

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO

**Proyecto para aumentar la Recuperación Primaria
de un Campo, aplicando un cambio de Sistema de
Bombeo a Sistema de Gas Lift**

Tesis presentada para optar el título
de Ingeniero de Petróleo

M. Enrique Bejar Vivanco

BACHILLER EN INGENIERIA

Promoción 1960

DEDICADO A LA
MEMORIA DE MI PADRE
ALCIBIADES BEJAR VEGA

A MI MADRE

INTRODUCCION

El presente trabajo, que expongo a la consideración de los Señores Catedráticos, tiene el propósito de que sirva como proyecto de grado para optar el título de "Ingeniero de Petroleo".

El tema que desarrollo, es un trabajo práctico sobre la instalación de Gas Lift en el campo de los Organos, tratando de demostrar la mayor eficiencia de este método, en pozos que están en los comienzos de su etapa productiva, sobre el método de bombeo.

Deseo expresar mi agradecimiento a los Ingenieros y empleados de la Empresa Petrolera Fiscal por la valiosa ayuda que me han prestado, al facilitarme los datos necesarios indispensables para realizar este trabajo. A los Señores Catedráticos miembros del Jurado que han revisado y corregido el tema.

Enrique Béjar Vivanco

Bachiller en Ingeniería de
Petroleo.

INDICE

CAPITULO I

Página

- I.- Estudio comparativo de los dos sistemas 1
- II.- Justificación del cambio 3

CAPITULO II

- I.- Ubicación del campo 5
- II.- Estudio informativo de la Zona 5

CAPITULO III

- I.- Características generales de los pozos a los cuales se les cambiará el sistema 10
- II.- Descripción de los trabajos realizados en los pozos 11
- III.- Condiciones de operación 19
- IV.- Curvas de crecimiento de la presión de fondo .. 20
- V.- Análisis de las características de los pozos... 23
- VI.- Tipo de operación escogida 25

CAPITULO IV

- I.- Tipo de la Instalación 26
- II.- Tablas de Selección 26
- III.- Diseño de las Instalaciones 27

CAPITULO V

- I.- Diseño del sistema operativo del campo 70
- II.- Selección que deberá seguir la línea de gas.... 73
- III.- Cálculo de la caída de presión a través de la línea de gas 73
- IV.- Fuentes de abastecimiento de gas 77

CAPITULO VI

	Página
I.- Selección del equipo	78
II.- Equipo de superficie	78
III.- Equipo de Subsuelo	81

CAPITULO VII

I.- Costos de Producción de petróleo crudo...	84
II.- Sistemas de aplicación	87
III.- Costo de Producción de un barril de petróleo crudo en el campo de Organos	89
IV.- Diferencia entre los costos en los dos sistemas	93
V.- Límite económico de producción por el método de Gas Lift	95
Conclusiones	97

o-o-o-o-o-o

CAPITULO I

ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS DOS SISTEMAS

Ventajas y desventajas del Gas Lift en comparación con el

Sistema de Bombeo.- Comparando los dos sistemas de producción, el Gas Lift tiene las siguientes ventajas:

- 1.- La producción es mayor que por el método de Bombeo mecánico.
- 2.- Como el equipo es fijo y no está sujeto a movimiento, no hay interrupciones en la operación como en el sistema de Bombeo mecánico.
- 3.- La operación es continua, y a un bajo costo de producción por barril.
- 4.- Se le puede utilizar para controlar la contrapresión con solo controlar el volumen y la presión del gas inyectado y el diámetro del entubado, lo que resulta en mayor recuperación final y evita también las incursiones de agua al pozo.
- 5.- Se adapta a pozos profundos donde el sistema de Bombeo es ineficiente, lo mismo que en los pozos que han sido mal perforados, y en los que el agujero está desviado.

6.- Hay una mejor utilización de la energía consumida, ya que con una sola central de compresoras se puede operar un cierto número de pozos.

Las desventajas son:

- 1.- Una planta de gas lift requiere un capital inicial fuerte, y el período de amortización tiene que ser usualmente corto.
- 2.- No es adaptable para operar los últimos años de vida de un campo, debido a los pequeños volúmenes de producción que es la característica de esta etapa, siendo el gas lift un proceso que demanda grandes volúmenes de crudo.
- 3.- Si entra agua al pozo, se produce una emulsión de petróleo y agua que es difícilmente tratable.
- 4.- La acumulación de parafina es otro de los más grandes problemas en el gas lift.

En nuestro caso particular, en que existen gran número de pozos con poca producción y el relieve topográfico es bastante irregular, lo que ofrece dificultades para la instalación del Sistema de Bombeo mecánico por catalinas, este método lo reemplaza con bastante eficiencia y tiene la ventaja que siendo el costo menor por barril de petróleo puede mantenerse una producción baja, aproximadamente hasta de 10 barriles al día.

JUSTIFICACION DEL CAMBIO

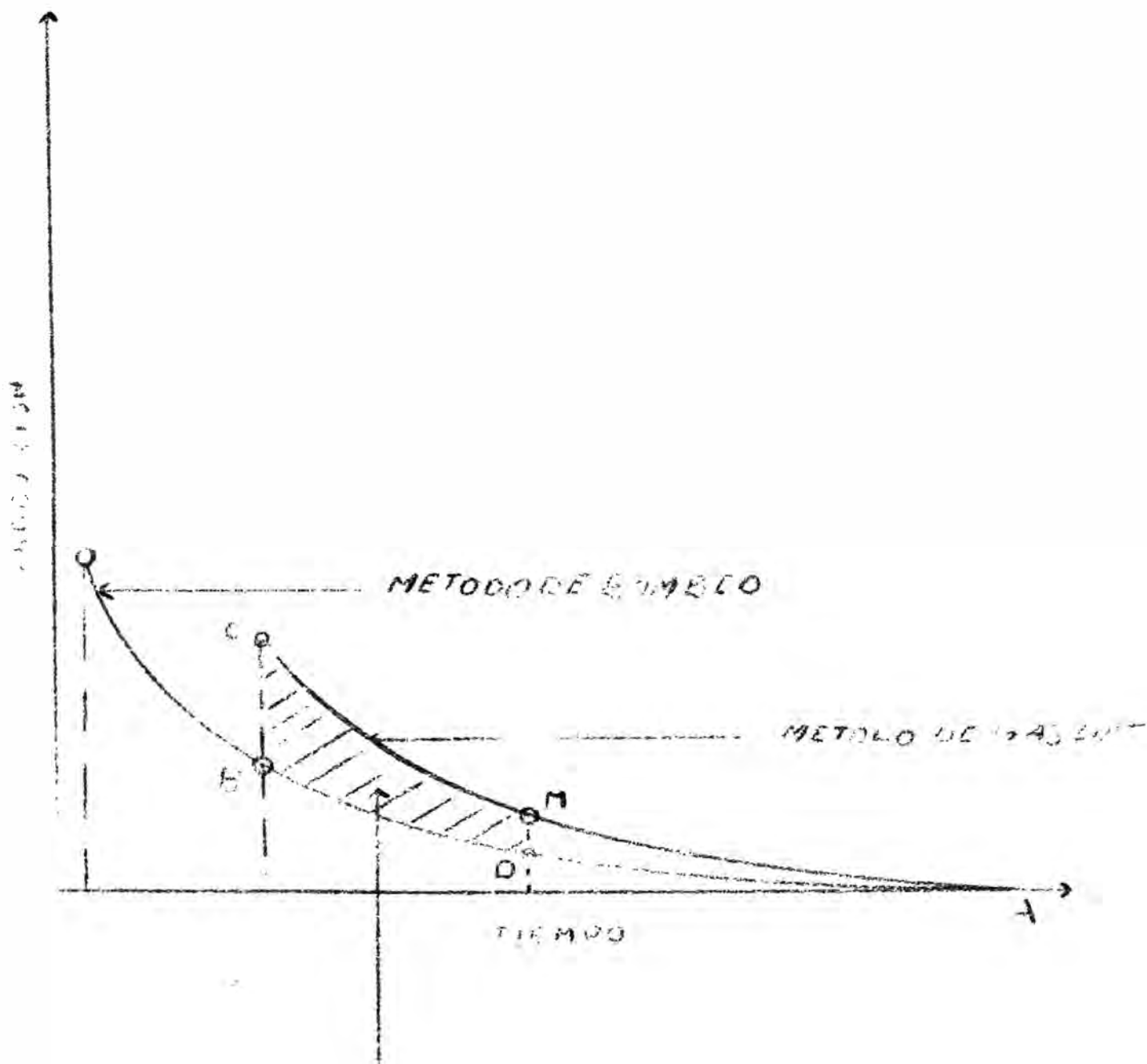
La zona que hemos escogido para cambiar el Sistema de Bombeo a Sistema de Gas lift intermitente, presenta las siguientes características que justifican el cambio:

- 1.- El relieve topográfico es bastante accidentado y dificulta el empleo de catalinas.
- 2.- Actualmente estos pozos están produciendo por unidades de Bombeo a un alto costo de mantenimiento. Estas unidades pueden ser recuperadas aplicando el sistema de Gas lift intermitente.
- 3.- El Gas necesario para la aplicación del sistema, es abundante en el campo de Organos y a bajo costo.
- 4.- La producción de los pozos es mayor que en el sistema de Bombeo, y con esto se aumenta la recuperación primaria. Esto se puede demostrar de la siguiente manera:

Suponiendo que la Figura I, sea la curva de declinación de un campo de petróleo, y que este campo esté trabajando por el método de Bombeo mecánico. Al cambiar el sistema a Gas lift intermitente, aumenta la producción de este campo, (que se supone tenga condiciones favorables para la aplicación del método), y lógicamente varía la curva de declinación de la producción. Suponiendo que el fin de la vida productiva del campo sea el punto "a", la curva de

declinación de la producción por el método de gas lift se encontrará con la curva de declinación por bombeo en ese punto. Luego la cantidad de petróleo que teóricamente aumenta la recuperación primaria al cambio del sistema es el área comprendida entre las dos curvas cuyos límites son: "b", "c", y "a".

