS

Para la ampliación y optimización del sistema de bombeo neumático de flujo intermitente se han seleccionado ocho pozos dirigidos que han sido perforados a partir del año 1978, ubicados en las cuadrículas E-21, E-22, F-21 y F-22 del "Pool" Reventones.

La ubicación de los pozos en superficie y los objetivos alcanzados en el fondo se muestran en el cuadro N° 1 y Fig. N° 3.

2.2. FORMACIONES OBJETIVO EN LOS POZOS DIRIGIDOS

2.2.1. OBJETIVOS PRIMARIOS

A excepción del pozo 5815-D, en los 7 pozos restantes los objetivos primarios son las formaciones Basal Salina, San Cristobal y Mogollón, que se encuentran perforados a un espaciamiento de 40 acres.

2.2.1.1. DESCRIPCION DE LA FORMACION BASAL SALINA.

Perteneciente al Eoceno inferior, cons-

tituído por arenas conglomeráticas, porosas y permeables de hasta 200 ft. de espesor, siendo predominantemente conglomerádico en el "Pool" Reventones.

La formación Basal Salina es un reservorio que presenta buenas cualidades petrofísicas siendo un excelente productor de donde se obtienen cantidades comerciales de petróleo en las áreas de Talara, Lobitos y El Alto siendo un objetivo importante para la explotación de petróleo en el Zócalo Continental. La porosidad promedio es del 15%, presentando permeabilidades que varían de 100 a 200 milidarcys.

2.2.1.2. DESCRIPCION DE LA FORMACION SAN CRISTOBAL

Perteneciente al Eoceno inferior , constituída por secciones alternas de lutitas marinas con cuerpos de arenas que presentan buenos desarro

llos de porosidad y permeabilidad , de donde se obtienen producciones comerciales de Petróleo en las áreas de Negritos, Talara, Lobitos y El Alto. La porosidad promedio es del 12%, presentando permeabilidades hasta 50 milidarcys.

2.2.1.3. DESCRIPCION DE LA FORMACION MOGOLLON.

Perteneciente al Eoceno inferior, constituido predominantemente por una secuencia potente de conglomerados con intercalaciones de lutitas y buenos desarrollos de permeabilidad.

La formación Mogollón es un buen reservorio con porosidad intergranular y de fracturas naturales. La porosidad promedio es de 8% y la permeabilidad de 0.5 milidarcys, obteniéndose producciones comerciales de petróleo en las áreas de La Brea y Pariñas, Lobitos, El Alto y los Organos, principalmente a través de

fracturas naturales (permeabilidad 100-200 md), constituyendo un objetivo de prioritaria importancia en el Zócalo Continental.

2.2.2. OBJETIVOS SECUNDARIOS

En la perforación de los pozos dirigidos los objetivos secundarios son las formaciones Ostrea, Echinocyamus Insitu y Terebrátula, perforados a un espaciamiento de 20 acres.

2.2.2.1. DESCRIPCION DE LA FORMACION OSTREA

Perteneciente al Eoceno inferior, es un reservorio constituido por areniscas de grano fino al medio, con intercalaciones mas frecuentes de lutitas. Las arenas reservorio son mas compactas con bajos valores de porosidad intergranular (8% en promedio) y permeabilidad (entre 0.1 y 8 md), presentando buenos desarrollos de rocas reservorio en el miembro Peña Negra.

2.2.2.2. DESCRIPCION DE LA FORMACION ECHINO- CYAMUS.

Es un reservorio constituido por una secuencia de areniscas marinas de grano medio al grueso, conglomerádicas en parte e intercalaciones de capas lutáceas, con un espesor máximo de 800 ft. La formación Echinocyamus tiene una porosidad intergranular de acuerdo a los miembros, siendo la mejor porosidad el miembro Cabo Blanco (8-16%) con un promedio del 12%. El miembro Somatito tiene una porosidad intergranular (8-15%), con un promedio de 10%. Los valores de permeabilidad presentan una variación de 0.2 a 20 md., correspondiendo la mayor permeabilidad al miembro Cabo Blanco donde el valor promedio es de 4 milidarcys. La permeabilidad mejora hacia el mar, encontrándose valores de hasta 30 md.

2.2.2.3. DESCRIPCION DE LA FORMACION TEREBR.

Son buenas rocas reservorio de donde

se obtiene producción comercial de petróleo en las áreas de Negritos Lobitos, Carrizo, La Tuna, Central, Coyonitas y El Alto.

Nota : Los Objetivos primarios del pozo 5815-D son las formaciones Ostrea y Echinocyamus, no considerando objetivos secundarios.

2.3. SECUENCIA ESTRATIGRAFICA DE LOS POZOS DIRIGIDOS.

La secuencia estratigráfica (topes) encontrada durante la perforación de los pozos dirigidos se muestran en el cuadro N° 2.

2.4. RESERVAS ESTIMADAS

El estimado de reservas calculados antes de la perforación de cada uno de los pozos dirigidos se muestran en el cuadro N° 3, teniendo en cuenta los siguientes parámetros.

- Recuperación final y porcentaje de depleción de las formaciones en pozos vecinos.

- Característica de las arenas objetivo mostradas en los registros eléctricos de pozos vecinos.
- Espaciamiento de los pozos.
- Porcentaje de recuperación.

UBTEACION DE LOS POZOS DIRIGIDOS - "POOL' REVENTONES

P O Z O	BAT.	TIPO CRUDO	UBICACION EN SUPERFICIE		UBICACION EN EL FONDO		ELEVACION ft SNM		
			CUADRICULA	COORD.N	COORD. N	COORD E			
5815-D	996	HCT	F-22	175 mt	995 mt	E-21	860 mt	465 mt	± 32
6286-D	"	"	F-21	980 "	140 "	E-22	200 "	770 "	± 60
6287-D	"	"	F-21	940 "	190 "	E-21	850 "	515 "	± 80
6288-D	"	"	F-21	910 "	235 "	E-21	630 "	860 "	± 60
7304-D	"	"	E-22	610 "	820 "	E-22	530 "	535 "	± 40
7306-D	"	"	F-22	285 "	225 "	E-22	195 "	470 "	± 50
7307-D	"	"	F-21	900 "	130 "	E-21	900 "	815 "	± 20
7309-D	"	"	F-21	555 "	225 "	E-21	365 "	955 "	± 40

SECUENCIA ESTRATIGRAFICA ENCONTRADA EN LOS POZOS DIRIGIDOS

P O Z O	VERDUN	TALARA	HELICO	LOBITOS	TEREBRA	ECHINO	CLAVEL	OSTREA	MOGOLLON	SN. CRIS	B. SALIN
5815 -D	0'	850'	--	--	--	3895'	--	4230'	--	--	--
6286 -D	0'	1260'	--	--	1775'	2325'	3765'	3905'	5775'	5975'	7860'
6287 -D	0'	1210'	--	--	1745'	3010'	3730'	3905'	5950'	6440'	8085'
6288 -D	0'	1210'	3140'	3390'	3720'	--	--	3955'	6120'	6610'	7630'
7304 -D	--	--	0'	320'	1005'	2200'	3050'	4080'	4435'	5370'	5895'
7306 -D	--	--	600'	720'	1790'	2500'	3545'	4360'	5430'	5750'	8160'
7307 -D	0'	1240'	1640'	--	2200'	2660'	3450'	4470'	5660'	6070'	7665'
7309 -D	80'	1550'	3220'	3720'	4230'	4900'	5260'	5390'	5930'	6650'	7740'

RESERVAS ESTIMADAS POZOS DIRIGIDOS

P O Z O	OBJETIVOS PRIMARIOS			OBJETIVOS SECUNDARIOS *		
	FORMACIONES: B. SALINA-MOGOLLON-S. CRISTOB.			FORMACIONES: OSTREA-ECHINO-TEREBRATULA		
	MINIMAS	+ PROBABLES	MAXIMAS	MINIMAS	+ PROBABLES	MAXIMAS
5815 - D	--	--	--	5600	9000	15,000
6286 - D	60,000	115,000	140,000	25000	40000	70,000
6287 - D	60,000	115,000	140,000	15000	30000	40,000
6288 - D	60,000	115,000	140,000	25000	40000	70,000
7304 - D	25,000	85,000	150,000	15000	45000	80,000
7306 - D	45,000	80,000	120,000	20000	60000	90,000
7307 - D	25,000	90,000	160,000	10000	40000	80,000
7309 - D	40,000	90,000	160,000	25000	45000	80,000
TOTAL	315,000	690,000	1'010,000	140600	309000	525,000

* Objetivos primarios para el pozo 5815 - D

C A P I T U L O I I I

3.1. COMPLETACION Y ESTIMULACION

3.1.1. COMPLETACION DE LOS POZOS DIRIGIDOS

Los 7 pozos dirigidos perforados a partir del año 1984 fueron completados con forros de superficie de 13 3/8" \emptyset , forros intermedios de 9 5/8" \emptyset y forros de producción de 5 1/2" \emptyset , tal como se muestra en el cuadro N° 4. El pozo 5815-D fue completado con forros de superficie de 9 5/8" \emptyset y forros de producción de 5 1/2" \emptyset .

La cementación del espacio anular se realizó con cemento Pacasmayo con porcentajes de bentonita de 0% - 10%, siendo la mezcla llenadora (primera mezcla) la que contiene un mayor porcentaje de bentonita y cemento neto frente a las formaciones productivas. El peso de las mezclas de cemento variaban entre 9.5 y 14.7 lb./gal, dependiendo principalmente de la gradiente de fractura de

las formaciones y los problemas de surgencia de gas presentados durante la perforación. Los principales aditivos utilizados fueron para controlar la pérdida del filtrado, aceleradores de fraguado, antiespumantes y reductores de fricción. El caudal de cementación fue generalmente de 4 BPM para mantener las mezclas de cemento neto en flujo tapón frente a las formaciones productivas y de 8 BPM para la mezcla llenadora (primera mezcla), para permitir un flujo turbulento a lo largo de todo el espacio anular.

Los topes de cemento fueron determinados mediante registros de temperatura que fueron corridos en los pozos luego de 10 horas de terminada la cementación.

Para la apertura a producción, los intervalos ó formaciones de interés fueron punzonados en forma selectiva y a un espaciamiento mínimo de

1 ft, con balas tipo jet de 1/2" \emptyset .
Las formaciones abiertas a producción en los pozos dirigidos se muestran en el cuadro N° 5.

3.1.2. ESTIMULACION

Debido a las bajas permeabilidades mostradas en los ensayos de núcleos de las diferentes formaciones productivas del Nor oeste Peruano, fue necesario estimular la roca reservorio para obtener producción comercial de petróleo especialmente en la formación Mogollón que es uno de los principales objetivos en los pozos perforados en el "Pool" Reventones y donde la porosidad efectiva de origen primario es prácticamente nula. La porosidad disponible es casi exclusivamente de origen secundario y de 2 tipos :

Por disolución y microfracturamiento .
La porosidad secundaria por disolución se genera por la presencia de minerales químicamente inestables ó la acción de migración de aguas y el micro-

fracturamiento por encogimiento , por lo que es independiente del tamaño del grano, limpieza, selección y ambiente deposicional.

Adicionalmente a la presencia de porosidad secundaria, la formación Mogo - llón, está constituido por macrofracturas que comunican las capas donde se ha generado disolución y microfracturamiento más rápidamente con el pozo, por diferencial de presión inicial en esas macrofracturas el petróleo presente en esta pseudo matriz (disolución y microfracturamiento) viaja hacia la macrofractura más cercana, para luego por medio de ella comunicarse con el pozo. Esto explica el porque de la necesidad de estimular la roca reservorio.

Dependiendo de la formación objetivo la estimulación de los pozos dirigidos del "Pool" Reventones fue realizada mediante trabajos de fracturamiento hidráulico con petróleo crudo ó espuma (CO₂ Nitrógeno) a presiones de ± 7000 psi, altos regimenes de inyección (20-

32 BPM) y altas concentraciones de arena (0.5 - 4.0 lb/gal) del tipo importada 20/40.

3.2. SECUENCIA DE TRABAJOS REALIZADOS EN LOS POZOS

DIRIGIDOS

POZO 5815 - D

<u>FECHA</u>	TRABAJO REALIZADO
20-12-78	Terminó de cementar casing de producción.
04-01-79	Baleo Fm. Ostrea: intervalo 5137' - 4942'.
05-01-79	Frac intervalo 5137' - 4942'
05-01-79	Baleo y Frac Fm. Ostrea intervalo 4579' - 4388'
05-01-79	Baleo y Frac Fm. Echino- intervalo 4262' - 4191'
05-01-79	Baleo y Frac Fm. Echino- intervalo 4118' - 3893'
06-01-79	Prod. Inicial : 794 x 02 BPD "Beam" 1/4" Ø SF. 860# GOR: 740 <u>SCF</u> BL
05-03-85	Pozo abandonado temporalmente (ATA).

POZO 6286 - D

<u>FECHA</u>	<u>TRABAJO REALIZADO</u>
29-11-84	Terminó de cementar casing de Producción.
14-12-84	Baleo Fm. B. Salina-intervalo 80-71' - 7949'
15-12-84	Prod. inicial 856 X 10 BPD "Beam" 1/4"Ø SF presión 1200 psi GOR:NR
30-11-85	Frac intervalo 8071' - 7949'. Trabajo incompleto (1ra. etapa) al detectarse casing roto.
01-12-85	Prod. inicial 24X02 BPD sin "beam" Presión 30 psi GOR:NR
25-01-86/ 12-10-86	Evaluó prod. con EBM Prod. Promedio 36 X 8 BPD
14-10-86	Sentó tapón a 7930' para aislar intervalo 8071' - 7949'
16-10-86	Baleo Fm. S. Cristobal-intervalo 7908' - 7828'
21-10-86	Frac intervalo 7908' - 7828'
26-10-86	Prod. inicial 244 X02 "Beam" 1/4"Ø ST 600# GOR:NR
12-03-87	Rebaleo Fm. S. Cristobal intervalo 7907' - 7828'

21-06-87 Resentó tapón a 7800' para aislar intervalo 7907' - 7828'

22-06-87 Baleo Fm. S. Cristobal intervalo 7765' - 7687'

23-06-87 Prod. 160X0 BPD "Beam" 3/8"Ø SF presión 380 psi GOR 3100 SCF/B1

16-08-87 Frac intervalo 7765' - 7687' (CO2)

20-08-87 Producción 96X22 "Beam" 3/8"Ø ST presión 210 psi GOR:NR

04-05-88 Recuperó tapón sentado a 7800' y bajó instalación de "Gas lift-Macarroni de flujo anular."

POZO 6287 - D

FECHA	TRABAJO REALIZADO
19-04-85	Terminó de cementar casing de producción.
23-04-85	Baleo Fm. B. Salina intervalo 8494' 8367'
24-04-85	Prod. 132X03 BPD "Beam" 1/4"Ø SF presión 270 psi
20-10-85	Prod. con "Gas lift macarroni de flujo anular"
01-09-87	

03-09-87 Sentó tapón a 6800' para aislar
intervalo 8494' - 8367'

14-09-87 Baleo Fm. S. Cristobal intervalo
6731' - 6413'

14-09-87 Baleo Fm. Mogollón intervalo 6377'
5944' Prod. 50X15 BPD "Beam" de
3/8"Ø SF presión 90 psi GOR:NR

12-10-87 Resentó tapón a 6804'

12-10-87 Rebaleo Fms. Mogollón y S. Cristo-
bal intervalo 6736' - 5948' Prod.
inicial : 128X0 BPD "Beam" 1/4"Ø SF
presión 200 psi GOR:NR

21-05-88 Bajó instalación de "Gas lift Maca-
rroni de flujo anular."

POZO 6288 - D

FECHA	TRABAJO REALIZADO
09-02-85	Terminó de cementar casing de Pro - ducción.
16-02-85	Baleó Fm. Basal Salina-intervalo 8099' - 7949' Prod. 24X0 BPD sin "beam" ST presión 20 psi
14-03-85	Frac intervalo 8009' - 7949' Prod.:OXO BPD

20-03-85 Baleó Fm. Salina intervalo 7856'-
7634'
Prod. 575X06 BPD "Beam"1/4"Ø SF
1100 psi.

11-10-87 Sentó tapón a 6650'

17-10-87 Baleó Fm. Mogollón intervalo 6603'
6097'
Prod. : 80X02 BPD "Beam"3/8" Ø SF
Presión 90 psi

23-06-88 Intentó recuperar tapón a 6650'
con resultado negativo. Bajó ins-
talación de "Gas lift Packer conven-
cional".

POZO 7304 - D

FECHA	TRABAJO REALIZADO
23-01-88	Terminó de cementar casing de Pro - ducción
02-02-88	Baleo Fm. B. Salina intervalo 8649' 8593' Evaluó producción por "suab" resultado negativo.
17-02-88	Baleó Fm. B. Salina intervalo 8533' 8515'

Evaluó producción por "suab" resulta-
 do negativo.

28-02-88 Sentó tapón a 8450' para aislar in-
 tervalo 8649' - 8515'

29-02-88 Baleó Fm. B. Salina intervalo 8344'
 8301'
 Evaluó Prod. por "suab" resultado ne-
 gativo .

17-03-88 Resentó tapón a 8250'

18-03-88 Baleó Fm. B. Salina intervalo 8228'
 8182'
 Evaluó prod. por "suab" resultado ne-
 gativo

09-04-88 Sentó tapón permanente a 8165'

11-04-88 Baleó Fm. B. Salina intervalo 8136'-
 8074'
 Evaluó prod. por "suab" resultado ne-
 gativo

01-05-88 Sentó tapón permanente a 8020'

01-05-88 Baleó Fm. Basal Salina intervalo 7971'
 7911'
 Evaluó por "suab" resultado negativo

28-05-88 Sentó tapón permanente a 7550'

2805-88 Baleó Fm. San Cristobal intervalo
 7502' - 7393'
 Producción inicial 380X20 BPD "Beam"
 1/4"Ø SF. Presión 90 psi GOR:500SCF/B

21-07-88 Frac intervalo 7502' - 7393'
 Producción inicial 275 X 02 BPD
 Beam 1/4"Ø SF. Presión 450 Psi
 GOR NR.

29-07-88 Bajó tubos con Packer

30-07-88/
 22-09-88 En evaluación por "suab" resultado
 negativo.

23-09-88 Sacó tubos con "Packer". Sentó ta
 pón recuperable a 5583'

23-09-88 Baleó Fm. Mogollón intervalo 5565'
 5415' para trabajos de cementación
 forzada.

24-09-88/
 31-12-88 Espera trabajos de cementación for
 zada

POZO 7306 - D

<u>FECHA</u>	<u>TRABAJO REALIZADO</u>
19-04-88	Terminó de cementar casing de pro - ducción.
08-04-88	Baleó Fm. Basal Salina-intervalo 8535' - 8382' Evaluó producción por "suab" resulta- do negativo.
06-06-88	Frac intervalo 8535' - 8382'
06-06-88	Baleó y Frac Fm. B. Salina intervalo 8333' - 8311.

06-06-88 Baleó y frac B. Salina intervalo
8270' - 8174'
Producción inicial 92X23 BPD "Beam"
1/4"Ø SF presión 80 psi GOR:NR

01-08-88 Sentó tapón recuperable a 8050'

03-08-88 Baleó Fm. San Cristobal intervalo
8028' - 8011'

20-08-88 Canceló frac intervalo 8028'-8011'
por alta presión sin romper forma-
ción (8000 psi)

20-08-88 Detectó casing colapsado a 7712'

24-08-88 Rebaleó Fm. San Cristobal interva-
lo 8028' - 8010'

24-08-88 Canceló frac intervalo 8028'-8010'
por alta presión sin romper forma-
ción (9000 psi)

25-08-88 Baleó y frac Fm. Mogollón interva-
lo 5670' - 5437'
Producción inicial 369X0 BPD "Beam"
1/4"Ø SF presión 800 psi GOR:NR

18-09-88 Bajó tubos

19-09-88/ Producción 40X06 "Beam" 1/4"Ø ST pre
31-12-88 sión 60 psi GOR:NR

POZO 7307 - D

<u>FECHA</u>	<u>TRABAJO REALIZADO</u>
22-04-88	Terminó de cementar casing de producción.
08-05-88	Baleó Fm. Basal Salina intervalo 8197' - 8094' Evaluó por "suab" resultado negativo.
08-06-88	Sentó tapón permanente a 8086'
08-06-88	Baleó Fm. Basal Salina intervalo 8069' - 8042' para trabajos de cementación forzada.
12-07-88	Bajó tapón "Mercury" a 8010'
13-07-88	En trabajos de cementación forzada intervalo 8069' - 8042'
16-07-88	Baleó Fm. B. Salina intervalo 7979' - 7936'
14-08-88	En trabajos de cementación forzada intervalo 7979' - 7936'
09-09-88	Baleó Fm. Basal Salina intervalo 7851' - 7775'
12-10-88	Sentó tapón recuperable a 7915'
15-10-88	Baleó Fm Basal Salina intervalo 7852' - 7695'
15-10-88	Frac intervalo 7852' - 7695'

16-10-88 Prod. inicial 134X02 BPD "Beam"
 1/4"Ø SF Presión 40 GOR:NR
 25-10-88/ Espera trabajos de cementación
 31-12-88 forzada

POZO 7309 - D

FECHA	TRABAJO REALIZADO
16-02-88	Terminó de cementar casing de producción
18-03-88	Baleó Fm. Basal Salina intervalo 8161' - 8108' Evaluó producción por "suab."
17-04-88	Frac Fm. Basal Salina intervalo 8161' - 8108' Evaluó producción por "suab" <u>re</u> sultado negativo.
25-04-88	Sentó tapón recuperable a 8090'
27-04-88	Baleó Fm B. Salina intervalo 8058' - 7952' Producción 443X04 BPD "Beam" 1/4"Ø SF presión 1100 psi GOR ^{scm} 2146 SCF/B1
05-05-88/ 05-11-88	Cerrado por problemas de pesca

06-11-88

En trabajos de pesca, sacó pe
cado y tapón recuperable senta
do a 8090'

Espera evaluación de produc --
ción Fm. Basal Salina : inter-
valo 8161' - 7952'

3.3. HISTORIA DE PRODUCCION

El comportamiento productivo de los pozos dirigidos del "Pool" Reventones depende básicamente de las formaciones abiertas a producción. El modelo de completación actual (apertura a producción por formaciones en forma independiente) , ha demostrado que la declinación de la producción en las formaciones Basal Salina, Mogollón, San Cristóbal , Ostrea y Echino es del tipo hiperbólica con altos ~~caudales~~ iniciales en los primeros meses, volviéndose exponencial en el resto de la vida productiva del reservorio. Las curvas tipo de declinación de las formaciones Mogollón, Ostrea y Echino se muestran en las Figuras N° 4, 5 v 6.

En los cuadros N° 6 y 7, se muestran las producciones iniciales obtenidas luego de la apertura a producción de las formaciones y la producción acumulada de los pozos dirigidos al 30 de Setiembre de 1988.

3.4. SITUACION ACTUAL DE LOS POZOS DIRIGIDOS

El pozo 5815-D se encuentra cerrado desde el

05-03-85 por falta de un método adecuado de producción artificial. Los pozos 6286 - D y 6288 =D se encuentran produciendo con el sistema de bombeo neumático de flujo intermitente "macarroni" de flujo anular" con tubería de 1"Ø EUE, que viene creando una excesiva caída en la presión del gas inyectado. Adicionalmente los coples de la tubería de 1"Ø EUE (O.D.= 1.9 pulg.) restringe el flujo de los fluidos del pozo por el espacio anular "tubing macarroni."

En el pozo 6288-D tiene una instalación de bombeo neumático "Packer" convencional (PKR sentado a 6050 ft), que no permite extraer todo el aporte productivo desde el fondo del pozo (tapón sentado a 6650 ft)

Los pozos 7304-D y 7307-D se encuentran esperando trabajos de cementación forzada y el pozo 7306-D se encuentra en producción por tubos de la formación Mogollón. En el pozo 7309-D luego de los trabajos de pesca se encuentra en evaluación del aporte productivo de la Formación Basal Salina.

En el cuadro N° 8 se muestran las producciones actuales de los pozos dirigidos.

COMPLETACION DE LOS POZOS DIRIGIDOS -"POOL" REVENTONES

P O Z O	C A S I N G 13 3/8"∅	C A S I N G 9 5/8"∅	C A S I N G 5 1/2"∅					Prof.Med F.C.	Prof Vert F.C.	Tope Cemento
			J-55 15.5#	N-80 20#	N-80 17#	N-80 20#	N-80 20#			
5815- D	--	0' - 324'	0' - 5179	--	--	--	5152'	4768'	850'	
6286- D	0' - 401'	0' - 3940'	--	0' - 4060'	4060' - 7340'	7340' - 8110'	8094'	7815'	2600'	
6287- D	0' - 405'	0' - 4230'	--	0' - 4624'	4624' - 7266'	7266' - 8560'	8521'	7809'	3500'	
6288 -D	0' - 400'	0' - 4080'	--	0' - 8153'	--	--	8117'	7777'	3050'	
7304- D	0' - 415'	0' - 4065'	--	0' - 3727'	3727' - 7858'	7858' - 8696'	8660'	8440'	3500'	
7306- D	0' - 401'	0' - 4560'	--	0' - 3999'	3999' - 7918'	7918' - 8645'	8607'	8135'	3600'	
7307- D	--	0' - 4143'	--	0' - 4195'	4195' - 7383'	7383' - 8278'	8239'	7956'	3000'	
7309- D	0'400'	0' - 4302'	--	0' - 4022'	4022' - 7784'	7784' - 8238'	8199'	7894'	2850'	

FORMACIONES ABIERTAS A PRODUCCION

POZO	B. SALINA	S. CRISTOBAL	MOGOLLON	OSTREA	ECHINO I.S.	TEREBRATULA
5815 - D	--	--	--	5137' -4388	4262' -3893'	--
6286 - D	8071' -7949'	7908' -7687'	--	--	--	--
6287 - D	8494' -8367'	6736' -6411'	6377' -5994'	--	--	--
6288 - D	8099' -7634'	--	6603' -6097'	--	--	--
7304 - D	8649' -7911'	7502' -7393'	--	--	--	--
7306 - D	8535' -8174'	8028' -8010'	5670' -5437'	--	--	--
7307 - D	8197' -7695'	--	--	--	--	--
7309 - D	8161' -7952'	--	--	--	--	--

PRODUCCIONES INICIALES

POZO	FECHA	PET.	AGUA	GOR	MET. PROD	FORMACION'	INTERVALO	OBSERVACIONES
5815-D	10-01-79	730	03	746	SF	Ostrea-Echino	5137' - 3893'	Baleo
6286-D	03-01-85	344	03	1547	SF	B. Salina	8071' - 7949'	Baleo
	31-03-87	128	12	3147	SF	S. Cristobal	7907' - 7828'	Baleo y Frac
	30-06-87	136	03	3870	SF	S. Cristobal	7765' - 7687'	Baleo
	26-08-87	63	12	2788	SF	S, Cristobal	7765' - 7687'	Frac.
6287-D	05-05-85	119	01	NR	SF	B. Salina	8494' - 8367'	Baleo
	03-11-87	70	24	NR	SF	B. Salina-Mog.	6736' - 5948'	Baleo y Frac.
6288-D	25-03-85	552	05	1607	SF	B. Salina	8099' - 7634'	Baleo y Frac.
	12-11-87	69	02	1431	ST	Mogollon	6603' - 6097'	Baleo y Frac
7304-D	29-05-88	380	20	NR	SF	S. Cristobal	7502' - 7393'	Baleo
	23-07-88	275	02	NR	SF	S. Cristobal	7502' - 7393'	Baleo y Frac.
7306-D	21-06-88	92	23	NR	SF	B. Salina	8535' - 8174	Baleo y Frac.
	26-08-88	369	0	NR	SF	S. Crist. -Mog	8028' - 5437'	Baleo y Frac.
7307-D	16-10-88	134	01	NR	SF	B. Salina	7852' - 7695'	Baleo y Frac.
7309-D	05-04-88	0	0	--	ST	B. Salina	8161' - 8108'	Baleo y frac.
	29-05-88	433	04	2538	SF	B. Salina	8058' - 7952'	Baleo y Frac.

PRODUCCION ACUMULADA AL 30 SETIEMBRE - 1988

P O Z O	FECHA INICIAL	PETROLEO BLS.	AGUA BLS.	GAS MSCF	FORMACIONES PRODUCTIVAS
5815 - D	ENERO 79	20,368	124	67,642	Ostrea Echino
6286 - D	DICIEMB84	95,263	4,500	86,321	Basal Salina-San Cristóbal
6287 - D	ABRIL 84	44,744	1,499	62,206	Basal Salina-San Cristóbal-Mogollon.
6288 - D	FEBRER 85	60,669	1,912	50,287	Basal Salina-Mogollon
7304 - D	MAYO 88	3,410	390	2,404	Basal Salina-San Cristóbal
7306 - D	JUNIO 88	8,236	1,581	6,824	Basal Salina-San Cristóbal Mogollon.
7307 - D	--	--	--	--	Basal Salina
7309 - D	ABRIL 88	6,127	162	9,401	Basal Salina
TOTAL	--	238,817	10,168	285,085	- - -

PRODUCCIONES ACTUALES (AL 30-07-88)

P O ZO	Petróleo	Agua	Met. Prod	Prof Efec	Form. Product.	Perforaciones	Observaciones
5815-D	--	--	--	5152'	Ostrea-Echino	5137'-3893'	Pozo cerrado desde el 05-03-85
6286-D	30	02	G1	8094'	B.Salina-S.Cristo bal.	8071'-7687'	
6288-D	35	03	G1	8521'	B.Salina-S.Cristo bal-Mogollon	8494'-5948'	
6288-D	20	02	G1	6650'	Mogollon	6603'-6097'	Tapón sentado a 6650', aisla Fm Basal Salina (8009'-7634')
7304-D	--	--	--	7550'	Mogollon	7502'-7393'	Tapón permanente sentado a 7550' aisla Fm. B.Salina (8649'-7911')
7306-D	41	06	ST	8050'	S.Cristobal-Mogo llon	5437'-8028'	Tapón recuperable sentado a 8050' aisla Fm. Basal Salina
7307-D	--	--	--	8010'	B.Salina	7852'-7695'	

* Pozos 7304 y 7307-D esperan trabajos de cementación forzada.