Esta recuperación en la práctica no es posible, pues está limitada al costo de producción por barril de petróleo, es decir al límite económico del sistema. Suponiendo que el sistema de Gas lift tenga su límite económico en el punto "m" la recuperación hasta ese punto habrá aumentado en el área comprendida entre las dos curvas cuyos límites son "b", "c", "d" y "m".



AUMENTO DE PRODUCCION

CAPITULO II

UBICACION DEL CAMPO

Los pozos que se han tomado como un plan piloto, están ubicados en la Zona "A" de la Concesión Patria, en el Nor-Oeste del Ferú en el departamento de Piura, Provincia de Talara, distrito de Mancora; data 90 Kms. de Zorritos, 115 Kms. de Tumbes y 142 Kms. de Huaquillas en la Frontera con el Ecuador.

El acceso a esta concesión es por la carretera Panamericana, completamente asfaltada, que la cruza de SE a NE por su parte central.

ESTUDIO INFORMATIVO DE LA ZONA

Relieve topográfico.- Esta zona presenta una topografía bastante accidentada. La erosión de la zona ha tallado un panorama abrupto y quebrado, presentando quebradas profundamente disectadas. Los accidentes topográficos que se han mantenido a pesar de la fuerte erosión, muestran que están protegidos por un paquete de areniscas duras y calcáreas correspondientes a la formación Verdún.

Geología de la Zona.- En la zona solo afloran rocas de Edad Terciaria y depósitos recientes que pertenecen al Ceno Superior y Medio.

La secuencia estratigráfica está formada por se

dimentos de edad terciaria correspondientes al Eoceno Superior Medio e Inferior y al Paleoceno según los últimos estudios de Lawrence Weiss de IPCO. A continuación el cuadro estratigráfico de la zona, su litología y Paleontología.

LOS ORGANOS

		FORMACION	LITOLOGIA	PALEONTOLOGIA
E O C E N O	SUPERIOR	VERDUN	Arenas y areniscas grano medio sub-angular; arenas y conglomerados	C.sp., Saccamina Sphaedrica Rebules sp., L. peruviana Bathysiphon sp. (blanco)
		POZO - BRECHA	Lutita gris micromicacea y cantos de Arenis.	V sp., H.eocenica, cassidulin. sp. Fauna Retrabaj
E O C E N O	MEDIO	AR TALARA	Areniscas y silt verdoso	No contiene microfauna
		TAL. SUPERIOR	Lutitas marinas sil	Tritaxilina colei, valvul
		TAL. MEDIO	Arenas y areniscas	na ostracados y microgas-
		RICA	y conglom.	terópodos
ÑURO	Lutita y silt verde	Cibicides perlucidos, Tri-		
TAL. BASAL (QUEM)	so	taxil colei		
	Arenas y areniscas	ostracados y microgasteró		
	Lutitas marinas silt	podos. C.perlucidos, Cibi-		
		cides quemadanus.		
E O C E N O	INFERIOR	M. PATRIA	Arenas y areniscas	No tiene fauna
		CHACRA	Lutita	V.compressa, Virgulina restinensis.
PALEOCENO		PARIÑAS	Areniscas de aguas poco profundas.	No contiene fauna
		PALE	Lutitas marinas y	May escasa
		GREDA	areniscas y lutitas	
			de aguas salobres.	
	SALINA	Areniscas y lutitas	Esteril.	
	FAC. MOGOLLON	marinas, intercalaciones de egl. y egl. gruesos en la base.		

La Geología estructural es bastante compleja pues presenta un fallamiento intenso en bloques que se deben exclusivamente a fallas por tensión. Las fallas que limitan estos bloques no exceden de los 300' de salto. En lo que respecta a la geología estructural del subsuelo, muestra también un gran fallamiento que no ha podido ser controlado por las fallas de superficie, pues estas no concuerdan con las detectadas por los pozos. Según estudios y trabajos realizados en Organos, se ha dejado establecido que originalmente se tuvo una trampa estratigráfica; el petróleo migró hacia ella y la saturó; luego vino la acomodación gravitacional del petróleo y se produce el tectonismo, se fallan los lentes y se sellan produciendo un reservorio en bloques con una tendencia a desaparecer debido a los pinch-outs en determinada dirección. El tipo característico de los yacimientos del Nor-Oeste del Perú es de tipo arena-lutita, pues no se ha encontrado todavía petróleo en forma comercial de calizas. Los yacimientos de esta zona son areniscas porosas y permeables que pertenecen a las formaciones de Eocénico Medio, Talara Medio y Negro y a las areniscas del Miembro Patria del Eocénico Inferior, según los cálculos de la E.F.

Las reservas probables de petróleo, del campo de Organos a Febrero de 1961, son de: 18'744,176.87 barriles de aceite.

Para los efectos del cálculo se ha dividido el sector en zonas.

En cada una de estas zonas se ha discriminado las formaciones y número posible de pozos. El area de drenaje se ha uniformizado a 19.25 acres sobre la base de un espaciamento de 300 metros, del tipo triangular. El espesor en pies de la formación productiva se ha considerado que la recuperación primaria en el campo de los Organos es del 22% y se ha aplicado con los datos la fórmula siguiente (método volumétrico):

$$Sr = 7758 \times ah \times \frac{1 - W - R_s}{F_v} \times P_o$$

Sr = espacio reservorio en "stock tank"

a = area en acres.

h = espesor neto en pies

W = saturación de agua interticial

R_s = saturación de aceite residual

P_o = Porosidad.

Los datos generalizados son:

Barriles contenidos en acre/pie	= 7758
Porosidad	= 17 %
Saturación de aceite	= 70 %
Aceite residual	= (1-0.10)
Factor de volumen	= 1.10

Las reservas probadas, las computaron hasta Febre

ro de 1961, ha arrojado para este campo un total de:
3'099,881.50 barriles de aceite.

Este valor fué computado por el método de las curvas de declinación para los pozos de este campo.

CAPITULO III

CARACTERISTICA GENERALES DE LOS POZOS

A LOS CUALES SE LES CAMBIARA EL

SISTEMA

Los pozos a los cuales se les cambiará el sistema son:

1.- Pb - 160

2.- Pb - 165

3.- Pb - 168

4.- Pb - 177

5.- Pb - 192

6.- Pb - 194

7.- Pb - 223

Las características generales de estos pozos de la Zona "A" es que se encuentran en un relieve muy accidentado, pues sus cotas varían entre 8 y 110 metros sobre el nivel del mar.

Otra característica general es la relativa a las presiones de fondo de las formaciones productivas, que en estos pozos varían en el orden de 400 á 450 psi de presión estática de fondo, siendo su presión de trabajo en la actualidad de 120 á 150 psi.

Sus índices de productividad son consideradas como 0.5 Barriles/AP en libras, que es el promedio de la Zona.

Las formaciones de las cuales están produciendo los pozos son Nuro inferior y Nuro Superior a excepción del pozo Pb-194 que produce de las formaciones Talara Medio y Nuro.

Las características individuales de los pozos mencionados se da a conocer en la siguiente forma:

POZO Pb-160

Ubicación.- Se encuentra ubicado en la Zona "A" plataforma "A-7" de la concesión Patria, a 200 metros al Sur del Pb-96 200 metros al N del Pb-159 y 200 metros al NO del Pb-117. Sus coordenadas son:

N = 53,917.07
E = 21,080.55

Cota.- 109.81 metros sobre el nivel del mar.

Perforación.- Se comenzó la perforación el 23 de Julio de 1956 hasta el 20 de Agosto de 1956. El equipo de perforación fué un H-40.

Profundidad.- La profundidad que se alcanzó fué de 3950 ft.

Completación.- Su completación se hizo con casing J-55 de 7" y de 23 y 20 libras/ft y 3077.98' para 96 tubos de 20 lib/ft. Se colocó guide shoe a 3579.76' float collar a 3546.43

y Multistage a 2575.39' se sentó un D.C. Squeeze Packer a 3543' por haberse perforado el guide shoe. Se baleo 146' fts seleccionados de la formación Nuro con 457 balas espaciadas a 4", standard de 10 mm. entre 3530' - 3032'.

Etapa productiva.- Este pozo inicia su vida productiva el 7 de Noviembre de 1956 con 78.65 B/D, por medio de bomba. En la actualidad está produciendo por bomba a razón de 30 B/D de crudo de 40° API a 60/60. La producción en Noviembre de 1956 fué 2045 barriles en solo 26 días de producción por bombo. Se le hizo sand frac y su producción aumentó por medio de bomba en el mes siguiente 3225 barriles. En 1957 se nota muchas irregularidades en su curva de producción, pero a partir de Agosto de 1957 su curva va declinando normalmente hasta Marzo de 1958 en que se vuelve a colocar bomba y su declinación de esa fecha es bastante normal. Este pozo ha tenido una etapa surgente entre Octubre del 1957 y Febrero de 1958, luego se coloca bomba.