C A P I T U L O I V

4.1. FUENTES DE SUMINISTRO DE GAS DE BAJA PRESION

Las fuentes de suministro de gas de baja presión serán las baterías 942 Taiman, 953 Reventones y 996 Restin, que tienen una producción total de 1876.5 M SCF/día de gas, de los cuales aproximadamente 1446.6 M SCF/día pueden ser utilizados como gas de inyección en los pozos dirigidos del "Pool" Reventones.

En los cuadros N° 9, 10, 11, y 12, se muestran la producción y distribución de gas de baja presión en las baterías 942, 953 y 996 y el volumen global entre los meses de Junio 87 y Mayo 88

4.2. CARACTERISTICAS DEL GAS DE BAJA PRESION

El análisis cromatográfico realizado a la muestra del gas de baja presión de la Bat. 996 Restin, que será la principal estación de suministro a los compresores dió los siguientes resultados :

Lugar de Muestreo	Bat 996	Restin
Fecha de Muestreo	16-03-88	

<u>COMPONENTE</u>	<u>% VOLUMEN</u>
Hidrógeno	-
Metano	88.34
Etileno	-
Etano	4.65
Propano	3.04.
Propileno	-
I-Butano	0.85
N-Butano	1.67
I-Pentano	0.58
N-Pentano	0.40
Hexano	0.37
CO	-
CO2	-
N2	0.1
T O T A L	100.00
GRAV. ESPECIFICA A 60°F	0.6708

4.3. SISTEMA DE RECOLECCION DE BAJA PRESION

El sistema de recolección de gas de baja presión será el mismo que actualmente viene operando (Fig. N° 7), que comprende los gasoductos 6"Ø y 8"Ø. desde las Bats. 942 Taiman, 953 Reventones y 996 Restin hasta la Estación de Compresores 996 Restin.

C U A D R O N°

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS DE BAJA PRESION

BATEPIA 942 - TAIMAN

M E S	GAS AL AIRE	GAS A COMP	GAS COMBUST	GAS TOTAL
JUNIO - 87	--	457.0	143.0	600.0
JULIO - 87	--	580.0	139.0	717.0
AGOSTO - 87	--	446.0	142.0	589.0
SETIEB - 87	--	424.0	138.0	562.0
OCTUBRE- 87	--	277.0	224.0	500.0
NOVIEMB- 87	--	304.0	92.0	394.0
DICIEMB- 87	--	356.0	247.0	603.0
ENERO - 88	10.0	171.0	374.0	562.0
FEBRERO- 88	2.0	363.0	225.0	589.0
MARZO - 88	14.0	233.0	264.0	511.0
ABRIL - 88	--	470.0	286.0	756.0
MAYO - 88	--	338.0	276.0	613.0
PROMEDIO	8,7	368.3	212.5	583.0

* MSCF/Día

C U A D R O N° 10

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS DE BAJA PRESION

BATEPIA 953 - REVENTONES

M E S	GAS AL AIPE	GAS A COIP	GAS COMBUST	GAS TOTAL
JUNIO - 87	--	283.0	66.0	356.0
JULIO - 87	--	309.0	71.0	380.0
AGOSTO - 87	--	210.0	73.0	283.0
SETIEMB- 87	--	235.0	69.0	304.0
OCTUBRE- 87	--	274.0	72.0	346.0
NOVIEMB- 87	--	253.0	68.0	321.0
DICIEMB- 87	--	241.0	67.0	307.0
ENERO - 88	--	282.0	67.0	349.0
FEBRERO- 88	--	257.0	66.0	323.0
MARZO - 88	--	189.0	77.0	266.0
ABRIL - 88	--	199.0	104.0	270.0
MAYO - 88	--	272.0	70.0	342.0
PROMEDIO	--	250.3	72.5	320.6

* M SCF/Día

C U A D R O N° 11

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS DE BAJA PRESION

BATERIA 996 - PESTIN

M E S	GAS AL AIRE	GAS ACOMP	GAS COMBUST	GAS TOTAL
JUNIO - 87	226.0	545.0	152.0	924.0
JULIO - 87	252.0	511.0	159.0	922.0
AGOSTO -87	89.0	536.0	150.0	776.0
SETIEMB - 87	64.0	492.0	139.0	695.0
OCTUBRE - 87	145.0	654.0	155.0	955.0
NOVIEMB - 87	148.0	712.0	159.0	1019.0
DICIEM' - 87	130.0	797.0	132.0	1059.0
ENERO - 88	179.0	824.0	160.0	1163.0
FEBRERO - 88	125.0	760.0	164.0	1047.0
MARZO - 88	190.0	487.0	296.0	840.0
ABRIL - 88	273.0	627.0	165.0	1065.0
MAYO - 88	124.0	919.0	167.0	1210.0
PPOMED.	162.0	655.0	167.0	927.9

*M SCF/ Día

C U A D R O N° 12

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS DE BAJA PRESION *

VOLIMEN GLOBAL - BATERIAS 942 - 953 - 996

M E S	GAS AL AIRE	GAS A COMP	GAS COMBUST	GAS TOTAL
JUNIO - 87	226.0	1285.0	361.0	1880.0
JULIO - 87	252.0	1400.0	369.0	2019.0
AGOSTO- 87	89.0	1192.0	365.0	1648.0
SETIEMB 87	64.0	1151.0	346.0	1561.0
OCTUBRE 87	145.0	1205.0	451.0	1801.0
NOVIEMB 87	148.0	1269.0	319.0	1734.0
DICIEMB 87	130.0	1394.0	446.0	1969.0
ENERO 88	189.0	1277.0	601.0	2074.0
FEBRER 88	127.0	1380.0	455.0	1959.0
MARZO 88	204.0	909.0	637.0	1617.0
ABRIL 88	273.0	1296.0	555.0	2091.0
MAYO 88	124.0	1529.0	513.0	2065.0
PROMEDIO	170.7	1273.9	452.0	1876.5

* M SCF/Día

C A P I T U L O V

5.1. JUSTIFICACION DEL TIPO DE OPERACION SELECCIONADO

Para seleccionar el tipo de operación por bombeo neumático de flujo intermitente se han considerado los siguientes factores :

- La producción esperada de los pozos dirigidos del "Pool" Reventones se encuentra entre 40 y 100 BPD, rango en el cual es de exclusiva aplicación el bombeo neumático de flujo intermitente.
- En pozos donde se espera bajos volúmenes de producción (menor de 100 BPD), el consumo de gas de alta presión es menor en el bombeo neumático de flujo intermitente que en el de flujo continuo.
- El bombeo neumático de flujo intermitente tiene un rango de producción más amplio, con solo modificar la frecuencia de ciclos y el tiempo de inyección del gas de alta presión.
- Análisis de las características de los pozos de acuerdo al siguiente cuadro :

Presión de Fondo	Índice de Productividad	Sistema de Producción
Alta	Bajo	Flujo intermitente.
Alta	Intermedio	Flujo intermitente o continuo.
Alta	Alta	Flujo continuo.
Intermedia	Bajo	Flujo intermitente
Intermedia	Intermedio	Flujo intermitente.
Intermedia	Alto	Flujo continuo.
Baja	Bajo	Intermitente
Baja	Intermedio	Intermitente
Baja	Alto	Intermitente

Donde :

- Presiones de fondo:
 - Alta: Si son suficientes para soportar una columna de fluido igual al 70% ó más de la profundidad total del pozo.
 - Intermedia: Si son suficientes para soportar una columna de fluido entre 40 y 70% de la profundidad del pozo.
 - Baja: Si son suficientes para soportar una columna de fluido menor del 40% de la profundidad del pozo.

- Índice de Productividad :

-Alto: Mayores de 1.0 bbl/día/
psi.

-Intermedio: Entre 0.3 y 1.0
bbl/día/psi.

Bajo : Menores de 0.3 bbl/día/
psi.

Debido a que no se cuenta con la información sobre las características de los reservorios (Índice de productividad y presiones de fondo), por no haberse realizado en todos los pozos dirigidos las pruebas que nos brinden esta información, se tomará como parámetro comparativo para definir el tipo de operación, a la información obtenida en la prueba de flujo a 2 regímenes realizada en el pozo 6286-D, cuyos resultados son los siguientes :

POZO	:	6286-D
Fecha de la Prueba	:	17-25 Diciembre-1984
Formación Productiva	.	Basal Salina
Intervalo de Producción	:	8071'-7949'
Duración de la Prueba	:	109 Horas *
Producción acumulada	.	5829 Bbls **
Presión fluyente "Beam" 3/8"Ø (Cabeza-ferrros)		740 Psi

Presión fluyente "Beam" 3/8"Ø (Cabeza-forros):	1020 Psi
Presión fluyente de fondo	: 2994 Psi
Tiempo de Horner (t)	: 190.33 Hrs.
Pendiente de la curva	: 120 Psi/ ciclo.
Regimen de producción "Beam" 3/8	: 735 BPD (GOR:1400 SCF/B1.)
Regimen de Producción "Beam" 1/4	: 455 BPD (GOR:1500 SCF/B1)
Profundidad medida	: 8010 ft.
Presión estática del reservorio	: 4064 Psi a 7964 Ft.
Gradiente total de presión	: 0.507 Psi/ ft.
Permeabilidad efectiva al petróleo	: 20.6
Indice de Productividad	: 0.688 BPD/ Psi

* "Beam" 1/4

** antes de cambiar el "beam" de 3/8"Ø a 1/4"Ø

De donde se concluye que a los 3 días de haberse puesto en producción la Formación Basal Salina, los valores del índice de productividad (0.688 BPD/psi) y presión estática de fondo (4064 psi), se clasifican como valores de intermedio y alto respectivamente, a los cuales de acuerdo al cuadro anterior les

corresponde el flujo continuo ó intermitente, que re
lacionados con los factores descritos anteriormente
seleccionamos el tipo de operación por bombeo neumá-
tico de flujo intermitente.

5.2. ESTIMADO DE PRODUCCION POR POZO

Para estimar la producción por pozo mediante el bombeo neumático de flujo intermitente, no es posible utilizar los métodos convencionales en base al índice de productividad y presiones de fondo (estática y fluyente) por las siguientes razones :

- En los pozos dirigidos del "Pool" Reventones no se han tomado pruebas de presión de fondo, por lo que no se dispone de esta información ni de los valores de índice de productividad para evaluar las condiciones productivas de los pozos.
- El tipo de completación actual (baleo y frac por etapas) de una ó mas formaciones productivas, no permite la ejecución de pruebas de presión de fondo.
- En la evaluación de pruebas de restauración de presión para la formación Mogollón, en 10 Pozos del Proyecto Laguna Zapotal se han encontrado valores muy variables de la presión fluyente de fondo: (Entre 102-1334 Psi); presión estática de fondo PWS- última lectura de toda la prueba (Entre 537-2550 Psi) y presión estática de fondo extrapolada PWS* (Entre 682-2700 Psi)

- Las variadas respuestas productivas de las formaciones en el Nor oeste, hacen pensar que existen marcados cambios areales en lo relacionado a espesores y propiedades petrofísicas de la roca reservorio. Bajo esta circunstancia es incorrecto establecer un modelo de comportamiento productivo para todos los pozos de un área determinado, en base a los resultados cuantitativos obtenidos de las pruebas a un pozo.

Al no disponer de la suficiente información , para estimar la producción por pozo con el sistema de bombeo neumático de flujo intermitente se han considerado los siguientes parámetros :

- La producción obtenida con Equipo de Bombeo Mecánico de todas las formaciones abiertas a producción en pozos vecinos.
- Curvas tipo de producción que indican el comportamiento promedio de cada formación
- Grado de depletación de los pozos
- Producción inicial obtenida

En base a los parámetros indicados se ha estimado la siguiente producción por pozo :

POZO	PROD. <u>ESTIM.</u>
5815-D	40 BPD
6286-D	70 BPD
6287-D	70 BPD
6288-D	70 BPD
7304-D	90 BPD
7306-D	90 BPD
7307-D	90 BPD
7309-D	100 BPD
TOTAL PROD. ESTIM.	620 BPD

5.3. SISTEMA DE DISTRIBUCION DEL GAS DE ALTA PRESION

5.3.1. UBICACION DE LA ESTACION DE COMPRESION

Para aprovechar la infraestructura instalada a la fecha (gasoductos de baja presión y líneas de inyección de 2"Ø (I.D.) a los pozos 6286-D, 6287-D y 6288-D), se ha considerado que la Estación de compresión a instalarse se ubique en el mismo lugar que actualmente ocupa la EC. 996 Restin.

5.3.2. LINEAS DE DISTRIBUCION DEL GAS DE ALTA PRESION

Se han considerado líneas de 2"Ø (I.D.) para

distribuir el gas de alta presión desde la estación de compresión hasta cada uno de los pozos (Fig. N° 8).

En el siguiente cuadro se muestran las distancias requeridas de línea de inyección para cada pozo.

POZO	DISTANCIA FT	OBSERVACIONES
5815-D	3800	
6286-D	3200	Línea de iny. instalada.
6287-D	3050	Línea de Iny. instalada.
6288-D	3100	Línea de Iny. instalada.
7304-D	5100	
7306-D	4000	
7307-D	3200	
7309-D	3000	

5.4. EQUIPO DE SUPERFICIE

5.4.1. VALVULA MOTOPA

Por su versatilidad para trabajar con controladores de inyección de gas tanto electrónicos como los operados por relojes a cuerda (mecánicos) se han seleccionado las válvulas motoras de tipo normalmente abiertas ó de acción directa de las siguientes especificaciones :

- Conexiones de entrada y salida : 2"
11 1/2
LP THD
- Máxima presión de trabajo : 3000 Psi
- Máxima presión de trabajo en el diafragma : 60 Psi
- Conexiones para el controlador : 3/4"Ø
- Diámetro del Port : 3/4"Ø
- Area del diafragma : Mayor de 42 Pul.²
- Conexiones laterales : 1/4"Ø

* Esta recomendación se base teniendo en cuenta que la presión sobre el diafragma debe ser 20 Psi.

5.4.2. CONTROLADOR DE CICLOS DE INYECCION

Los controladores de ciclos de inyección de gas electrónicos que han sido evaluados por Petróleos del Perú en el Nor oeste han demostrado muy buena eficiencia en su funcionamiento y especialmente en la exactitud de los ciclos programados, lo que no es posible obtener con los controladores operados por relojes a cuerda o mecánicos.

Características de los Controladores Electrónicos :

- Los Controladores electrónicos pueden operar por un mecanismo detector de la llegada del pistón a superficie (en instalaciones "Plunger lift") ó programando la duración de los dos ciclos (tiempo abierto y tiempo cerrado de la válvula motora), en horas-minutos ó minutos - segundos.
- El cronómetro utilizado por los controladores electrónicos es un reloj de cuarzo y circuitos de lógica y memoria para proporcionar la regulación

de los intervalos de tiempo y su control

- La pantalla digital es del tipo cristal líquido y consume muy poca energía.
- Los controladores electrónicos no tienen conexiones eléctricas, están diseñados para operar exclusivamente con baterías recargables ó pilas corrientes.

Debido a la corriente y energía muy baja la posibilidad de explosiones por la presencia de gas se reduce al mínimo.

- La tensión eléctrica de las baterías se controla electrónicamente, advirtiéndole al operador mediante una señal en la pantalla digital el momento oportuno en que debe reemplazar las baterías o pilas.
- La presión neumática para operar la válvula motora no debe sobrepasar los 60 Psi.
- Los controladores electrónicos dependiendo de la marca y del modelo tienen características opcionales que pueden controlar condiciones externas para modificar ó suprimir los ciclos programados.

Un interruptor sensible al aumento de presión en la línea de inyección puede iniciar el ciclo "ON" (tiempo abierto en la válvula motora); ó la caída de la presión puede iniciar el ciclo "OFF" (tiempo cerrado de la válvula motora).

5.4.3. ESTRANGULADOR EN LA LINEA DE INYECCION

El estrangulador que debe ser instalado inmediatamente después de la válvula motora, reduce las variaciones de la cantidad de gas inyectado por las fluctuaciones de la presión en la línea de inyección, disminuye la demanda instantánea de gas en el momento que se inicia el ciclo de inyección y también permite estimar la cantidad de gas inyectado por ciclo.

En todas las instalaciones de gas lift y especialmente en el tipo de instalación seleccionado (macarrón de flujo anular) es recomendable utilizar válvulas de orificio regulable (Adjustable Needle Valve), para controlar la inyección de gas y lograr una adecuada operación de las válvulas de Gas lift. Las válvulas de orificio regulable a ser utilizadas deben cumplir las siguientes especificaciones.

Conexiones de entrada y salida	2"Ø - 1 1/2" Ø LP THD
Máxima presión de trabajo	3000 Psi
Diámetros del orificio	De 8/64" a 40/64"Ø

5.4.4. REGISTRADOR DE PRESION

Los registradores de presión de 2 plumas que grafican las variaciones de la presión en la línea de inyección y en la línea de flujo, permitirá evaluar la operación de las válvulas de gas lift.

5.4.5. MEDIDOR DE GAS

Es un medidor diferencial de gas, que trabaja con un plato instalado en la brida de orificio de la línea de inyección. Para obtener lecturas exactas de la presión estática (psi) y presión diferencial (pulg de agua) se debe instalar en el medidor un reloj de 2 horas de rotación. Con las medidas de la presión estática y diferencial se calcula el volumen de gas inyectado por ciclo mediante la siguiente fórmula :

$$Q = C \times (H \times P)^{1/2}$$

donde . Q= Volumen de gas inyectado por ciclo. en SCF

H= Presión diferencial en pulg de agua.

P= Presión estática absoluta en Psia

C= Constante del diámetro del plato
de orificio y línea de inyección.

5.5. TIPO DE INSTALACION DE SUBSUELO SELECCIONADO

Para la ampliación y optimización del sistema de bombeo neumático de flujo intermitente en los pozos dirigidos de "Pool" Reventones se ha seleccionado la instalación de subsuelo "MACARRONI DE FLUJO ANULAR"

5.5.1. DESCRIPCION DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Tal como se muestra en la Fig. N° 10 la instalación de subsuelo "macarroni de flujo anular" seleccionado para los pozos dirigidos del "Pool" Reventones consiste en bajar al pozo tubería de 2 7/8" Ø EUE, con una válvula de retención en la punta hasta 200' ó 300' encima de la profundidad efectiva del pozo.

Interiormente se baja tubería de 1 1/4" (macarroni) con las válvulas de gas lift, que van enroscadas en mandriles concéntricos ó "Crossover". El gas de alta presión se inyecta por el macarroni de 1 1/4" y los fluidos del pozo son producidos por el espacio anular entre el "tubing" y el "macarroni".

5.5.2. FACTORES QUE HAN SIDO CONSIDERADOS EN LA SELECCION DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

- El consumo de gas de alta presión es menor que en otros tipos de instalación de Gas lift intermitente (Packer convencional y Plunger lift).
- Rango de perforaciones actual (hasta 2550 ft) y futuros trabajos de reacondicionamiento, en los que será necesario punzonar formaciones superiores, que eliminan la posibilidad de utilizar instalaciones de "Packer" convencional. El tipo de instalación recomendada nos permitirá extraer todo el aporte productivo de las formaciones abiertas desde el fondo del pozo.
- Reduce notablemente los riesgos de pesca de herramientas de diámetro mayor, que deben ser instalados en otros tipos ó métodos de producción artificial (Bombeo hidráulico ó neumático- tipos "Packer" convencional, sartas duales ó "plunger lift)". Adicionalmente los pozos 6286-D, 6287-D y 6288-D tienen problemas de casing colapsado y/o roto, que no permiten bajar estos tipos de instalación.

- El tipo de instalación macarroni de flujo anular es completamente cerrado, que reduce al mínimo las pérdidas del gas de alta presión.
- Reduce los costos de servicio de pozos, al tener que sacar del pozo solo el macarroni para cambiar las válvulas de "gas lift".

5.5.3. EQUIPO DE SUBSUELO

5.5.3.1. VALVULA DE GAS LIFT

En las operaciones de producción de pozos petrolíferos mediante el sistema de "gas lift" de flujo intermitente, la selección del tipo de la válvula de subsuelo es de vital importancia, ya que ésta debe cumplir condiciones muy importantes.

La válvula de "gas lift" deber ser capaz de abrir el orificio de entrada de gas inmediatamente después de haber sido accionada la apertura, al mismo tiempo la válvula debe estar apta para permanecer totalmente abierta durante el flujo de gas inyectado a través de ésta.

5.5.3.1.1. SELECCION DE LA VALVULA DE GAS LIFT

Debido a que operan automáticamente y ofrecen un mejor control de la presión y volumen del gas inyectado, para la implementación del sistema de "gas lift" de flujo intermitente en los pozos dirigidos del "Pool" Reventones se han seleccionado las válvulas de "gas lift" operadas por presión (sin resorte) de 1" de diámetro. Ver Fig. N° 11.

5.5.3.1.2. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LAS VALVULAS OPERADAS POR PRESION

Los principales elementos son .

- Domo
- Fuelle
- Vástago
- Disco de la válvula
- Orificio
- Diafragma

En este tipo de válvulas el domo normalmente está cargado con N₂,

pero también podría usarse otro gas.

5.5.3.1.3. CARACTERISTICAS DE LAS VALVULAS OPERADAS POR PRESION

- Pueden ser usadas para flujo intermitente ó continuo.
- La operación de apertura se realiza mediante una combinación del aumento de presión del gas inyectado y la presión originada por la carga del fluido acumulado encima de la válvula.
- La presión de cierre es esencialmente constante, dependiendo solo de la presión de carga de gas en el domo de la válvula.
- La presión de apertura varía con la contrapresión del líquido acumulado encima de la válvula, carga de gas en el domo y geometría de la válvula.
- Las válvulas de "gas lift" de

este tipo, requieren de un mínimo incremento de la presión inicial de apertura de la válvula para que ésta se abra completamente; por esta razón, es que una válvula con resorte no es recomendable para flujo intermitente ya que la carga del resorte es bastante grande y la presión del gas inyectado no lo vence fácilmente.

- Pueden ser usadas en pozos de baja presión de fondo y se pueden espaciar a intervalos mayores que otros tipos de válvulas.
- Pueden ser balanceadas o desbalanceadas, dependiendo del efecto mínimo o máximo de la presión que ejerce el líquido acumulado sobre la válvula en la presión de apertura.
- Las válvulas operadas por presión son calibradas en un probador ó "block" de prueba, para actuar a una presión determinada, que es interpretada como la pre-

sión a la cual la válvula se abrirá en el pozo sin efecto de la columna de líquido acumulado en el "tubing" de producción. En realidad ésta presión establecida en el taller a condiciones conocidas, nos permite calcular la presión de funcionamiento para las condiciones del pozo.

5.5.3.1.4. ANALISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LAS VALVULAS DE GAS LIFT OPERADAS POR PRESION

Definición de Términos

- Area efectiva del Fuelle (A_b).- Es el área transversal sobre el cual actúa la presión de carga que se encuentra en el domo de la válvula (N_2).
- Area del orificio de la válvula (A_v).- Es el área de la sección transversal del asiento de la válvula, que siempre es menor que el área efectiva del fuelle.
- Presión de apertura de la válvula en superficie (P_{s0}).- Es la presión registrada en superficie en el instante en que la válvula instalada en el pozo se abre.
- Presión de cierre de la válvula en superficie (P_{sc}).- Es la presión registrada en superficie en el instante en que la válvula instalada en el pozo se cierra.
- Presión de apertura de la válvula a profundidad (P_{vo}).- Es la presión a la cual la válvula se abre en el pozo con

efecto del peso de la columna de gas , pérdidas por fricción, temperatura y peso de la columna de líquido acumulada sobre la válvula.

- Presión de cierre de la válvula a profundidad (P_{vc}). - Es la presión a la cual la válvula se cierra en el pozo con efecto del peso de la columna de gas, pérdidas por fricción y temperatura.
- Presión en el Domo (P_b). - Es la presión de carga que se encuentra en el domo y actúa sobre el área efectiva del fuelle. De acuerdo a las características del gas que se encuentra en el domo de la válvula, ésta presión se encuentra afectada por la temperatura del pozo.
- Presión de apertura de la válvula en el calibrador (P_{tro} -test rack opening pressure)
- Presión de cierre de la válvula en el calibrador (P_{trc} test rack closing pressure).
- Presión en los tubos (P_t). - Es la presión que ejercen los fluidos que se en

cuentran en el espacio anular tubing ma
carron1.

- Amplitud de la válvula (AP-Valve spread)
.- Es la diferencia entre la presión de
apertura y la presión de cierre de la
válvula a profundidad (Pvo-Pvc).

ECUACIONES DEL BALANCE DE FUERZAS PARA VALVULAS OPERADAS POR PRESION

Para el balance de las fuerzas en las válvulas se consideran 2 situaciones :

- Válvula en el probador
- Válvula instalada en el pozo.

A.- Válvula lista para abrirse

A1.- En el probador : $P_t = 0$

De la Fig. N° 11 tenemos :

Fuerzas que abren = Fuerzas que cierran

$$P \text{ apertura } (A_b - A_v) = P_b A_b$$

$$P \text{ apertura} = \left[\frac{P_b A_b}{A_b - A_v} \right] \quad \text{Si } R = A_v / A_b$$

$$P \text{ apertura} = \left[\frac{P_b}{1 - R} \right] = P_{tro} \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Si las condiciones de apertura son 60° F

$$P \text{ apertura a } 60^\circ \text{ F} = \left[\frac{P_b 60^\circ \text{ F}}{1 - R} \right] = P_{tro} \text{ a } 60^\circ \text{ F} \quad (\text{Ec. 5.2.})$$

A.2.- Válvula instalada en el pozo con efecto de la presión en los tubos y la temperatura.-

Fuerzas que abren= Fuerzas que cierran

$$P_{vo} (A_b - A_v) + P_t A_v = P_{bt} A_b$$

Desarrollando la fórmula tenemos

$$P_{vo} = \left[\frac{P_{bt} - P_t R}{1 - R} \right] \quad (\text{Ec. 5.3})$$

B.- Válvula abierta lista para cerrarse

B.1. En el Probador

$$P_{cierre} = P_b \quad (\text{Ec. 5.4})$$

B.2.- Válvula instalada en el pozo

$$P_{bt} A_b = P_{vc} A_b$$

$$P_{vc} = P_{bt} \quad (\text{Ec. 5.5.})$$

Reemplazando la Ec. 5.5 en la Ec. 5.3

$$P_{vo} = \left[\frac{P_{vc} - P_t R}{1 - R} \right] \quad (\text{Ec. 5.6})$$

Cálculo de la amplitud de la válvula = (AP)

- En el Probador

$$APs = P.Apertura - P.cier = \left[\frac{Pb}{1-R} - Pb \right]$$

$$APs = \left[\frac{PbR}{1-R} \right] \quad (Ec. 5.7)$$

- Válvula instalada en el Pozo

$$APv = Pvo - Pvc \quad (Ec. 5.8)$$

$$APv = \left[\frac{Pbt - PtR}{1 - R} - Pbt \right] \quad (Ec. 5.9)$$

$$APv = \left[\frac{(Pbt - Pt) R}{1 - R} \right] \quad (Ec. 5.10)$$

5.5.3.1.5.- ESPECIFICACIONES PARA VALVULAS OPERADAS
POR PRESION

Dado que existe una variedad de marcas de válvulas de "gas lift", para razones de diseño se ha seleccionado las válvulas marca CAMCO tipo J-40, que se encuentran cargadas con Nitrógeno y son las utilizadas por Petróleos del Perú en el Nor oeste. Las especificaciones de éstas válvulas se muestran en el cuadro N° 13.

5.5.3.2. TUBING .-

Con la finalidad de aumentar el área del espacio anular "tubing-macarroni", disminuir la restricción al flujo de los fluidos del pozo y obtener en mayor volumen de crudo acumulado que será producido por cada ciclo, se ha seleccionado tubería de 2 7/8"Ø EUE, cuyas especificaciones son las siguientes :

Grado API : J-55
Diámetro nominal 2 7/8"Ø
Peso : 6.50 lb/ft

Diámetro interior :	2.441"Ø
"Drift" :	2.347"Ø
Presión de colapso:	6800 Psi
Max.Presión interna	7260 Psi

5.5.3.3. MACARRONI

La caída de presión en el flujo hacia abajo del gas de alta presión a través de tuberías de diámetro pequeño es crítica. Para disminuir en parte este problema se ha seleccionado tubing de 1 1/4"Ø del tipo "integral Joint", que por su característica especial (cople reducido) , ofrece menor restricción al flujo de fluidos por el espacio anular. Las especificaciones de la tubería seleccionada son las siguientes :

Grado API :	J-55
Diámetro nominal :	1 1/4"Ø (integral joint)
Diámetro exterior :	1.660 pulg.
Peso :	2.10 lb/ft
Diámetro interior :	1.41 pulg.
"Drift" :	1.286 pulg
Presión de colapso :	6790 Psi
Máxima Presión interna :	7250 psi
Diámetro del cople :	1.880 pulg.

5.5.3.4. MANDRILES

Los mandriles de 1 1/4"Ø que se usan en la instalación "macarroni de flujo anular" se denominan "CROSSOVER" ó concéntricos (Fig. N° 12), cuya característica principal es un soporte interior (cople de 1/2"Ø-NPT) donde va enroscada la válvula de "gas lift" de 1"Ø. El flujo del gas inyectado hacia el espacio anular se produce por dos orificios laterales del mandril en el caso de las válvulas de descargay por un orificio en la parte inferior del mandril en el caso de la válvula operativa.

5.5.3.5. VALVULA DE RETENCION

Vá instalada al final de la tubería de 2 7/8"Ø y su función principal es evitar que el líquido que ingresa a la tubería de 2 7/8"Ø regrese a la formación cuando se produce el ciclo de inyección.

5.6. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE SUBSUELO

5.6.1. FACTORES CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE SUBSUELO

5.6.1.1. PRESIONES DE LA COLUMNA DE GAS FLUYENTE

Debido a que en la instalación de subsuelo recomendada, la inyección de gas se realiza por el "macarróni" de 1 1/4"Ø, y con altos volúmenes instantáneos de flujo, donde la caída de presión es crítica. Para determinar la presión a diferentes profundidades del gas de alta presión fluyendo hacia abajo se usa la fórmula desarrollada por Buthod y Whitely que han correlacionado las pérdidas de presión por fricción y el incremento de presión por el peso de la columna de gas en tuberías de diámetro reducido mediante la siguiente ecuación :

$$P_v^2 = B (P_{ci}^2 - A) + A$$

(Ec. 5.11)

Donde :

Pv : Presión a la profundidad de la válvula (Psia)

Pci: Presión de inyección en superficie (Psia)

B : Factor de peso de la columna de gas.

$$B = \exp \left| \frac{0.0376 \times \gamma^g \times VD}{Z_{avg} \times T_{avg}} \right| \quad (\text{Ec.5.12})$$

A : Factor de fricción

$$A = 1.51 \times 10^{-5} \frac{(Q \times T_{avg} \times Z_{avg})^2}{d^{5.23}} \quad (\text{Ec.5.13})$$

Donde :

γ^g = Gravedad específica del gas

Q = Rate de flujo de gas (MSCF/día)

d = Diámetro de la tubería de flujo-pulg

VD = Profundidad vertical de la válvula ft

Zavg= Factor de compresibilidad , pa ra presión y temperaturas promedio de la columna de gas.