POZO Pb-165

Ubicación.- Se encuentra ubicado en la Zona "A" plataforma "A-8" de la concesión Patria a 200 metros al N del Pb-115 a 200 metros al NE del Pb-160 y 180 metros al NO de Pb-168.

Sus coordenadas son:

N = 54,065.88

E - 21,222.62

Cota: 39.28 metros sobre el nivel del mar.

Perforación.- Se comenzó a perforar el 14 de Setiembre de 1956 y se terminó el 13 de Octubre del mismo año. El equipo que se utilizó fué un H-40.

Profundidad.- La profundidad a la que se llegó fué 3490'.

Completación.- Se completó con casing combinado de 7" J-55 de 23 y 20 libras/ft, cuya longitud es 488.13' para 15 tubos de 23 lib/ft. y 2953.73' para 96 tubos de 20 lib/ft. se colocó float shoe a 3450' y Multistage a 2,090'. El tope de cemento de la lera. etapa 2,450' el de la 2da. etapa 1,190', fueron baleados 302' seleccionados de la formación Nuro inferior entre 3390' y 2988', con 392 balas standard de 10 mm.

Etapas productivas.- Su vida productiva se inicia con 64058 de producción mensual en Noviembre de 1956. Este pozo comenzó surgente, hasta Mayo de 1959. Tiene una curva de declinación normal, bastante uniforme. En la actualidad está produciendo 1776 barriles mensuales de crudo de 42°API.

POZO Pb-168

Ubicación.- Se encuentra situado en la Zona "A" plataforma de Pb-45, a 200 metros al NE del Pb-115 a 15 metros SE del Pb-45 y a 170 metros al Oeste del Pb-42. Sus coordenadas son:

N = 54,961.03

E = 21,407.39

Cota: 21.43 metros sobre el nivel del mar.

Perforación: Se comenzó a perforar el 21 de Agosto de 1956 y se terminó el 17 de Octubre del mismo año. El equipo que se utilizó fué un H-40.

Profundidad.- La profundidad que se alcanzó fué de 3520'

Completación.- Se completó con casing de 7" J-55 de 23 y 20 lib/ft. y de 3038.59' de longitud para el de 20 lib/ft. Se colocó float shoe a 3499.41'. Tope de cemento de la 1a. etapa a 2399' y el de la 2a. etapa a 1,520'. Se baleó de 2988' - 3444' con 410 balas standard de 10 mm. de la formación Nuro inferior.

Etapas productivas.- Su vida productiva empieza en el mes de Noviembre de 1956 con una producción inicial al mes de 6405 barriles, surgente. En el mes de Marzo de 1957 se cambia el método por bomba, hasta que en Noviembre de 1957 nuevamente se vuelve surgente hasta Diciembre. Nuevamente se le coloca bomba en Enero de 1958. En Diciembre de 1958 se le hace multifrar. Este pozo tiene una producción muy irregular. En la actualidad está produciendo 1480.5 barriles de producción mensual. El API del crudo es 43.8.

POZO Pb-177

Ubicación.- Se halla situado en la Zona "A" en la plataforma "A-15" a 810 metros de la estación de triangulación T-55 a 450 metros al NE del C° Costancia y a 630 metros al NE de

la estación de triangulación T-65. Sus coordenadas son:

$$N = 53,706.82$$

$$E = 21,409.77$$

Cota: 41.08 metros sobre el nivel del mar.

Perforación.- Se comenzó a perforar el 12 de Abril de 1957 y se terminó el 18 de Mayo de 1957. El equipo que se utilizó fué un H-40.

Profundidad.- Se alcanzó una profundidad de 4378'.

Completación.- Se completó con casing de 7" N-80, 35 tubos de longitud 1,079.39' y 77 tubos de 7" J-55 de 2,462.30', de 23 y 20 lib/ft respectivamente. Se colocó float shoe a 3560.19', float collar a 3525.15' y Multistage a 2155.54'. El tope de cemento de la primera etapa fué a 2600' y el tope de cemento de la segunda etapa fué a 1655'. Se baleó de 3,062' - 3459' de la formación Nuro inferior con balas de 10 mm. standard.

Etapa productiva.- En sus comienzos fué surgente, su producción inicial fué de 7873 B/M. En Junio de 1960 se le colocó bomba con la cual produce en la actualidad 1025.5. Su curva de declinación es bastante uniforme. El crudo tiene un API de 43.8

FOZO Pb-192

Ubicación.- Se halla situado en la Zona "A" en la plataforma del Pb-83 en calidad de gemelo, ubicado a 194 metros al

W S W del Pb-160 y a 250 metros del NW del Pb-167 y a 209 metros al W del pozo Pb-81. Sus coordenadas son:

N = 54,354.40

E = 21,161.31

Cota: 35.25 metros sobre el nivel del mar.

Perforación.- Se comenzó a perforar el 10 de Abril de 1958 y se terminó el 13 de Mayo del mismo año. El equipo que se utilizó es el H-40.

Profundidad.- Se alcanzó una profundidad de 4420'

Completación.- Se completó con casing de 7" combinando 50 tubos J-55 de 23 lib/ft de 1645.93' de longitud, casing de 7" J-55 de 20 lib/ft, 2,281.73' y 7" H-40 de 20 lib/ft, 471.15'. Se colocó float shoe a 4,407.31' casing de 13-3/8" de cemento a la profundidad de 109' (J-55) y 97' de espacio anular cementado. El casing de 7" a 4407' y 2420 de espacio cementado. Se balearon 107' seleccionados entre 3288' - 2636', perforados con balas standard de 14 y 10 mm, de formación Nuro superior inferior.

Etapa productiva.- Este pozo fué entregado a producción en Julio de 1958 se le hizo multifrar ese mismo mes produciendo 112.17 B/D o sea 3098.5 barriles por 26 días que produjo. En el mes siguiente produjo 5467 y luego su producción va decreciendo normalmente hasta la actualidad que produce 920.5 B/M bomba que se colocó en Octubre de 1959.

POZO Pb-194

Ubicación.- El pozo se encuentra ubicado en la zona "A", plataforma situada a 200 metros al S. del Pb-198 a 270 metros del Pb-152 y a 250 metros al NSE del Pb-163. Sus coordenadas son:

N = 53,156.22

E = 21,259.59

Cota: 83.82 metros sobre el nivel del mar.

Perforación.- Se comenzó a perforar el 29 de Marzo de 1959 y se terminó el 23 de Abril de 1959. El equipo que se utilizó fué un H-40.

Profundidad.- Se alcanzó una profundidad de 4401'

Completación.- Se completó con casing de 5-1/2" J-55 de 17 lib/ft hasta 450.39', con casing de 15.5 lib/ft 1007.36' y con casing de 14 lib/ft. 2,927.12'. Se colocó float shoe a 4,394.92. Se cementó el casing a 4,394 y 3000' pies de espacio anular. Se baleó de 4340' - 4041' seleccionados estos 40' con 80 balas Supergún SII, de la formación Talará medio-Nuro.

Etapá productiva.- Este pozo comenzó en Marzo de 1959 en que produjo 3,947 barriles en 16 días de producción, el mes siguiente produjo 6927.5. Sur curva de declinación es bastante irregular. En la actualidad está produciendo 2703 barriles mensuales.

POZO Pb-223

Ubicación.- Se encuentra ubicado en la Zona "A" situado a 490 metros al Sur W de Pb-216 a 220 metros al NW del Pb-192 y a 235 metros al NE del punto de triangulación T-58. Sus coordenadas son:

$$N = 54,493.93$$

$$E = 20,965.54$$

Cota: 8.21 metros sobre el nivel del mar.

Perforación.- Se comenzó a perforar el 29 de Setiembre de 1959 y se terminó el 26 de Octubre de 1959. El equipo que se utilizó fué un H-40.

Profundidad.- La profundidad que se alcanzó fué de 4800'.

Completación.- Se completó con casing de 5- $\frac{1}{2}$ " J-55 de 15.5 lib/ft hasta 961.28' y con 14 lib/ft 3828.86' se colocó Guide shoe a 4797.64', float collar a 4768.98' y multistage a 2158.83'. El primer tope de cemento entre 4800'-2250' con un espacio neto de 2550' y el 2° tope entre 2,158'-858' con un espacio neto de 1300'. Fué baleado entre 2892'-3308' con 72 disparos Supergún SII de la formación Nuro Superior-inferior.

Etapas productivas.- Este pozo es el más reciente, pues su etapa productiva empieza en Noviembre de 1959 con 2 barriles diarios, este mismo mes se le hace multifrar y en el mes de Diciembre llega a producir en 13 días 2696 barriles a un promedio de 207.38 B/D. La curva de declinación es bastante normal.

CONDICIONES DE OPERACION

Las condiciones bajo las cuales los pozos deben operar, gobierna el tipo de instalación y el equipo que se utilizará.

Los siguientes datos son de mucha ayuda en la selección correcta del tipo de instalación y equipo, que reúnen condiciones individuales de cada pozo:

- 1.- Profundidad de operación.
- 2.- Tamaño y peso por pie del casing.
- 3.- Tamaño y rosca del tubing.
- 4.- Tipo de completación.
- 5.- Presión estática del fondo.
- 6.- Gradiente estática del fluido.
- 7.- Índice de productividad.
- 8.- Producción esperada por día.
- 9.- Porcentaje de aceite y agua que debe producirse
- 10.- Gravedad API del aceite
- 11.- Volumen, presión y gravedad del gas.
- 12.- Temperatura del Reservorio.
- 13.- Presión del separador.
- 14.- Arena, costra parafínica, posibilidad de corrosión.