5.6.1.2. DIAMETRO DEL ORIFICIO DE LA VALVULA

Tal como se muestran en la Fig. N° 13, numerosas pruebas de campo han demostrado que el diámetro del orificio de la válvula de gas lift tiene un efecto definido sobre el porcentaje de recuperación y el volumen del gas inyectado, encontrándose que a mayor diámetro del orificio de la válvula será mayor el porcentaje de recuperación y menor el volumen de gas inyectado. En base a éstas experiencias de campo para el diseño de las instalaciones de subsuelo se utilizarán válvulas con orificio de 5/16"Ø

5.6.1.3. GRADIENTE DE TEMPERATURA

Los registros de temperatura corridos en los pozos dirigidos para determinar el tope de cemento muestran valores muy variables, por lo que se asume una gradiente de temperatura de 0.016°F/ft . La temperatura promedio registrada en superficie es 80°F

5.6.1.4. CARGA DE ARRANQUE

La carga de arranque se define como la presión que ejercen los fluidos que produce el pozo sobre la válvula de gas lift cuando ésta se abre. Experiencias de campo muestran que una carga de arranque de 65-75% de la presión de apertura de la válvula (Pvo), resultará en una velocidad del tapón de fluido con el óptimo rango de recuperación. En los diseños se han considerado una carga de arranque del 65%.

5.6.1.5. EFICIENCIA DE LEVANTAMIENTO O EFICIENCIA VOLUMETRICA

Se define como el porcentaje del volumen de levantamiento que se recupera en superficie por cada ciclo de inyección. Un factor de 7% de pérdida por resbalamiento /1000 ft de profundidad es asumido en el diseño de las instalaciones de subsuelo. Por lo tanto la eficiencia volumétrica estará dado por la siguiente ecuación :

$$EV = \left[1 - \frac{0.07 \times MD}{1000} \right] \times 100 \quad (\text{Ec.5.14})$$

Donde :

MD = Profundidad medida de la válvula (ft)

5.6.1.6 PROFUNDIDAD MEDIDA DE LAS VALVULAS (MD)

La profundidad medida de las válvulas, se ha calculado en base al reporte de desviación de los pozos , partiendo de la profundidad vertical obtenida en los diseños.

5.6.1.7. DIAMETRO DEL ESTRANGULADOR EN LA LINEA DE INYECCION

El diámetro del estrangulador en la línea de inyección se ha considerado de 3/8"Ø que es el que se utilizará para estimar el tiempo de inyección de gas por ciclo.

5.6.1.8. GRADIENTE DE DESCARGA

Se ha considerado una gradiente de descarga de 0.04 psi/ft.

5.6.1.9. PRESIONES EN EL ESPACIO ANULAR (Pt)

La presión en el espacio anular para las válvulas de descarga se estimó a partir de la gradiente de descarga (0.04 psi/ft) y para la válvula operativa a partir de la carga de arranque (65% de Pvo).

5.6.1.10 PRESIONES DE CIERRE EN SUPERFICIE (Psc).

Al considerar válvulas desbalanceadas en las instalaciones de subsuelo se ha asumido que las presiones de cierre en superficie (Psc) son constantes.

5.6.1.11 VOLUMEN DE GAS INYECTADO POR CICLO

El volumen de gas inyectado por ciclo se calcula mediante la siguiente fórmula :

$$V_c = (h_{gc} \times C_{ap}) \times \left[\left(\frac{P_{avg}}{14.7} \right) \left(\frac{520}{T_{avg}} \right) \left(\frac{1}{Z} \right) \right]$$

(Ec. 5.15)

Donde :

Vc= Volumen del gas inyectado por ciclo (SCF)

Hgc= Longitud de la columna de gas en el espacio anular en ft (equivalente a MD).

Cap= Capacidad del espacio anular ft^3/ft .

Z = Factor de compresibilidad a T_{avg} y P_{avg} .

$$P_{\text{avg}} = \frac{\{P_{\text{vo}} + P_{\text{c}} + [1 - (0.7 \times \text{VD})/1000] S \times G_{\text{s}}\} + 14.7}{2.0}$$

(Ec. 5.16)

VD= Profundidad vertical de la válvula (ft).

S = Sumergencia de la válvula (ft)

PC= Contrapresión en la cabeza del pozo (Psi).

Gs= Gradiente estática del fluido (Psi/ft).

Pvo= Presión de apertura de la válvula a profundidad (Psi).

$$T_{\text{avg}} = \frac{2 T_{\text{sup}} + \nabla T(1 - 7 \times 10^{-5} \text{VD})S + \nabla T \times \text{VD}}{2.0} + 460$$

(Ec. 5.17)

Donde :

Tsup= Temperatura en superficie

∇T = Gradiente de temperatura
(°F/ft)

5.6.1.12 PORCENTAJE DE RECUPERACION

El porcentaje de recuperación por ciclo se calcula mediante la siguiente fórmula :

$$B_p = \frac{C_t (P_t - P_c)}{G_s} \left[1 - \frac{S_f \times MD}{1000} \right]$$

(Ec. 5.18)

Bp= Volumen de líquido recuperado x ciclo (Bls).

Ct= Capacidad del espacio anular (Bls/ft).

Pt= Presión en el espacio anular al momento de iniciar el levantamiento (65% Pvo)- psi.

Sf= Pérdida por resbalamiento (7%/1000 ft)

5.6.1.13. CONTRAPRESION EN LA CABEZA DEL

POZO

Se asume un valor de 50 psi de contrapresión en la cabeza de todos los pozos.

5.6.2. PRESION DE INYECCION DISPONIBLE EN CADA POZO

La presión de inyección disponible en la cabeza de cada pozo está en función de la distancia del pozo hasta la Estación de compresores, volumen de gas fluyente y la pérdida de presión por fricción en la línea de inyección.

5.6.2.1. PRESION DE DESCARGA EN LA ESTACION DE COMPRESORES

Se estima una presión de descarga de 1000 psi en la estación de compresores.

5.6.2.2. ESTIMADO DEL VOLUMEN DE GAS FLUYENTE A LOS POZOS

Del cuadro N° 14, se obtiene que para un estrangulador de 3/8"Ø en la línea de inyección de 2"Ø (I.D.) y una presión de aproximadamente 950 psi en la cabeza del pozo el flujo de gas de alta presión será :

Q= 924 M SCF/día.

5.6.2.3. PERDIDA DE PRESION POR FRICCION

La pérdida de presión por fricción en las líneas de inyección para cada uno de los pozos se estimará mediante la siguiente fórmula desarrollada por Weymouth :

$$P_2^2 = P_1^2 - 4.25 \times 10^{-9} \left[\frac{Q^2 G T L Z}{d^{16/3}} \right]$$

(Ec. 5.19)

Donde :

P₂ = Presión disponible en la cabeza del pozo (Psia.)

P₁ = Presión de descarga en la Estación de compresores (Psia)

Q - Volumen de gas fluyente SCF/día (60°F y 14.7 psia).

G - Gravedad específica del gas

T - Temperatura promedio en la línea de inyección (° R)

L = Longitud de la línea en miles de ft.

Z - Factor de compresibilidad promedio a las condiciones de flujo

d - diámetro de la línea en pulg.

Reemplazando los valores de :

Q= 924 M SCF/día, T= 540 °R, G= 0.6708 , d= 2"Ø y los valores de L para cada pozo se obtienen los siguientes resultados :

POZO	P1 (Psia)	L (miles ft)	P2 (Psia)	P2 (Psi)
5815-D	1014.7	3.80	962	947
6286-D	"	3.20	971	956
6287-D	"	3.05	973	958
6288-D	"	3.10	972	957
7304-D	"	5.10	943	929
7306-D	"	4.00	959	946
7307-D	"	3.20	971	956
7308-D	"	3.00	974	959

5.6.3. CALCULO DE LA GRADIENTE DE LA PRESION DE INYECCION

Reemplazando los valores de P= 965 Psia (valor promedio) Q= 924 MSCF/día , d= 1.286 (drift de macarroni de 1 1/4" Ø , Zav_g= 0.93 Tav_g= 600 °R, G= 0.6708 en las ecuaciones 5.11, 5.12, y 5.13 para diferentes valores de

la profundidad se obtienen los siguientes resultados :

Prof (ft)	Pci (Psia)	A	B	Pv (Psia)	Pv (Psi)	APv Psi/ 1000 ft.
1000	965	1077107	1.04618	962	947	-
2000	"	"	1.09450	958	943	04
3000	"	"	1.14504	954	939	04
4000	"	"	1.19792	950	935	04
5000	"	"	1.25324	946	931	04
6000	"	"	1.31112	941	926	05
7000	"	"	1.37167	936	922	04
8000	"	"	1.43502	932	917	05

De la tabla anterior se concluye que la caída de presión promedio es 5 psi/1000 f que será usado en el diseño de las instalaciones de subsuelo.

5.6.4. GRADIENTE ESTÁTICA DEL FLUIDO Y "BSW"

POZO	°API	GRAV. Esp.	VP Psi/ ft	"BSW" %
5815-D	32.0	0.865	0.375	2.0
6286-D	33.1	0.860	0.372	1.6
6287-D	32.5	0.863	0.374	2.7
6288-D	30.1	0.876	0.379	3.0
7304-D	30.6	0.873	0.378	3.6
7306-D	30.9	0.871	0.377	3.4
7307-D	32.0	0.865	0.375	-
7309-D	31.0	0.871	0.377	0.9

El valor de la gradiente estática del fluido usado en los diseños de las instalaciones de subsuelo será de 0.4 psi/ft.

5.6.5. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE SUBSUELO
POR POZO

POZO 6286-D

Presión disponible PKO = 956 Psi

Presión de cierre de las válvulas en superficie Psc= 700 Psi (constante).

Profundidad efectiva : 8094 ft (Float Collar)

Perforaciones : 8071' - 7687'

Tipo de Válvulas : J-40 orificio de
5/16"Ø

5.6.5.1. DISEÑO DE LA PRIMERA VALVULA

- De la Figura N° 14 se obtiene que la profundidad vertical (VD) de la primera válvula es: 2100 ft.
- Del reporte de desviación del pozo se obtiene que la profundidad medida (MD) de la primera válvula es 2223 ft.
- Temperatura a la profundidad de la primera válvula (Tv).

$$T_v = V_T \times V_D + T_{sup} = 0.016 \text{ F/ft} \\ \times 2100 \text{ ft} + 80 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$T_v = 114 \text{ }^\circ\text{F}$$

- Presión en los tubos (Pt)

$$P_t = \text{Grad. fluyente} \times V_D + \text{Presión en la cabeza del pozo.}$$

$$P_t = 0.04 \text{ psi/ft} \times 2100 + 50 \text{ psi} = 134 \text{ psi.}$$

- Presión de cierre de la válvula a profundidad (Pvc)

$$P_{vc} = P_{sc} - \text{Grad. gas iny}/1000\text{ft} \times (\text{VD}/1000)$$

$$P_{vc} = 700 \text{ psi} - (5 \text{ psi}/1000\text{ft})(2100/1000) = 690 \text{ psi}$$

- Presión de apertura de la válvula a profundidad (Pvo)

$$P_{vo} = \left(\frac{P_{vc} - P_t R}{1 - R} \right) = \left(\frac{690 \text{ psi} - 134 \text{ psi}}{0.745} \right) \times 0.255$$

$$P_{vo} = 880 \text{ psi}$$

- Presión de apertura en superficie (Pso)

$$P_{so} = P_{vo} + \text{grad. gas inyec}/1000\text{ft} \times (\text{V.D.}/1000\text{ft})$$

$$P_{so} = 880 + (5 \text{ psi}/1000\text{ft})(2100/1000) = 891 \text{ psi}$$

- Amplitud de la válvula a profundidad (AP)

$$AP = P_{vo} - P_{vc} = 880 - 690 = 190 \text{ psi}$$

- Factor de corrección por temperatura (Ct)

Del cuadro N° 15, se obtiene que para $T_v = 114 \text{ }^\circ\text{F}$ el factor de corrección por temperatura para válv

vulas cargadas con nitrógeno ,
teniendo como base 60°F es :

$$C_t = 0.896$$

- Presión en el domo de la válvula a 60°F (Pd 60°F)

$$P_d \text{ 60°F} = P_{dt} \times C_t \text{ donde}$$

$$P_{dt} = P_{vc}$$

$$P_d \text{ 60°F} = 690 \text{ psi} \times 0.896 = 618 \text{ psi}$$

- Presión de calibración a 60°F
(Ptro a 60°F)

$$P_{tro} \text{ a 60°F} = \frac{P_{d60°F}}{1 - R} = \frac{618 \text{ psi}}{0.745}$$

$$P_{tro} \text{ a 60°F} = 829 \text{ psi}$$

El resultado del diseño para las siguientes válvulas se muestran en el cuadro N° 17

5.6.5.2 RECUPERACION DE LIQUIDO POR CICLO DE INYECCION

- Cálculo del factor de volumen del espacio anular (Bls/ft)

$$V_f = \left(\frac{\text{Area int. tubing} - \text{Area exterior}}{2 \frac{7}{8}'' \varnothing \quad \text{mac. } 1 \frac{1}{4}\text{-ft}^2} \right)$$

$$1 \text{ ft} \times \frac{1}{5.615} \text{ bls/ft}^3$$

$$V_f = 3.111 \times 10^{-3} \text{ bls/ft}$$

- Presión en el espacio anular opuesta a la válvula operativa

$$P_t = 65\% \text{ de } P_{vo}$$

$$P_t = 0.65 \times P_{vo} = 0.65 \times 731 \text{ psi} = 475 \text{ psi.}$$

Reemplazando los valores de :

$$V_f = 3.111 \times 10^{-3} \text{ bls/ft}, P_t = 475 \text{ psi}, P_c = 50 \text{ psi}, G_s = 0.372$$

$$S_f = 0.07 \text{ y } MD = 7829 \text{ ft en la}$$

Ec. 5.18 obtenemos :

$$B_p = \left[\frac{3.111 \times 10^{-3} (475 - 50)}{0.372} \right] \times \left[1 - 0.07 \times 7.829 \right]$$

$$B_p = 1.61 \text{ Bls/ciclo}$$

- Número de ciclos por día

$$N = \left(\frac{\text{Prod estimada}}{\text{Prod x ciclo}} \right) = \left(\frac{70 \text{ Bls/día}}{1.61 \text{ Bls/ciclo}} \right)$$

$$N = 43 \text{ ciclos día}$$

5.7. CALCULO DEL VOLUMEN DE GAS REQUERIDO POR POZO

- Cálculo de la presión promedio del gas inyectado

$$\begin{aligned}
P_{vo} &= 730 \text{ psi} \\
P_c &= 50 \text{ psi} \\
D_v &= 7550 \text{ ft} \\
S &= (475 - 50) / 0.372 = 1142 \text{ ft} \\
G_s &= 0.372 \text{ psi ft}
\end{aligned}$$

Reemplazando los valores indicados en la Ec. 5.16 se obtiene :

$$P_{avg} = \frac{730 + 50 + \left[1 - (0.07 \times 7550) / 1000 \right] \times 1142 \times 0.372}{2} + 14.7$$

$$P_{avg} = 505 \text{ psia}$$

- Cálculo de la temperatura promedio

$$\begin{aligned}
T_{sup} &= 80^\circ \text{F} \\
\nabla T &= 0.016^\circ \text{F/ft} \\
D_v &= 7550 \text{ ft} \\
S &= 1142 \text{ ft}
\end{aligned}$$

Reemplazando los valores indicados en la Ec. 5.17 se obtiene

$$T_{avg} = \frac{2 \times 80 + (0.016) (1 - 7 \times 10^{-5} \times 7550) \times 1142 + (0.016) (7550)}{2} + 460$$

$$T_{avg} = 605 \text{ }^\circ \text{R}$$

- Factor de compresibilidad Z a T_{avg} y P_{avg}
Para T_{avg} : $605^{\circ}R$ y P_{avg} : 505 psia

$$Z = 0.942$$

- Cálculo del volumen de gas requerido por ciclo

$$H_{gc} = MD = 7829ft$$

$$\text{Cap. espacio anular} = V_f = 3.111 \times 10^{-3} \text{ Bls/ft} = 0.0175 \text{ ft}^3/\text{ft}$$

$$P_{avg} = 505 \text{ psi}$$

$$T_{avg} = 605 \text{ }^{\circ}R$$

$$Z = 0.942$$

Reemplazando estos valores en la Ec. 5.15 se obtiene

$$V_c = (7829 \times 0.0175) \left[\frac{505}{14.7} \right] \left[\frac{520}{605} \right] \left[\frac{1}{0.942} \right]$$

$$V_c = 4294 \text{ SCF/ciclo a } 60^{\circ}F \text{ y } 14.7 \text{ psia}$$

- Volumen de gas requerido por día

$$V = \text{Vol/ciclo} \times N^{\circ} \text{ ciclos/día}$$

$$V = 4294 \text{ SCF} \times 43 \text{ ciclos/día}$$

$$V = 184,642 \text{ SCF/día}$$

- Tiempo de inyección por ciclo

$$Q = 924,000 \text{ SCF/día} = 641 \text{ SCF/min.}$$

$$t_{iny} = \frac{\text{Vol.gas por ciclo}}{Q} = \frac{4294 \text{ SCF/ciclo}}{641 \text{ SCF/min}} =$$

$$6.7 \text{ min.}$$

$t_{iny} = 6 \text{ min. } 40 \text{ seg.}$

El resumen del volumen recuperado por ciclo, número de ciclos por día, requerimientos de gas por ciclo y por día y tiempo de inyección para cada pozo se muestran en el cuadro N° 24.

5.8. DISEÑO DEL SISTEMA DE COMPRESION

5.8.1. CALCULO DE LA RELACION DE CALORES ESPECIFICOS (K)

$$K = \left[\frac{C_P}{C_V} \right] = \left[\frac{M C_p}{M C_v} \right] \quad (\text{Ec. } 5.20)$$

Donde M= Peso molecular mezcla

C_p =Calor específico a presión constante

C_v =Calor específico a volumen constante

Usando la relación

$$M_{cp} = M_{cv} + 1.99 \quad (\text{Ec. } 5.21)$$

Reemplazando ésta relación en la Ec. 5.20 se obtiene

$$K = \left(\frac{M_{cp}}{M_{cp} - 1.99} \right) \quad (\text{Ec. 5.22})$$

El cálculo del M_{cp} de la mezcla de gases a una temperatura promedio de 150°F se muestra en el siguiente cuadro.

Componente	Fórmula	P. Molec.	% Molar	C_p 150°F	$M C p$	% $M C p$
Metano	CH ₄	16.04	0.8834	0.558	8.9503	7.9067
Etano	C ₂ H ₆	30.07	0.0465	0.458	13.7721	0.6404
Propano	C ₃ H ₈	44.09	0.0304	0.443	19.5319	0.5938
I-Butano	C ₄ H ₁₀	58.12	0.0085	0.443	25.7472	0.2189
N-Butano	C ₄ H ₁₀	58.12	0.0167	0.444	25.8053	0.4309
I-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.15	0.0058	0.439	31.6739	0.1837
N-Pentano	C ₅ H ₁₂	72.15	0.0040	0.441	31.8182	0.1273
Hexano	C ₆ H ₁₄	86.17	0.0037	0.464	39.9829	0.1479
Nitrógeno	N ₂	28.02	0.0001	0.249	6.9770	0.0007
--	--	--	1.0000	--	--	10.2503

Reemplazando el valor de $M C p = 10.2503$ de la mezcla en la Ec 5.22 se obtiene :

$$K = \left(\frac{10.2503}{10.2503 - 1.99} \right)$$

$$K = 1.24$$

5.8.2. CALCULO DE LA POTENCIA REQUERIDA

- Capacidad : 2.0 MM SCF/día a 14.7 Psia y 60°F
- Relación de calores específicos : K - 1.24
- Temperatura de succión : 80 °F
- Condiciones de presión
 - Presión de succión : 12 Psi
 - Presión de descarga:1000Psi

a) Relación de **compresión** :

$$P1 = 12 \text{ Psig} + 14.7 = 26.7 \text{ Psia}$$

$$P2 = 1000 \text{ Psig} + 14.7 = 1014.7 \text{ Psia}$$

$$Rc = \left[\frac{1014.7 \text{ Psia}}{26.7 \text{ Psia}} \right] = 38.00$$

Seleccionando un compresor de 3 etapas , la relación de **compresión** por etapa será :

$$Rc = (38.0)^{1/3} = 3.36$$

b) Cálculo de las presiones inter etapa :

1ra. Etapa P1 = 26.7 Psia

 P2 = 89.7 Psia

2da. Etapa P1 = 89.7 Psia

 P2 = 301.4 Psia

3ra. Etapa P1= 301.4 Psia
 P2=1014.7 Psia

Usando un sistema de enfriamiento con 5
 Psi de caída de presión por etapa, las re-
 laciones se corrigen a

1ra. Etapa P1 = 26.7 Psia
 P2 = 92.0 Psia Rc=3.444

2da. Etapa P1 = 87.0 Psia
 P2 = 299.6 Psia Rc=3.444

3ra. Etapa P1 = 294.6 Psia
 P2 = 1014.7 Psia Rc=3.447

El resumen de los parámetros calculados
 se muestran en el siguiente cuadro :

E T A P A	1ra.	2da.	3ra.
P1	26.7 Psia	87.0 Psia	294.6 Psia
P2	92.0 Psia	299.6 Psia	1014.7 Psia
Rc	3.444	3.444	3.44
Rc (K-1)/K	1.27	1.27	1.27
T1 (°R)	540°	550°	560°
T2 (°R)	686°	699°	711°
Capac. a 60°F y 14.7 Psia	2.0 MSCFD	2.0 MSCFD	2.0 MSCFD
Capac. a Tsucción y 14.4 Psia.	2.12 MSCFD	2.16 MSCFD	2.20 MSCFD
BHP/MMCFD	74.6	74.6	74.6
BHP/Etapa	158.2	161.1	164.1

Total BHP (3 etapas) = 483.4
Factor de seguridad = 1.25
Total BHP requerido = 604

ESPECIFICACIONES PARA VALVULAS OPERADAS POR PRESION

TIPO Y MARCA	O.D. PULG.	A b PULG 2	DIAMETRO ORIFICIO PULG.	A V * PULG 2	R AV/Ab	1 - R	T.E.F.** $P_2/(1-R)$
J-40	1"∅	0.31	1/8	0.0133	0.043	0.957	0.045
CAMCO			3/16	0.0291	0.094	0.906	0.104
			1/4	0.0511	0.164	0.836	0.196
			9/32	0.0643	0.207	0.793	0.261
			5/16	0.0972	0.255	0.745	0.342
			3/8	0.1134	0.365	0.635	0.575

* Las áreas de los orificios fueron calculadas basadas en el diámetro interno nominal mas 0.005 pulg. para el bisel.

** T.E.F. es el factor de efecto de la tubería.

"RATE " DE FLUJO DE GAS POR TUBERIA DE 2"Ø MSCF/DIA

PRESSION CHOKE	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100
8/64"	85	88	91	94	97	100	103	105	108	111
12/64"	191	198	205	212	219	225	231	237	243	249
16/64"	339	352	365	377	389	400	411	422	432	442
20/64"	530	550	570	589	607	625	642	659	675	691
24/64"	763	793	821	848	874	900	924	949	972	995
28/64"	1039	1079	1117	1154	1190	1225	1258	1291	1323	1355
32/64"	1357	1409	1459	1507	1554	1599	1644	1687	1728	1769
36/64"	1718	1783	1847	1908	1967	2024	2080	2135	2188	2239
40/64"	2121	2202	2280	2355	2428	2499	2568	2635	2701	2765

C U A D R O N° 15

FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA PARA VAL-
VULAS DE "GAS LIFT" CARGADAS DE NITROGENO-BASE 60°F

°F	Ct								
91	.938	116	.893	141	.852	166	.814	191	.780
92	.936	117	.891	142	.850	167	.813	192	.779
93	.934	118	.889	143	.849	168	.812	193	.778
94	.932	119	.887	144	.847	169	.810	194	.776
95	.930	120	.886	145	.845	170	.809	195	.775
96	.928	121	.884	146	.844	171	.807	196	.774
97	.926	122	.882	147	.842	172	.806	197	.772
98	.924	123	.881	148	.841	173	.805	198	.771
99	.923	124	.879	149	.839	174	.803	199	.770
100	.921	125	.877	150	.838	175	.802	200	.769
101	.919	126	.876	151	.836	176	.800	201	.767
102	.917	127	.874	152	.835	177	.799	202	.766
103	.915	128	.872	153	.833	178	.798	203	.765
104	.914	129	.871	154	.832	179	.796	204	.764
105	.912	130	.869	155	.830	180	.795	205	.762
106	.910	131	.868	156	.829	181	.794	206	.761
107	.908	132	.866	157	.827	182	.792	207	.760
108	.906	133	.864	158	.826	183	.791	208	.759
109	.905	134	.863	159	.825	184	.790	209	.757
110	.904	135	.861	160	.823	185	.788	210	.756
111	.901	136	.860	161	.822	186	.787	211	.755
112	.899	137	.858	162	.820	187	.786	212	.754
113	.898	138	.856	163	.819	188	.784	213	.752
114	.896	139	.855	164	.817	189	.783	214	.751
115	.894	140	.853	165	.816	190	.782	215	.750

POZO : 5815-D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión Disponible (PKG) : 947 Psi
 Profundidad efectiva : 5152 ft.
 Perforaciones : 5137' - 3893'
 Tipo de Válvulas : CAMCO J-40

Nº Valv	Ø Orif	R	1-R	V.D. ft	M D ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp Valv	Ct	Pd 60°F	PTRO 60°F
1	5/16	0.255	0.745	2600	2776	122	154	700	687	869	882	182	0.882	606	813
2	5/16	0.255	0.745	3870	4187	142	205	700	681	844	863	163	0.850	579	777
3	5/16	0.255	0.745	5050	5455	161	475	700	675	743	768	68	0.822	555	745

POZO : 6286-D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible (PKO) : 956 Psi
 Profundidad efectiva : 8094 ft
 Perforaciones : 8071' - 7687'
 Tipo de Válvulas : CAMCO J-40

N° Valv	Ø Orif	P.	1-R	V.D. ft	M D ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp Valv	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	0.255	0.745	2100	2223	114	134	700	690	880	891	190	0.896	618	830
2	5/16	0.255	0.745	3460	3710	135	188	700	683	852	869	169	0.861	588	789
3	5/16	0.255	0.745	4675	4947	155	237	700	677	828	851	151	0.830	562	754
4	5/16	0.255	0.745	5750	6029	172	280	700	671	805	834	134	0.806	541	726
5	5/16	0.255	0.745	6730	7009	188	319	700	666	784	818	118	0.784	522	701
6	5/16	0.255	0.745	7550	7829	201	462	700	662	730	768	68	0.767	507	681

POZO 6287-D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible (PKO) : 958. Psi
 Profundidad efectiva : 8521 ft
 Perforaciones : 8494'-5944'
 Tipo de Válvulas : CAMCO J-40

N° Valv.	Ø Orif.	R	1-R	V.D. ft	M.D. ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp. Valv	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	0.255	0.745	2030	2389	112	131	700	690	881	891	191	0.899	620	832
2	5/16	0.255	0.745	3410	3962	135	176	700	683	857	874	174	0.861	598	789
3	5/16	0.255	0.745	4620	5293	154	235	700	677	828	851	151	0.832	563	755
4	5/16	0.255	0.745	5710	6422	171	278	700	671	806	835	135	0.807	541	726
5	5/16	0.255	0.745	6680	7392	187	317	700	667	787	820	120	0.786	524	703
6	5/16	0.255	0.745	7550	8262	201	462	700	662	730	768	68	0.767	508	682

POZO 6288-D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible (PKC) : 957 Psi
 Profundidad efectiva : 8117 ft
 Perforaciones : 8099'-6097'
 Tipo de válvulas : CAMCO J-40

N° Val.	Ø Orif.	R	1-R	V.D. ft	M.D. ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp. Valv.	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	0.255	0.745	2125	2372	114	135	700	689	878	889	189	0.896	617	829
2	5/16	0.255	0.745	3440	3722	135	188	700	683	852	869	169	0.861	588	789
3	5/16	0.255	0.745	4610	4950	154	234	700	677	829	852	152	0.832	563	756
4	5/16	0.255	0.745	5680	6020	171	277	700	672	807	835	135	0.807	542	728
5	5/16	0.255	0.745	6640	6980	186	316	700	667	787	820	120	0.787	525	705
6	5/16	0.255	0.745	7500	7840	200	463	700	663	731	768	68	0.769	510	6.84

POZO 7304 - D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible (PKO) : 929 Psi
 Profundidad efectiva : 7550 ft
 Perforaciones : 7502' - 7393
 Tipo de válvulas : CAMCO J-40

N° Valv.	Ø Orif	R	1-R	V.D. ft	M.D. ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso. Psi	Amp. Valv.	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	0.255	0.745	1500	1536	104	110	700	693	893	900	200	0.914	633	850
2	5/16	0.255	0.745	2850	3028	126	164	700	686	865	879	179	0.876	601	807
3	5/16	0.255	0.745	4080	4299	145	213	700	680	840	860	160	0.845	575	771
4	5/16	0.255	0.745	5190	5410	163	258	700	674	816	842	142	0.819	552	741
5	5/16	0.255	0.745	6200	6420	179	298	700	669	796	827	127	0.796	533	715
6	5/16	0.255	0.745	7100	7320	194	464	700	664	732	768	68	0.776	515	642

POZO 7306 - D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible (PKC) : 946 Psi
 Profundidad efectiva : 8607 ft
 Perforaciones : 8535' - 8174'
 Tipo de válvulas : CAMCO J-40