Es muy difícil que todos estos datos estén a nuestra disposición. Todos estos factores, sin embargo deberían considerarse con anterioridad a la instalación de gas lift.

En nuestro caso la mayoría de estos factores han sido obtenidos directamente del campo y los restantes aplicando fórmulas matemáticas. Con esto y con la ayuda de tablas prácticas se ha podido determinar fácilmente el tipo de instalación que se debe emplear en cada pozo.

CURVAS DE CRECIMIENTO DE LA PRESION DE FONDO

Las curvas de crecimiento de la presión de fondo (build-up pressures), han sido construídas, aplicando una ecuación práctica que tiene la siguiente fórmula:

$$I = \frac{9.86 A}{gt} \log_e \frac{P_s - P_o}{P_s - P_1} \quad (1)$$

donde:

I = Índice de productividad en Bbs/D / lb/n²

A = Area de la Tubería en ft².

g = Gravedad del crudo.

t = Tiempo en horas, que representa el intervalo entre dos medidas.

P_s = Presión estática de fondo

P_o = Presión inicial de fondo a t_o

P₁ = Presión de fondo al tiempo t₁

Curva del pozo Pb - 160.- Despejando en la ecuación P₁ tendremos:

$$\log_e \frac{P_s - P_o}{P_s - P_1} = \frac{Igt}{9.86A}$$

$$\frac{P_s - P_o}{P_s - P_1} = 1 + \frac{Igt}{9.86A}$$

$$+ P_1 = \frac{(P_s - P_o)}{e^{\frac{Igt}{9.86A}}} + P_s \quad (2)$$

$$P_1 = P_s - \frac{(P_s - P_o)}{e^{\frac{Igt}{9.86A}}} \quad (2)$$

Reemplazando valores para la ecuación (2) tendremos:

$$\text{Para } t=1 \text{ hora } P_1 = 400 - \frac{(400 - 120)}{e^{\frac{0.5 \times 0.8251 \times 1}{9.86 \times 11 \times (6.456)^2 \times \frac{1}{144}}}}$$

$$P_1 = 400 - \frac{280}{e^{0.184}} = 400 - 233 = 167$$

$$P_1 = 167$$

$$\text{Para } t = 5 \text{ horas } P_5 = 400 - \frac{280}{e^{0.184 \times 5}} = 400 - \frac{280}{e^{2.5}} = 400 - 112$$

$$P_5 = 288$$

Para $t = 10$ horas

$$P_{10} = 400 - \frac{280}{e^{0.184 \times 10}} = 400 - \frac{280}{e^{1.84}} = 400 - \frac{280}{6.2}$$

$$P_{10} = 355$$

Para $t = 15$ horas

$$P_{15} = 400 - \frac{280}{e^{0.184 \times 15}} = 400 - \frac{280}{e^{2.74}} = 400 - \frac{200}{15.5}$$

$$P_{15} = 382$$

Para $t = 20$ horas

$$P_{20} = 400 - \frac{280}{e^{0.184 \times 20}} = 400 - \frac{280}{e^{3.68}} = 400 - 7$$

$$P_{20} = 393$$

Tabulamos estas presiones y construimos la curva de crecimiento de presión para el pozo Pb-160.

<u>Tiempo en horas</u>	<u>Presiones en lib/II²</u>
0	120
1	167
5	288
10	355
15	382
20	393
24	400

Curva para el pozo Pb-165.- Se procede de la misma forma que el anterior para los siguientes valores:

$$I = 0.5$$

$$A = \frac{II}{4} \times (6.456)^2 \times \frac{1}{144} = 2.24 \text{ ft}^2$$

$$g = 0.8156$$

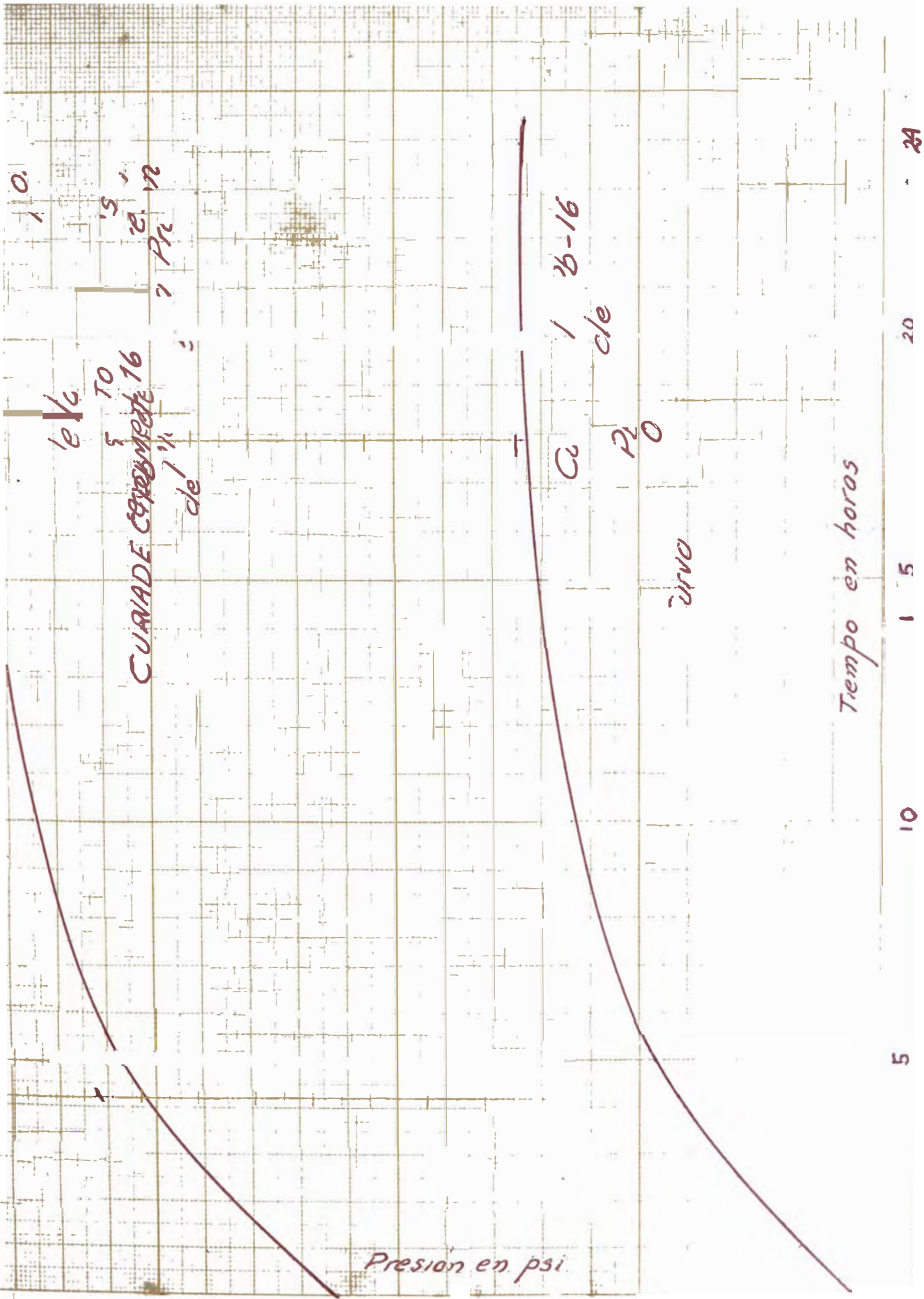
$$P_o = 150$$

$$P_s = 450$$

$$t = 1, 5, 10, 15, 20$$

Los resultados obtenidos de los cálculos fueron los que a continuación se encuentran en la tabla:

<u>Tiempo en horas</u>	<u>Presiones en lib/II²</u>
0	150
1	200
5	329



<u>Tiempo en horas</u>	<u>Presiones en lib/II²</u>
10	401.5
15	430.5
20	442.2
24	450

Estas curvas se tomaron como guía en los cálculos del Nivel de fluido, para determinar el ciclaje diario en la producción de los pozos, debido a que tienen características similares como son: el índice de productividad que es el promedio de la zona "A", las presiones de fondo y fluentes que son también promedios en estos pozos.

ANÁLISIS DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS

Este análisis se realiza, para determinar el tipo de flujo que se empleará, es decir si será de gas lift con t n u o gas lift intermitente.

El tipo de flujo que se va a emplear, se escoge luego de analizar las presiones de fondo y los Indices de productividad de los pozos, siguiendo la clasificación arbitraria de estos factores, que es como sigue:

Presiones de fondo:

Altas : Si son suficientes para soportar una columna de fluido igual al 70% o más de la profundidad total del pozo.

Intermedias: Si son suficientes para soportar una columna

de fluido entre 40 y 70% de la profundidad del pozo.

Bajas: Si son suficientes para soportar una columna de fluido menos del 40% de la profundidad del pozo.

Indices de Producción:

Altos : Si sobrepasan a 1.00

Intermedio: Desde 0.30 a 1.00

Bajo : Menos que 0.30

Para clasificar que tipo de flujo (intermitente o continuo), se debe aplicar a un pozo, se debe de tener en cuenta la siguiente tabla:

<u>Presión de fondo</u>	<u>Indice de Productividad</u>	T de erac
alta	bajo	intermitente
alta	intermedio	continuo o intermitent
alta	alto	continuo
intermedia	bajo	intermitente
intermedia	intermedio	continuo o intermitent
intermedia	alto	continuo
baja	bajo	intermitente
baja	intermedio	intermitente
baja	alto	intermitente

TIPO DE OPERACION ESCOGIDA

Los tipos de operación existente para las prácticas modernas del gas lift se clasifican en dos categorías separadas y distintas que son:

1.- Flujo intermitente: (Flow by slug lifting), que consiste en inyectar gas bajo una columna de fluido a una presión y volumen tal, que pueda entregar el fluido en un punto de descarga en la superficie, con un mínimo de areación, slippage y fricción.