N° Valv	Ø Orif	R	1-R	V.D. ft	M.D. ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp. Valv	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	.255	.745	1560	1674	105	112	700	692	891	899	199	.912	631	847
2	5/16	.255	.745	2850	3201	126	164	700	686	865	879	179	.876	601	807
3	5/16	.255	.745	4030	4489	144	211	700	680	841	861	161	.847	576	773
4	5/16	.255	.745	5100	5570	162	254	700	675	819	844	144	.820	554	743
5	5/16	.255	.745	6100	6572	178	294	700	670	799	829	129	.798	535	718
6	5/16	.255	.745	7010	7482	192	330	700	665	780	815	115	.779	518	695
7	5/16	.255	.745	7850	8322	206	461	700	661	729	768	68	.761	503	675

POZO 7307-D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible (Pko) . 956 Psi
 Profundidad efectiva . 8086 ft
 Perforaciones . 8069' - 7775'
 Tipo de válvulas : CAMCO J-40

N° Valv.	Ø Orif	R	1-R	V.D. ft	M.D. ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp. Valv	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	.255	.745	1400	1450	102	106	700	693	894	901	201	.917	635	853
2	5/16	.255	.745	2670	2877	123	157	700	687	868	881	181	.881	605	812
3	5/16	.255	.745	3880	4163	142	205	700	681	844	863	163	.850	579	777
4	5/16	.255	.745	4970	5253	160	249	700	675	821	846	146	.823	556	746
5	5/16	.255	.745	5975	6258	176	289	700	670	800	830	130	.800	536	719
6	5/16	.255	.745	6870	7153	190	325	700	666	783	817	117	.782	521	699
7	5/16	.255	.745	7550	7833	201	462	700	662	730	768	68	.767	508	682

"POZO 7309 - D DISEÑO DE LA INSTALACION DE SUBSUELO

Presión disponible(PKo) : 959 Psi
 Profundidad efectiva : 8090 ft
 Perforaciones : 8058' - 7952'
 Tipo de válvulas : CAMCO J - 40

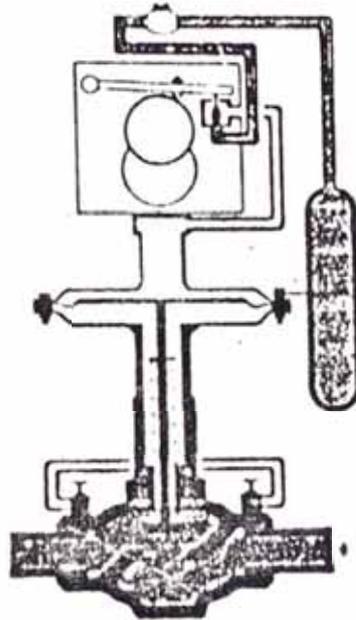
N° Valv.	Ø Orific	R	1 - R	V.D. ft	M.D. ft	T °F	Pt Psi	Psc Psi	Pvc Psi	Pvo Psi	Pso Psi	Amp. Valv	Ct	Pd 60°F	Ptro 60°F
1	5/16	.255	.745	2125	2182	114	135	700	689	878	889	189	.896	617	829
2	5/16	.255	.745	3440	3676	135	188	700	683	852	869	169	.861	588	789
3	5/16	.255	.745	4610	4893	154	234	700	677	829	852	152	.832	563	756
4	5/16	.255	.745	5680	5963	171	277	700	672	806	835	135	.807	542	728
5	5/16	.255	.745	6640	6923	186	316	700	667	787	820	120	.787	525	705
6	5/16	.255	.745	7500	7783	200	463	700	663	731	768	68	.769	510	684

RECUPERACION DE LIQUIDO POR CICLO Y CONSUMO DE GAS

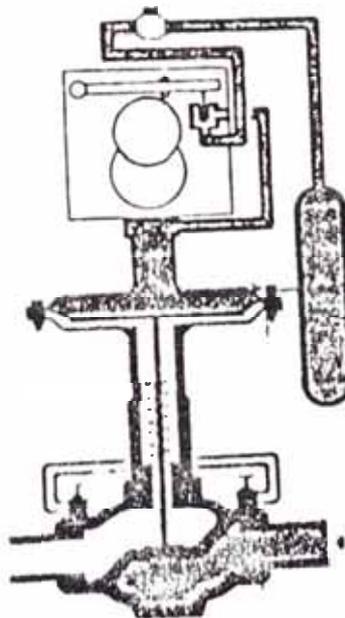
P O Z O	PRODUCCION ESTIMADA BPD	REC. LIQUIDO POR CICLO BLS	NUM.CICLOS POR DIA	VOL.GAS POR		VOL.GAS POR DIA MSCF	TIEMPO INY. POR CICLO
				CICLO SCF	DIA MSCF		
5815 - D	40	2.22	18	3414	61.4	5'20"	
6286 - D	70	1.61	43	4294	184.6	6'40"	
6287 - D	70	1.49	47	4532	213.0	7'05"	
6288 - D	70	1.57	45	4316	194.2	6'45"	
7304 - D	90	1.71	53	4106	217.6	6'25"	
7306 - D	90	1.46	62	4505	279.3	7'00"	
7307 - D	90	1.56	58	4354	252.5	6'50"	
7309 - D	100	1.60	63	4285	270.0	6'40"	
T O T A L	620	--	--	--	1 671.6		

TOTAL VOLUMEN DE GAS REQUERIDO POR DIA : 1671.6 M SCF/DIA

FIGURA N° 9
VALVULA MOTORA - TIPO NORMALMENTE
ABIERTA



Open



Closed

FIGURA N°10

INSTALACION DE SUBSUELO : "MACARRONI DE FLUJO ANULAR"

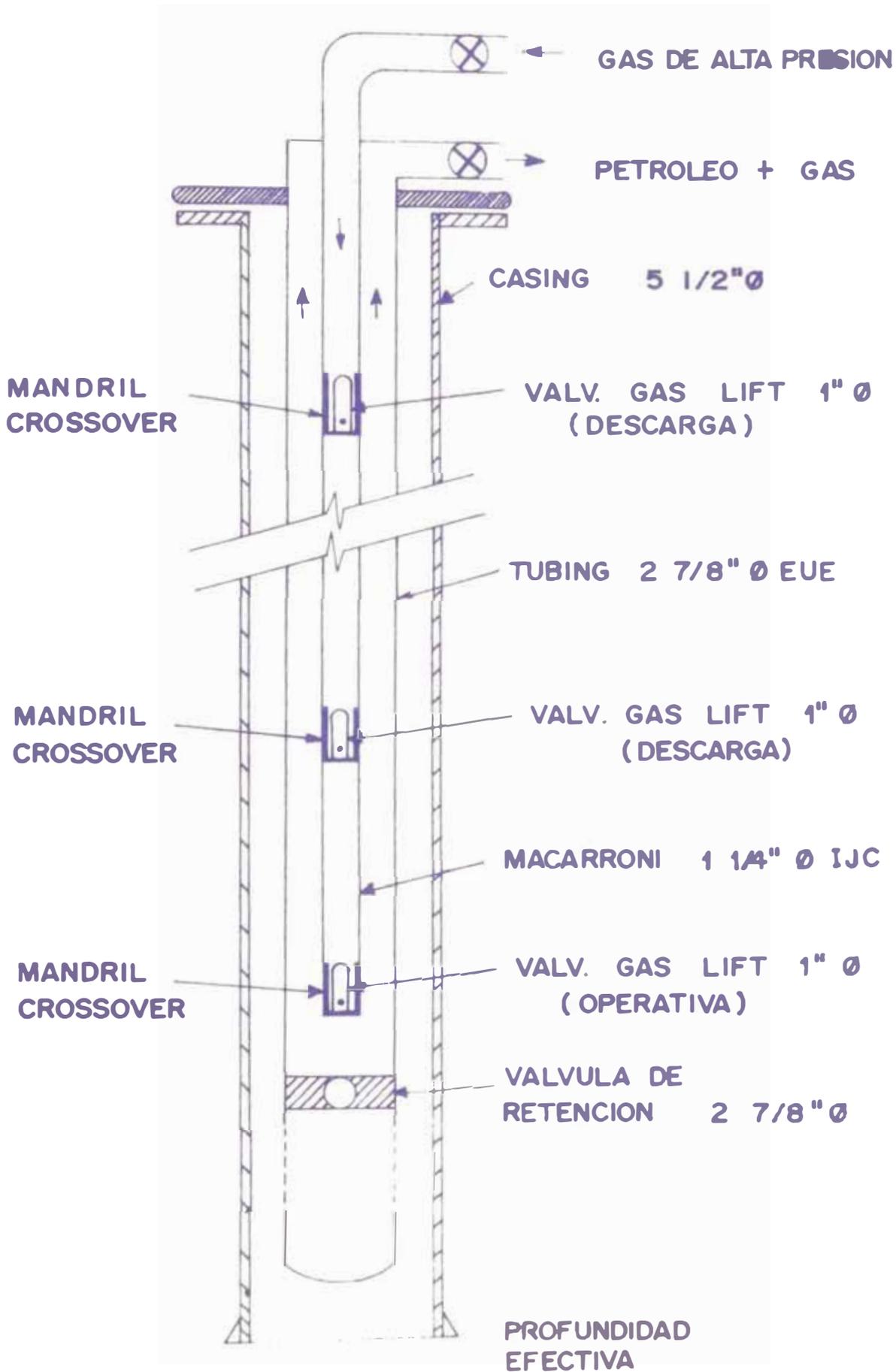


FIGURA N° 11
VALVULA DE GAS LIFT OPERADA
POR PRESION

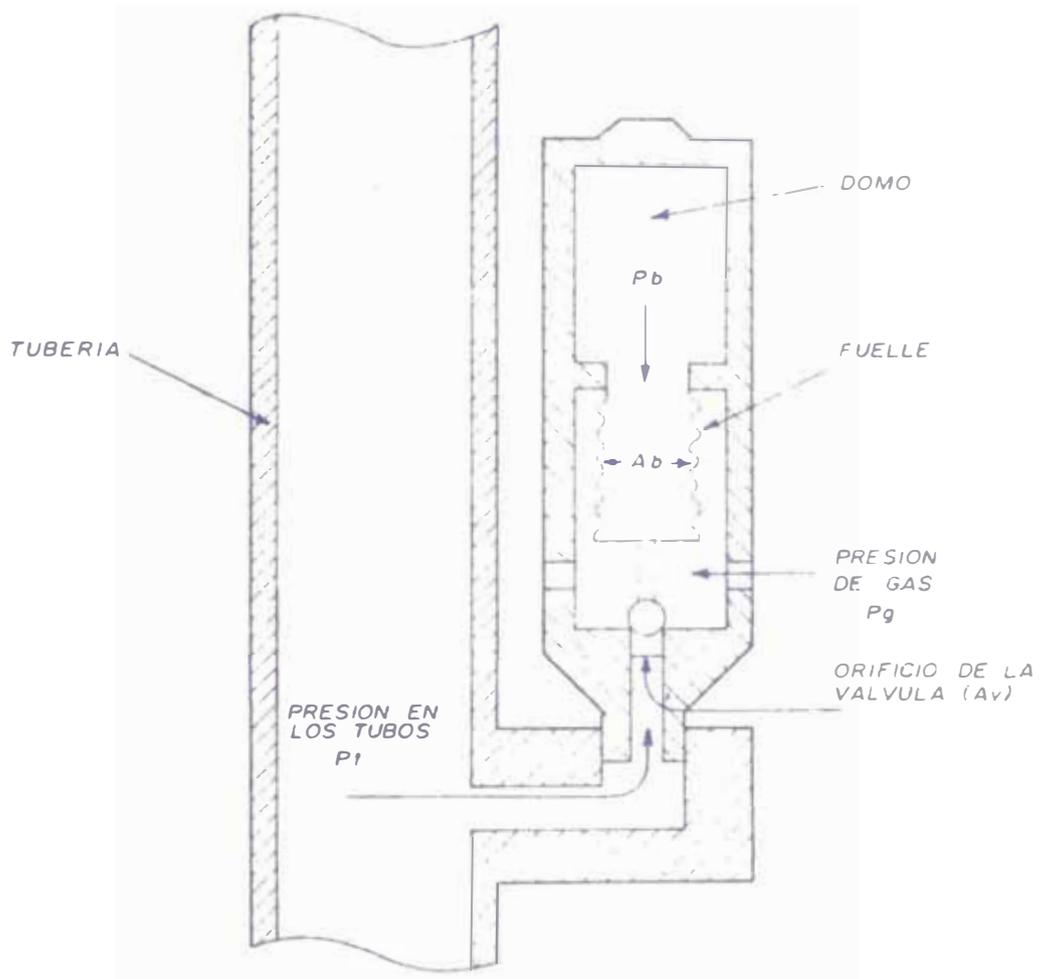


FIGURA N° 12

MANDRIL CROSSOVER

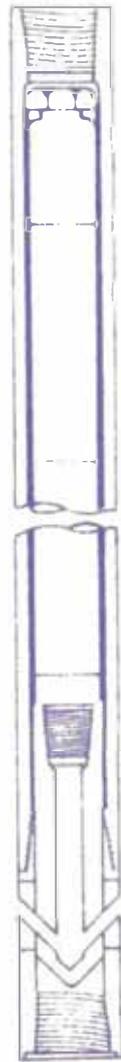
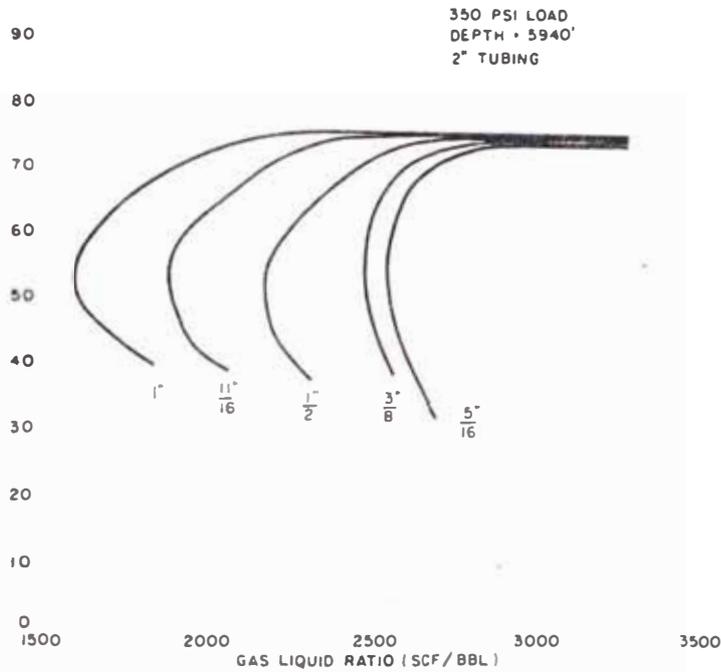
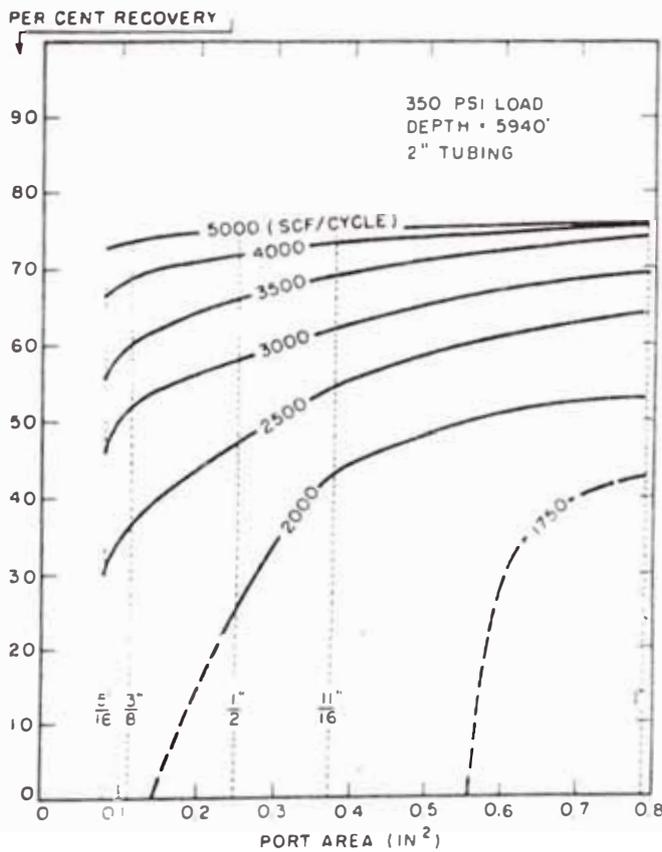