2.- Flujo continuo: (Flow by areation), que consiste en la areación de una columna de fluido por la continua inyección de gas, más abajo de la gradiente flowing hasta que alcance la presión de fondo capaz de deliberar fluido continuamente en el punto de descarga en la superficie.

Para escoger el tipo de operación es necesario analizar las características individuales de cada pozo. Para nuestro caso particular, en que los pozos tienen una presión fluente de fondo bastante baja y un índice de productividad de $0.5 B/A_p$, que en el cuadro anterior estaría clasificado como intermedio; el tipo de operación que más le conviene a estos pozos será la de flujo intermitente.

CAPITULO IV

TIPO DE LA INSTALACION

Los tipos de instalación de los pozos han sido es cogidos de acuerdo a la presión disponible que se ha con siderado 400 # como máxima y 380 # como presión de arran- que (Kick-off pressure), y de acuerdo a los niveles de trabajo y presión de trabajo del sistema.

Además se ha tenido en cuenta las tablas recomen- dadas para el País que han sido extractadas de las expe - riencias de la IPCO. y del Drilling and Production Practi ce que son:

TABLA N° 1

DESCRIPCION

- Tipo A.- Macarroni 3/4" con flujo por el tubo de 3/4" tu- bing de 2" L.D.
- Tipo B.- Macarroni de 1" con Flujo por el tubo de 1" tu- bing de 2" L.D.
- Tipo C.- Macarroni 3/4 con Flujo anular por tubing de 2"
- Tipo D.- Flujo por tubing con Packer y tubo de sumergen- cia (Dip-tube).
- Tipo E.- Flujo por tubing 2" Convencional
- Tipo E'.- Flujo por tubing 2 1/2" con Packer
- Tipo F.- Flujo por tubing de 1 1/2 con Packer
- Tipo G.- Macarroni de 1 1/2 flujo por tubo de 1 1/2 tubing de 2 1/2".

Tipo L.- Flujo por tubing 2 1/2 con packer y dip-tube

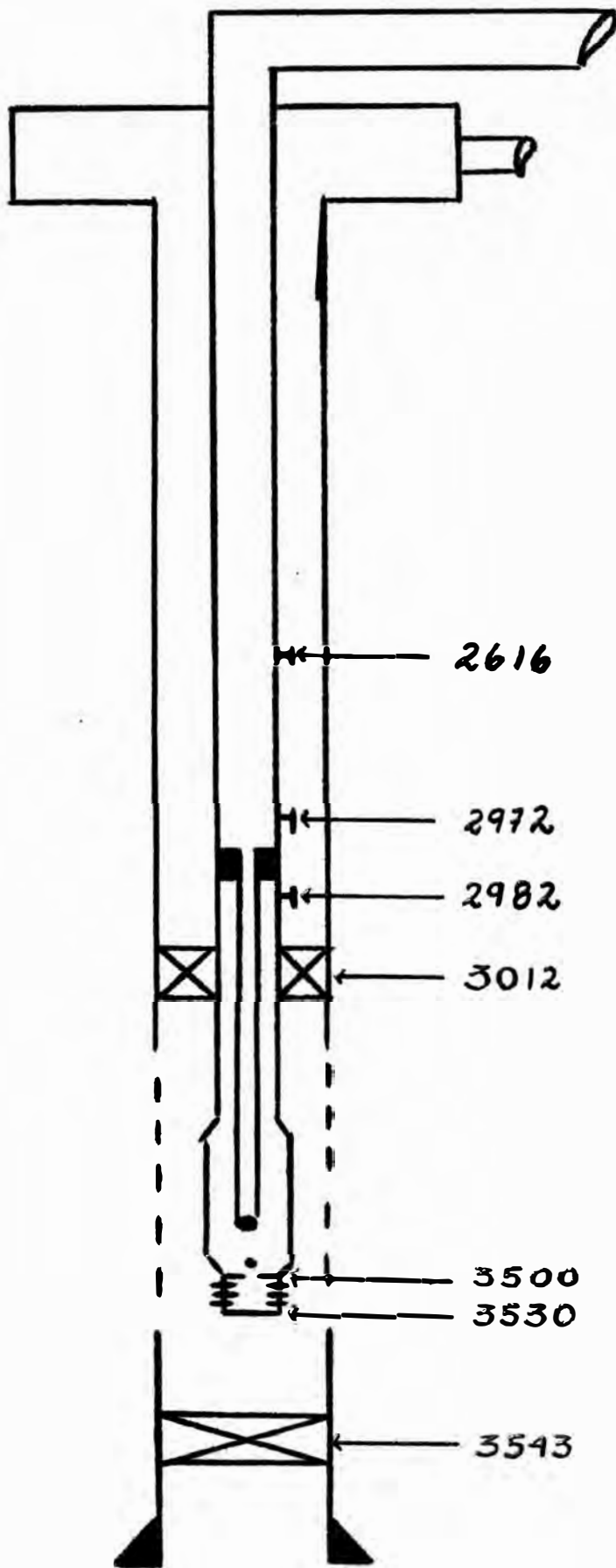
Tipo M.- Flujo por tubing 2 1/2" convencional.

TABLA DE SELECCION

B P D	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
0 - 5	A - B	B	B	B	B		
5 -10	B	BFD	BFD	BFD	BG	B	
10-20	B	BFD	BFD	BFD	BG	B	D
20-40	BCFD	BFD	BFD	BFD	GD	D	D
40-60	BCFD	BD	BD	DFG	DG	D	D
60-80	CDB	CD	DG	DFG	DG	D	D
80-100	CD	CD	DG	DEG	D	D	D
100-120	CDE	CDE	DEG	DE	DEL	DL	DL
120-140	CDE	CDE	DE	E	EL	EL	LE
140-160	CE	CDE	DE	E	E	EL	LE
160-200	CE	CE	EL	EL	EL	LE	LE
200-230	EL	EL	EL				
230-300	EL	EL	EL				
300-600	ELM						
600-1000							

DISEÑO DE LA INSTALACION

En este acápite se desarrollará los cálculos detallados de las instalaciones para los pozos que se han escogido, de la siguiente manera:



POZO-PB-160

POZO Pb-160

Datos:

Máxima presión disponible	=	400 #
Presión de arranque	=	380 #
Presión estática de fondo	=	400 #
Presión fluente mínima	=	120 #
Contra presión del tubing	=	20 #
Temperatura de superficie	=	80°F
Temperatura a cualquier profundidad	=	80°F + 1.38 h' / 100
Temperatura promedio	=	$\frac{80°F + 1.38 \times 35.43 + 80}{2} = 104.5$
Nivel estático de fondo	=	$\frac{P_{sf} - P_t}{GS} = \frac{400 - 20}{0.382} = 1000'$
Gradiente estática con agua	=	0.382
Índice de productividad	=	0.5
Producción esperada	=	$(400 - 120) \times 0.5 = 140 \text{ B/D}$
WOR	=	1.2
API del crudo a 60/60	=	40°
Diferencial a través de la válvula	=	100 #
Presión de abertura de la válvula operativa	=	330 #
Entubado de 7"-23 #	-	J-55 hasta 492.76
Entubado de 7"-20 #	-	J-55 de 492.76 a 3570.75
De Squeeze packer	a	3543'
Rellenado de	a	3543' a 3950'

CALCULO DE LA INSTALACION

Las prácticas en las instalaciones de gas lift recomiendan emplear en pozos de bajas presiones de fondo este tipo de cámara de acumulación con tubo de emersión (dip tube), siempre y cuando la presión disponible sea suficiente para levantar la columna que en psi representa el tamaño del dip-tube.

Para el cálculo de la instalación se tendrá en cuenta los siguientes datos tomados de las prácticas realizadas en los campos petroleros de la E.P.F. e IPCO.

El Nivel de la sarta perforada se coloca a la altura de la última perforación..... 3530'
Nivel del Sitting nipple 3510'
El nivel del packer debe situarse a 20' encima de las perforaciones 3012'
Nivel de la última válvula, una junta encima del packer 2982'
Nivel de la última válvula de la sarta 2972'

Cálculo del espaciamiento de la primera válvula.- Para el cálculo del espaciamiento de la primera válvula aplicamos la fórmula siguiente:

$$L_1 = N + \frac{P_a - D_v}{\left[1 + \frac{A_s}{A_t}\right] G_g}$$

donde:

L_1 = Profundidad de la primera válvula a la superficie.

H = Nivel estático de fluido de la superficie = $3543 - 1000 = 2543'$

P_a = Presión de arranque (Kick-off) = 380 #

D_v = Presión diferencial a través de la válvula = 100 #

A_a = Area del anillo $\frac{\pi}{4} (D_o^2 - D_c^2) = \frac{\pi}{4} (6.456^2 - 2.375^2) = \frac{\pi}{4} 36$

A_t = Area del tubing = $\frac{\pi}{4} P_t^2 = \frac{\pi}{4} (1.995)^2 = \frac{\pi}{4} 3.98$

G_s = Gradiente estática = 0.382

Reemplazando valores en la ecuación (1) tendremos:

$$L_1 = 2543 + \frac{380 - 100}{\left[1 + \frac{36}{3.98}\right] 0.382} = \frac{280}{(1+9.05) 0.382} + 2543$$

$$L_1 = 2543 + \frac{280}{10.05 \times 0.382} = 2543 + 73$$

$$L_1 = 2616'$$

Para el cálculo de la segunda válvula aplicamos:

$$L_2 = \frac{P_{w2} - L_1 G_f - P_a}{G_s}$$

donde:

L_2 = profundidad de la primera a la segunda válvula.

P_{w2} = presión opuesta a la válvula # 2 un instante antes de abrir =

L_1 = profundidad de la superficie al nivel de la válvula # 1 = 2216'

P_a = presión del separador = 20 #

Gf = Gradiente flowing encima de la lra. válvula=0.0362
(tomada de las curvas para tubing de 2" del Manual de
"Merla Tool Corporation")

Gs = Gradiente estática del fluido = 0.382

Reemplazando valores:

$$L_2 = \frac{350 - 2616 \times 0.0366 - 20}{0.382} = \frac{330 - 96}{0.382}$$

$$L_2 = \frac{234}{0.382} = 613 \text{ ft.}$$

Profundidad total de L2:

$$L_2 = 613 + 2616'$$

$$L_2 = 3229'$$

Como la válvula debe colocarse a 2972', la diferencia entre esta cantidad y la calculada, se reparte proporcionalmente ya sea aumentando o disminuyendo las profundidades calculadas como sigue:

$$L_1 = \frac{2616 \times 257}{5845} = 115 \dots\dots\dots L_1 = 2601'$$

$$L_2 = \frac{3229 \times 257}{5845} = 142 \dots\dots\dots L_2 = 2972'$$

Como se puede notar, para L1 = 2601, el nivel del fluido estaría más bajo que el nivel de la válvula, luego se debe subir los 257' la válvula del fondo y las profundidades serán:

$$L_1 = 2616'$$

$$L_2 = 2982'$$

Es conveniente analizar si la contra presión en el tubing no es mayor que la presión en el espacio anular opuesta a la válvula operativa, y que esta diferencial de presión sea de 25 psi como mínimo ($P_t = P_s + G_p L_1 + G_g L_2$)

$$P_t = 20 + 2616 \times 0.0366 + (613-257) 0.382$$

$$P_t = 20 + 96 + 35.6 \times 0.382 = 20 + 96 + 131$$

$$P_t = 247 \text{ psi}$$

$$P_w = 330 \text{ psi en la cabeza, a } 2982 = P_v = 354.4 \text{ psi.}$$

Este valor se saca de las curvas que dan el peso de la columna de gas para diferentes profundidades. Luego la diferencial de presión es:

$$354.4 - 247 = 101.4 \text{ psi}$$

Esta diferencial asegura que la válvula abra.

CALCULO DEL GOR.— El cálculo del GOR es un factor importante para determinar mejor las características de la válvula operativa.

Hay muchas maneras de calcular la cantidad de Gas cuando la instalación está colocada pero cuando todavía la instalación no está colocada, para estimar esta cantidad de gas el profesor C.V. Kirckpatrick en el manual "The power of Gas" recomienda la siguiente fórmula:

$$I.G.O.R. = \frac{W_o}{W_g} \frac{E}{E}$$

donde:

I.G.O.R. = Cantidad de gas a inyectar para levantar un barril de petróleo desde el fondo hasta la superficie en ft^3/B .

W_o = Trabajo necesario para levantar un barril de petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie en $\text{ft} \cdot \#$.

W_g = Trabajo realizado por el Gas al expandirse isotermicamente (se considera la expansión isotérmica para el efecto de los cálculos, por ser la que más se asemeja a la realidad).

η = Eficiencia del sistema.

Para aplicar esta fórmula en los datos obtenidos tendremos que hallar los valores de los términos en la forma siguiente:

$$W_o = h \times d$$

donde:

h = profundidad del nivel estático en pies, en nuestro caso desde el nivel de la sarta productora o sea 3510'

d = peso de un barril de aceite en libras, en este caso agua + petróleo.

Hallamos el valor de la densidad:

$$\text{G.S. del } H_2O = 1$$

$$\text{G.S. del oil} = 0.8251$$

$$W O R = 1:2$$

$$\text{G.S. promedio} = \frac{1 \times 1}{3} + \frac{0.8251 \times 2}{3} = 0.886$$

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times 0.886 \times 3510' = 1'065,000 \frac{\text{\# - lb}}{\text{B}}$$

$$W_o = 1'065,000 \frac{\text{\# - ft}}{\text{Barril}}$$

Para hallar W_o aplicamos la siguiente fórmula:

$$W_o = 144 P_B V \ln \frac{P_v}{P_w}$$

donde:

P_B = presión base (14.7 psia).

V = Volumen de un ft^3 de gas

\ln = Logaritmo Neperiano

P_v = presión de trabajo de apertura de la válvula en psia.

P_{w_t} = presión en la cabeza del tubing.

Reemplazando valores tendremos:

$$W_g = 144 \times 14.7 \times 1 \times \ln \frac{P_v}{P_{w_t}}$$

$$W_g = 2116.4 \times \ln \frac{P_v}{P_{w_t}}$$

$$P_v = P_w + AP$$

donde:

P_w = Presión de apertura de la válvula en la superficie.

AP = Presión de la columna de gas desde la superficie al nivel de la válvula. (Se ha tomado este valor de cartas que se encuentran en los manuales de Gas lift).

$$W_o = 2116.4 \ln \frac{P_v}{P_w} = \ln \left(\frac{330 + 24.4 + 15}{20 + 15} \right) \times 2116.4$$

$$W_g = 2116.4 \ln \frac{369.4}{35}$$

$$W_g = 2116.4 \times \frac{5.910}{3.548} = 3520 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

$$W_g = 3520 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

Para hallar la eficiencia aplicamos la siguiente fórmula empírica:

$$E = 0.6 \left[1 - 0.05 \times \frac{h}{100} \right]$$

donde:

h = profundidad en miles de pies

$$\text{luego: } E = 0.6 \left[1 - 0.05 \times 3510 \right]$$

$$E = 0.495$$

Reemplazando valores:

$$\text{IGOR} = \frac{W_o}{W_g E} = \frac{1'065,000}{3520 \times 0.495}$$

$$\text{IGOR} = 612 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Como WOR: 1 ½ 2

$$\text{IGOR} = \frac{612 \times 3}{2} = 918 \text{ ft}^3/\text{Barril STO}$$

$$\text{IGOR} = 918 \text{ ft}^3/\text{STO}$$

Hallamos el GOR en solución en el petróleo a la temperatura del reservorio 104.5 °F, 40° API y SE del Gas 0.6 en el apéndice I del Manual "The power of Gas" El resultado para una presión estática de fondo de 400 psi es:

$$\text{GOR en solución} = 60 \text{ ft}^3/\text{B}$$

$$\text{GOR de inyección} = 918 - 60 = 858 \text{ ft}^3/\text{B STO}$$

Luego se calcula el Gas que pasará a través de la válvula en MSCFD, multiplicando el GOR de inyección por los barriles de aceite que se producen

$$\text{MSCFD} = 858 \times \frac{140}{3} \times 2 \times \frac{1}{1000} = 80$$

Este valor se multiplica por un factor 1.1

$$\text{MSCFD} = 80 \times 1.1 = 88$$

Luego se halla la diferencial entre la presión de inyección y la contrapresión en el tubing. Como el dip-tube aproximadamente tendrá: $3500' - 2978' = 528$; la contrapresión del tubing para la válvula que opera la cámara se

$$P_t = 20 + 2972 \times 0.0369 + 528 \times 0.382$$

$$P_t = 20 + 108 + 200 = 328$$

$$P_t = 328 \text{ psi}$$

$$P \text{ inyección} = 380 \text{ psi}$$

la diferencial de presión será:

$$D = 380 - 328 = 52 \text{ psi}$$

$$D = 52 \text{ psi}$$

En cartas como el apéndice V del Manual de la "Camco" encontramos que para una diferencial de presión entre el tubing y la presión de inyección, y con un MSCFD de 88 necesitamos emplear una válvula de $5/16''$ de compuerta (port size).

Este mismo manual recomienda para este tipo de instalación válvulas con compuerta de 5/16" para las descargas.

Como se podrá notar la válvula que opera la cámara de acumulación se encuentra situada a solo 10' debajo de la última válvula de la sarta. Se puede pensar que esta válvula ha sido colocada arbitrariamente, pero nosotros sabemos que el punto de levantamiento del petróleo o mejor dicho la columna líquida no se encuentra al nivel de la válvula que opera a la cámara, sino al final del tubo Eductor o dip-tube. Luego la válvula que opera la cámara de acumulación, teóricamente levantará el fluido de la cámara al nivel de la última válvula de sarta.

Cálculo de la cámara de acumulación.- Para calcular la longitud de la cámara se tendrá en cuenta que en la cámara no se cree una columna de presión en el tubing mayor que la presión de la válvula que opera la cámara. La fórmula es:

$$L_c = \frac{P_{ac} - P_t}{G_s - (R_{ct} + 1)}$$

donde:

L_c = longitud de la cámara de acumulación.

P_{ac} = presión de abertura de la válvula que opera la cámara, en este caso = 330 psi.

P_t = contra presión en el tubing = 2972 x 0.0369

G_s = Gradiente estática del fluido

Ret = Razón del volumen de la cámara al volument del tubing.