FIGURA N° 13

EFFECTO DEL ORIFICIO DE LA VALVULA SOBRE EL GLR Y % DE RECUPERACION



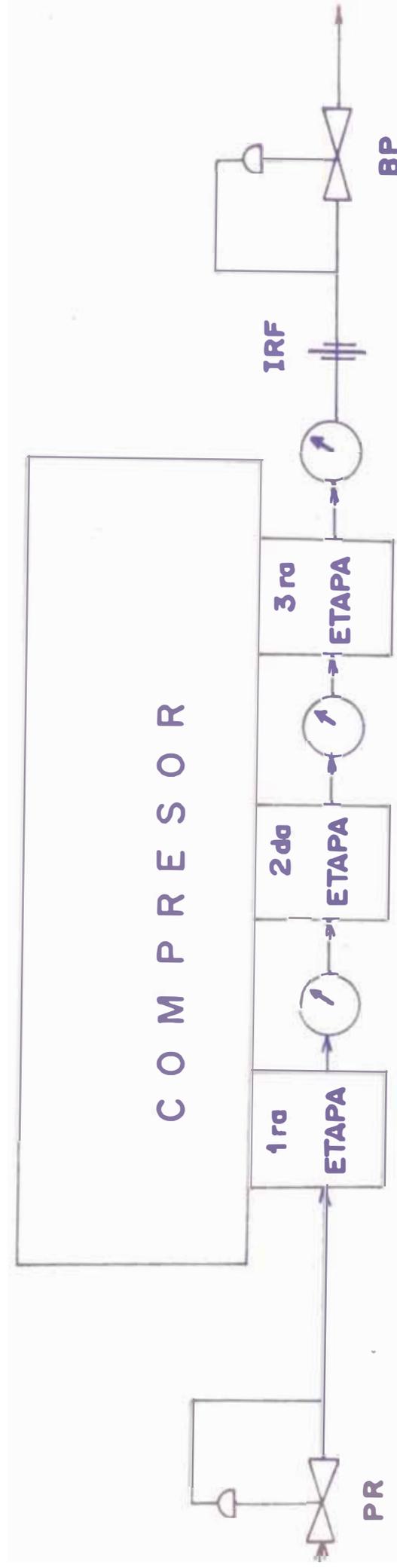
Percent recovery vs. GLR (after Brown & Jessen,⁽¹³⁾ courtesy Jour. Pet. Tech.)



Percent recovery vs. port area (after

FIGURA N°15

ESTACION DE COMPRESION



PR = VALVULA REGULADORA

BP = BACK PRESSURE

IRF = MEDIDOR, REGISTRADOR DE FLUJO

C A P I T U L O V I

6.1. .- COSTO DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE

ITEM	DESCRIPCION DEL EQUIPO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UN COSTO TOT	
				FOB US\$	FOB US \$
1	Estación de Compresión	HP	604	600.0	362400
2	Válvula Motora	UNID	08	827.0	6616
3	Controlador Electrónico	UNID	08	1575.0	12600
4	Estrangulador Regulable	UNID	08	470.0	3760
5	Registrador de Presión	UNID	04	2100.0	8400
6	Medidor de Gas	UNID	04	3040.0	12160
7	Línea de Inyección de Alta Presión	FT	19100	2.3	43930
COSTO TOTAL EQUIPOS DE SUPERFICIE US \$					449,866

6.2.- COSTO DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO

6.2.1.- EQUIPO DE SUBSUELO REQUERIDO

P O Z O	TUBERIA 27/8"ØEUE-FT	TUBERIA 1 1/4"ØIJG-FT	VALVULAS "GAS LIFT"	MANDRILES "CROSSOVER"	VALVULA DE RETENCION	NIPLE DE ASIENTO
5815 - D	5560	5500	03	03	01	01
6286-- D	7890	7830	06	06	01	01
6287 - D	8350	8290	06	06	01	01
6288 - D	7900	7840	06	06	01	01
7304 - D	7390	7330	06	06	01	01
7306 - D	8390	8330	07	07	01	01
7307 - D	7920	7860	07	07	01	01
7309 - D	7860	7800	06	06	01	01
T O T A L	61260	60780	47	47	08	08

6.2.2.- COSTO DEL EQUIPO DE SUBSUELO REQUERIDO

ITEM	DESCRIPCION DEL EQUIPO	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT COSTO TOTAL	
				FOB US \$	FOB US \$
1	TUBERIA 2 7/8"Ø E U E	FT	61,260	5.2	318,552
2	TUBERIA 1 1/4"Ø I J C	FT	60,780	3.5	212,730
3	VALVULAS DE "GAS LIFT"	UNID	47	711.0	33,417
4	MANDRILES "C R C S O V E R"	UNID	47	1040.0	48,880
5	VALVULAS DE RETENCION	UNID	08	288.0	2,304
6	NIPLA DE ASIENTO	UNID	08	130.0	1,040

COSTO TOTAL EQUIPO DE SUBSUELO

616,923

COSTO FOB TOTAL = US \$ 449,866 + US \$ 616,923 = US \$ 1066,789

6.3. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

6.3.1. INVERSION TOTAL

- Costo FOB calculado	US\$ 1066,789.0
- Flete, seguro,IGV (10% FOB) (*)	US\$ 106,679.0
- Labor e instalación (20% FOB) (*)	US\$ 213,358.0
- Imprevistos (20% FOB) (*)	US\$ 213,358.0
- INVERSION TOTAL EN DOLARES:	
	US\$ 1'600,184.0

* Se están considerando valores máximos por el tipo de infraestructura y tiempo de adquisición de equipos y materiales.

6.3.2. LINEAMIENTOS ECONOMICOS

- 1.- Inversión Total US\$ 1'600,184
- 2.- Gastos Operativos y
de mantenimiento/año US\$ 100,000
- 3.- Depreciación Lineal 5 años
- 4.- Incremento de pro -
ducción (primer año) 535 BPD
- 5.- Declinación de la pro
ducción 5% anual
- 6.- Impuestos 35%
- 7.- Tasa de Interés 20% (*)
- 8.- Valor económico de Pe
tróleo crudo US\$ 20.0/B1
- 9.- Métodos de evalua -
ción económica a usar :
 - A- Valor actual neto (VAN)
 - B- Tasa interna de retorno (TIR)
 - C- Tiempo de recuperación de la Inver-
sión (PAY-OUT)
 - D- Relación Beneficio-Costo

* Tasa de interés considerada por PETROPERU para proyectos que presentan riesgos.

. .3. METODOS DE EVALUACION ECONOMICA

A.- METODO : VALOR ACTUAL NETO (VAN)

(MILES US \$)

AÑO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS OPERATIVOS	DEPRECIACION	I.A.D.I.	I.D.D.I.	FLUJO DE CAJA	FACTOR DE DESCUENTO	FLUJO CAJA DESCONTADO
0	1600.2	--	--	--	--	--	(1600.2)	1.00000	(1600.2)
1	--	3852.0	100.0	319.0	3433.0	2231.0	2550.0	0.833333	2125.4
2	--	3659.4	100.0	319.0	3240.4	2106.3	2425.3	0.694444	1684.2
3	--	3476.4	100.0	319.0	3057.4	1987.3	2306.3	0.578703	1334.7
4	--	3302.6	100.0	319.0	2883.6	1874.3	2193.3	0.482253	1057.7
5	--	3137.5	100.0	319.0	2718.5	1767.0	2086.0	0.401878	838.3
VALOR ACTUAL NETO AL 20% (*)									5440.1

* Tasa de interés considerada por PETROPERU paraproyectos que presentan riesgo.

(TIR)

(MILES US \$)

AÑO	INVERSION	INGRESOS	COSTOS OPERATIVOS	DEPRECIACION	I.A.D.I.	I.N.D.I.	FLUJO DE CAJA	FACTOR DE DESCUENTO	FLUJO DE CAJA DESCONTADO
0	1600.2	--	--	--	--	--	(1600.2)	1.000000	(1600.2)
1		3852.0	100.0	319.0	3433.0	2231.0	2550.0	0.394867	1006.9
2		3659.4	100.0	319.0	3240.4	2106.3	2425.3	0.155919	378.1
3		3476.4	100.0	319.0	3057.4	1987.3	2306.3	0.061567	141.9
4		3302.6	100.0	319.0	2883.6	1874.3	2193.3	0.024311	53.3
5		3137.5	100.0	319.0	2718.5	1767.0	2086.0	0.009599	20.0

VALOR ACTUAL NETO AL 153.25% (*)

0.0

Tasa internade retorno TIR = 153.25% fue hallada por tanteos.

C - METODO : TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION (PAY-OUT)

$$\text{"PAY OUT"} = \frac{(\text{Inversión}) (\text{Años de vida del Proyecto})}{\text{Total ingresos después de impuestos}}$$

$$\text{"PAY OUT"} = \frac{(1600.2 \text{ M US\$}) (5 \text{ años})}{(11560.9 \text{ M US\$})}$$

$$\text{"PAY OUT"} = 0.69 \text{ años}$$

$$\text{"PAY OUT"} = 8 \text{ meses}$$

D - METODO : RELACION BENEFICIO - COSTO

$$\text{BENEFICIO - COSTO} = \frac{\text{VAN} + \text{INVERSION INICIAL}}{\text{INVERSION INICIAL}}$$

$$\text{BENEFICIO COSTO} = \frac{\text{US\$ } 5440.1 \text{ M} + \text{US\$ } 1600.2 \text{ M}}{\text{US\$ } 1600.2 \text{ M}}$$

$$\text{BENEFICIO - COSTO} = 4.40$$

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- Actualmente los pozos dirigidos del "Pool" Preventones se encuentran produciendo por debajo de todo el aporte productivo de los reservorios, por falta de un adecuado método de producción artificial.
- 2.- El sistema de bombeo neumático de flujo intermitente con el tipo de instalación de subsuelo recomendado ("Macarroni de flujo anular"), permitirá extraer todo el aporte productivo de los reservorios desde el fondo del pozo, con lo que se logrará un incremento de la producción de petróleo en aproximadamente 535 BPD, de los 8 pozos dirigidos.
- 3.- El presente estudio que cubre todos los aspectos que influyen en la implementación del Proyecto, teniendo en cuenta principalmente las características de cada uno de los pozos, disponibilidad de gas de baja presión en la zona, costo de los equipos y futuros trabajos de reacondicionamiento, demuestra que el proyecto es técnica y económicamente factible.

- 4.- La inversión total estimada para implementar el proyecto asciende a US \$ 1600.2 M
- 5.- Los métodos utilizados en la Evaluación Económica (VAN - US\$ 5,440.1 M; TIR = 153.25% 'PAY-OUT' = 8 meses y RELACION BENEFICIO-COSTO = 4.40), realizados en base a las normas para elaborar Proyectos de Inversión establecida por Petróleos del Perú S.A., muestran la alta rentabilidad del Proyecto.
- 6.- Se ha considerado un precio constante de US\$ 20.0 por barril extraído en producción incremental, debido a que en el mercado internacional el petróleo crudo ha sufrido una sustancial caída en los dos últimos años, no previniéndose una recuperación inmediata, sino por el contrario una estabilización de los mismos en los actuales niveles.
- 7.- El petróleo original "INSITU" de las formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón, Ostrea Echino, y Terebrátula que son los objetivos primarios y secundarios de los pozos dirigidos es de 999 M Bls (reservas + probables). La producción acumulada a Setiembre de 1988 de

los 8 pozos es de 238.82 M B1s (23.9 % OOIP)

- 8.- En 7 pozos perforados a partir de 1984, solo se han abierto a producción las formaciones Basal Salina , San Cristóbal y Mogollón en algunos casos, estando pendiente trabajos de reacondicionamiento para producir las formaciones Ostrea, Echino y Terebrátula.
- 9.- En el 'Pool' Reventones se encuentra pendiente de perforación el Pozo 7308-D y existen adicionalmente un grupo de 7 ubicaciones dirigidas hacia el mar que se encuentran en proceso de recomendación, a los cuales se les puede instalar el sistema de bombeo neumático en un futuro próximo.
- 10.- La utilización de controladores electrónicos de inyección de gas y el tipo de instalación de subsuelo recomendado, reducirá al mínimo las pérdidas de gas de alta presión.
- 11.- Acondicionar convenientemente las facilidades de producción en la Batería 996 - Restin, de tal manera que permita que cada uno de los pozos sean medidos por lo menos 3 veces al mes,

para determinar la producción de petróleo, agua y gas, el volumen de gas inyectado y las presiones en las líneas de inyección y producción.

- 12.- En los cabezales de los pozos no utilizar curvas cerradas (codos de 90°), ni restricciones al flujo, como válvulas de abertura parcial ó estranguladas, para evitar pérdidas de presión. Igualmente en la Batería utilizar colectores de 6"Ø de diámetro como mínimo y válvulas de abertura total.
- 13.- Antes de realizar un servicio al pozo, analizar la operación de las válvulas de "gas lift" y el índice de productividad, para tener mayor información para el diseño de la nueva instalación de subsuelo.
- 14.- Evaluar la eficiencia total del sistema , por lo menos cada 6 meses ó cada vez que la producción decline significativamente.

B I B L I O G R A F I A

- Gas Lift, Theory and Practice - Kermit Brown
- HandBook of Natural Gas Engineering - Donald L. Katz.
- Principles of Oil Well Production - T.E.W. Nind.
- Well Desing, Drilling and Production - B.C. Craft
- Principios y Aplicaciones de la Extracción por Gas Lift CAMCO.
- Gas Lift Manual - Teledyne Merla
- Compressed Air and Gas Data - Ingersoll Rand Company
- Gas Properties and Compressor Data- Ingersoll Rand Company.
- Sub Surface Plunger Handbook - Mc Murry/Hughes Inc.
- Factores Geológicos que influenciaron en la Productividad de los yacimientos en la Cuenca-Talara - L. Muñoz O.
- Extracción de Crudo por Bombeo Neumático - R.E. Wong S.
- Gas Lift Equipment and Services - OTIS

- Gas Lift Product Catalog - CAMCO
- Guía de Equipo Petrolero - 1981
- Normas para Elaborar y Evaluar Proyectos de Inversión - Petróleos del Perú S.A..