Si utilizamos cámara de 3 1/2" tendremos:

$$L_c = \frac{330 - 2972 \times 0.0369}{0.382 \left(\frac{0.01223}{0.00387} \right) + 1}$$

$$\text{Luego: } L_c = \frac{530}{3.16+1} = \frac{530}{4.16}$$

$$L_c = 122'$$

Capacidad en barriles de la cámara = 122'x0.01223=1.49

Luego 122' equivalen a 1.55 barriles de fluido.

Ciclos de inyección..- Para encontrar el número de ciclos, se aplica la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{Ciclos}}{\text{Diaríos}} = \frac{\text{Producción diaria}}{\text{Capacidad de la botella} \times N}$$

donde:

N = Eficiencia del Fall Back que se considera como:

$$(1-0.4) = 0.6$$

Luego para nuestro caso tenemos:

$$C/D = \frac{140}{1.49 \times 0.6} = 152$$

$$C/D = 152$$

Los 152 ciclos no son comerciales. La CAMCO fábrica el tipo Ac para control de la inyección de gas con 1,4,6,8, 12, y 24 ciclos por hora. Para este caso se utilizará uno de 6 ciclos por hora o sea 144 ciclos por día.

Luego para este ciclaje se recalcula la cámara de acumulación:

$$\text{Volumen de la cámara} = \frac{140}{0.6 \times 144} = 1.62 \text{ barriles}$$

$$\text{Longitud de la cámara} = 1.62/0.01223 = 132'$$

De acuerdo con la curva de crecimiento de la presión de fondo (build-up curve), la presión fluente a los 10 minutos, que el tiempo que demora un ciclo en un Intermitter Camco de 144 ciclos diarios, será de 128 psi.

La altura de fluido en la operación (Nivel de trabajo)

$$N_t = \frac{P_{fx} - P_s}{g_e}$$

donde:

N_t = nivel de trabajo en ft.

P_{fx} = Presión fluente después de que el pozo ha estado cerrado durante un tiempo x , en este caso durante 10 minutos.

P_s = Presión del separador en psi = 20 #

G_e = Gradiente estática en psi/ft = 0382

Aplicando la fórmula para el caso presente, tendremos:

$$N_t = \frac{128 - 20}{0.382} = 306'$$

Luego el fluido subirá hasta:

$$3543 - 306 = 3237'$$

Esto asegura que se llene los 132' pies de la cámara de acumulación.

Tiempo de Inyección.- El tiempo de inyección que se empleará en este pozo dependerá del choke que empleemos, o sea de la cantidad de Gas que deja pasar, del GOR y de acuerdo con la diferencial que hay entre la línea y el anillo.

El choke es utilizado para levantar la eficiencia del sistema y esto se explica de la siguiente manera:

Como se necesitan grandes volúmenes instantáneos de gas para la operación del sistema, con solo colocar un choke en la línea de abastecimiento de gas en la superficie, este decrece la demanda de instantánea de gas, pues va inyectando gas continuamente, evitando además la variación de la presión de inyección.

El tiempo de inyección se calcula de la siguiente manera:

$$T \text{ inyección} = \frac{\text{GOR} \times \text{Bls/día}}{\text{SCF/M}}$$

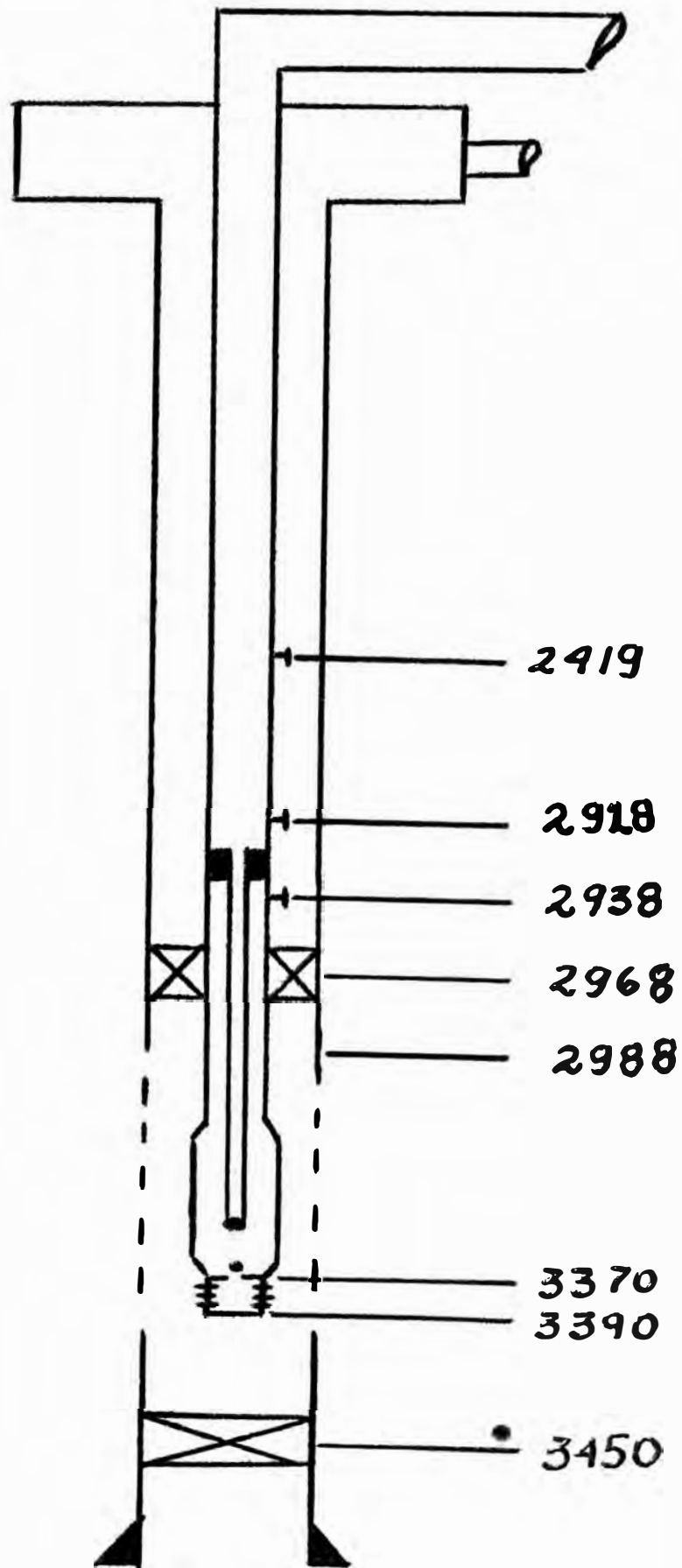
donde:

GOR = Relación gas, aceite agua en ft^3/B

Bls/día = Producción diaria.

SCF/M = Cantidad de gas que deja pasar el choke por minuto.

El tamaño del choke en pulgadas se escoje para una presión de 400 # en la línea y 330 que la presión de operación cuando en el pozo opera la válvula de la cámara de acumulación.



POZO PB-165

POZO Pb - 165

Datos:

Máxima presión disponible = 400 #
Presión de arranque = 380 #
Presión de fondo = 450 #
Presión fluente de fondo = 150 #
Contrapresión en el tubing = 20 #
Temperatura de superficie = 80°F
Temperatura a cualquier profundidad = $80^\circ + 1.38 \text{ h}'/100$
Temperatura promedio = $\frac{80+80+1.38 \times 34.90}{2} = 104$
Nivel estático de fluido = $\frac{\text{Psf}-\text{Pt}}{0.376} = \frac{450-20}{2} = 1145'$
Gradiente estática con agua = 0.376
Índice de productividad = 0.5
Producción esperada = $(450-150) \times 0.5 = 150 \text{ B/D}$
WOR = 1.2
API del crudo a 60/60 = 40°
Gravedad del Gas = 060
Diferencial a través de la válvula (operativa) = 100 #
Presión de apertura de la válvula operativa = 330 #
Entubado de 7" -23 # - J-55 hasta 488.13'
Entubado de 7" - 20 # -J-55 hasta 3441.86
Float shoe 3390 - 2988
Fondo del pozo 3490

CALCULO DE LA INSTALACION

Se utilizará cámara de acumulación con packer y dip tube, el flujo por tubing de 2" EUE.

Siguiendo con las recomendaciones prácticas:

El Nivel de la sarta perforada	3390'
Nivel del Sitting nipple	3370'
Nivel del packer	2968'
Nivel de la última válvula	2938'
Nivel de la última válvula de la sarta...	2928'

Cálculo del espaciamiento de válvulas.- Aplicando la fórmula tenemos:

$$L_1 = (3490-1145) + \frac{380 - 100}{(1+9.05)0.376} = \frac{280}{10.05 \times 0.376} + 2345$$

$$L_1 = 2345 + 74$$

$$L_1 = 2419'$$

Para la segunda válvula tenemos:

$$L_2 = \frac{350 - 2419 \times 0.0364 - 20}{0.376} = \frac{310 - 88}{0.376}$$

$$L_2 = \frac{242}{0.376} = 644 \text{ ft.}$$

Profundidad total de L2:

$$L_2 = 644 + 2419 = 3063'$$

Como esta profundidad debe ser corregida, se levantará la última válvula (3063' - 2928'), en 135'. Esto se puede realizar debido a que al levantar la válvula operativa la contrapresión del tubing disminuye, debido a la menor profundidad de la columna.

Algunos autores consideran un factor de seguridad en las fórmulas, que serían:

$$L_2 = \frac{Pw_2 - Li Gf_1 - Ps - C}{GS}$$

donde:

C = un factor de seguridad en Psi.

Cálculo del GOR.- Aplicando, para estimar la cantidad de Gas tendremos:

$$W = 350 \text{ \#/B} \times \frac{0.8251 \times 2 + 1}{3} \times 3380'$$

$$W = 350 \text{ \#/B} \times 0.886 \times 3380' = 1'049000 \frac{\text{\#-lb}}{B}$$

$$W = 1'049,000 \frac{\text{\#-ft}}{B}$$

Para hallar W_o aplicamos:

$$W_o = 2116.4 \text{ Ln } \frac{365}{35} =$$

$$W_o = 2116.4 \times \frac{5.9}{3.548} = 3500 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

$$W_o = 3500 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

La eficiencia se calcula:

$$E = 0.6 \left[1 - 0.05 \times 33.80 \right]$$

$$E = 0.499$$

$$\text{I.G.O.R.} = \frac{1'049,000}{3500 \times 0.499} = 601 \text{ ft}^3/\text{Barril}$$

Como el WOR = 1.2 tenemos:

$$\text{IGOR} = \frac{601 \times 3}{2} = 900 \text{ ft}^3/\text{Barril}$$

$$\text{IGOR} = 900 \text{ ft}^3/\text{Barril}$$

Para determinar las características de la válvula operativa se procede como el caso anterior:

$$900 \text{ ft}^3/\text{B} - 80 \text{ ft}^3/\text{B} \text{ de GOR en solución} = 820 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Hallamos el Gas que pasa a través de la válvula:

$$\text{MSCFD} = 820 \times \frac{150 \times 2}{3} \times \frac{1}{1000} = 82$$

Multiplicando por el factor 1.1

$$\text{MSCFD} = 82 \times 1.1 = 90.2$$

La Diferencial entre la presión de inyección y la contrapresión del tubing, sabiendo que la longitud del dip tube es aproximadamente: $3360' - 2928 = 432'$ es:

$$380 - [162 + 105 + 20] = 93$$

En las cartas encontramos para psi de diferencial y 90.2 MSCFD, una válvula operativa de 5/16" de compuerta (portsice). Las válvulas de descarga se tomarán con compuertas de 3/16"

Cálculo de la Cámara de acumulación. - Aplicamos la fórmula y tenemos para cámara de 3 4/2:

$$L_c = \frac{330 - 2928 \times 0.037 - 20}{0.376 \left[\frac{0.01223}{0.00387} \times 1 \right]}$$

$$L_c = \frac{330 - 105 - 20}{0.376(3.16 + 1)} =$$

$$L_c = \frac{205}{0.376 \times 4.16}$$

Capacidad con barriles = $130 \times 0.01223 = 1.59$

El número de ciclos diarios será:

$$C/D = \frac{150}{1.59 \times N}$$

$N = (1 - 0.4) = 0.6$ eficiencia del fall back

Luego: $C/D = \frac{150}{1.59 \times 0.6} = 152$

$$C/D = 152$$

El tipo de control AC de la CAMCO da un ciclaje de 144 al día. Para este valor recalculamos la cámara de acumulación.

$$V_c = \frac{150}{0.6 \times 144} = 1.735 \text{ Barriles}$$

Luego: $L_c = \frac{1.735}{0.01223} = 142'$

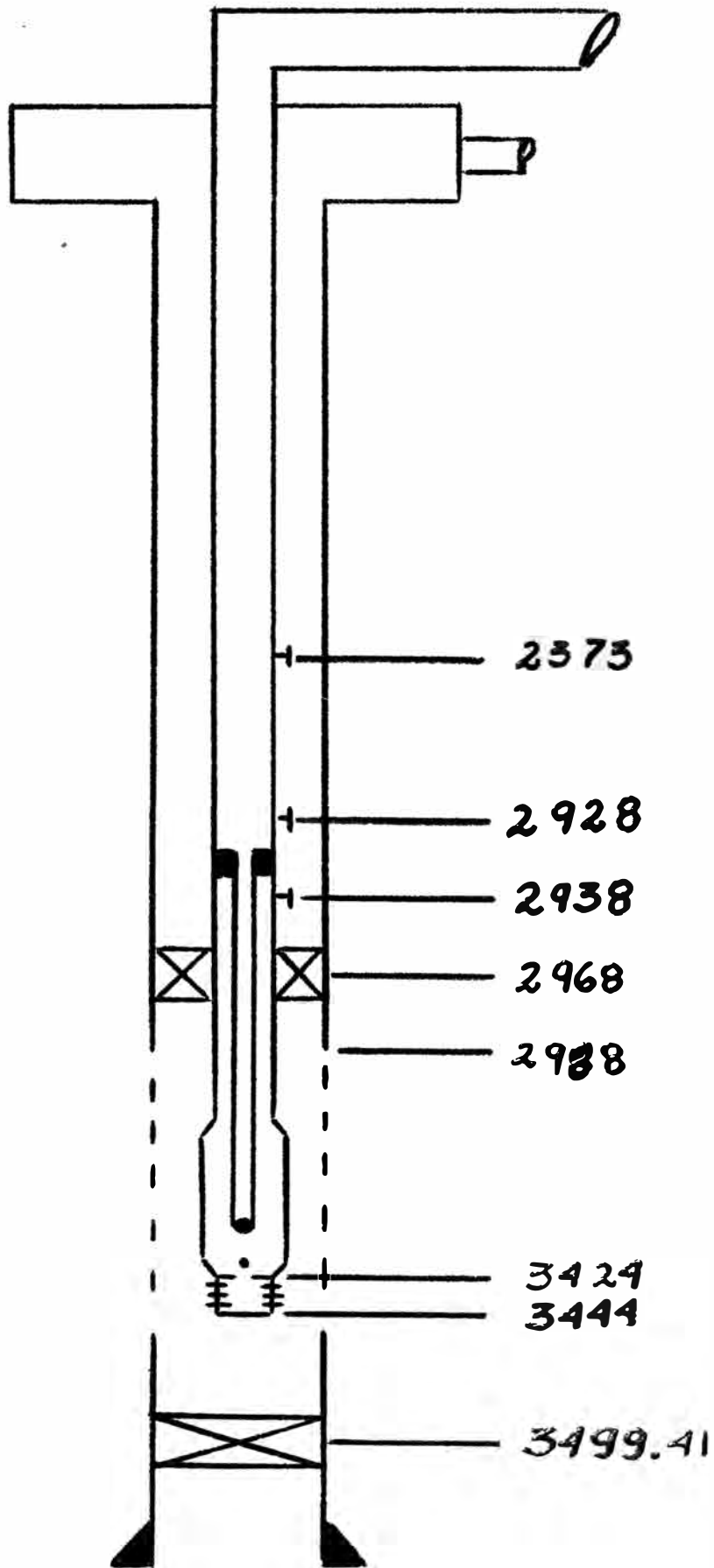
La curva de crecimiento de la presión de fondo para este ciclaje da 160 psi, luego el nivel de fluido será:

$$N_t = \frac{160 - 20}{0.376} = 372'$$

El fluido alcanza:

$$3450 - 372' = 3078$$

Esto asegura que se llene los 142' de longitud de la cámara.



POZO PB-168

POZO Pb - 168

DATOS

Máxima presión disponible	= 400 #
Presión de arranque	= 380 #
Presión estática de fondo	= 450 #
Presión fluente mínima de fondo.	= 150 #
Contrapresión de tubing	= 20 #
Temperatura de superficie	= 80°F
Temperatura a cualquier pro fundidad	= 80°F + 1.38 h'/100
Temperatura promedio	= $\frac{80+80+1.38 \times 35.20}{2} = 104.5$
Nivel estático de fluido	= $\frac{P_{sf} - P_t}{0.357} = \frac{450.20}{0.357} = 1.205$
Gradiente estático con agua	= 0.357
Indice de productividad	= 0.5
Producción esperada	= (450-150)x0.5 = 150 B/D
WOR	= 1 + 10
API del crudo a 60/60	= 43.8°
Gravedad del Gas	= 0.60
Diferencia a través de la válvula	= 100 #
Presión de abertura de la válvula	= 330 #
Entubado de 7" - 23 # - 1.55 hasta 451.81'	
Entubado de 7" - 23 # - 1.55 hasta 3441.86'	

Float shoe a 3499.41'

Baleado entre 3444 - 2988'

Fondo del pozo 3520

Cálculo de la Instalación

La instalación que se utiliza en este pozo será cámara de acumulación, con packer y dip-tube con flujo por tubing de 2" EUE.

Nivel de la sarta perforada	3444'
Nivel del sitting nipple	3424'
Nivel del packer	2968'
Nivel de la última válvula	2938'
Nivel de la última válvula de la sarta	2928'

Cálculo del espaciamento de válvulas.- Aplicando fórmulas tenemos:

$$L_1 = (3500 - 1205') + \frac{380 - 100}{(1+9.05)0.357} =$$

$$L_1 = 2295' + \frac{380 - 100}{(10.05)0.357}$$

$$L_1 = 2295' + 78$$

$$L_1 = 2373'$$

Para la segunda válvula:

$$L_2 = \frac{350 - 2373 \times 0.0363 - 20}{0.357} = \frac{330 - 86}{0.357}$$

$$L_2 = \frac{244}{0.357} = 684'$$

Profundidad total de L_2 :

$$L_2 = 2373 + 684'$$

$$L_2 = 3001'$$

Como la última válvula debe de estar a 2938', la diferencia entre lo calculado y 2938' es 129' que deberá subir la última válvula.

Luego las válvulas serán 2 y serán colocadas:

$$L_1 \text{ a } 2373'$$

$$L_2 \text{ a } 2938'$$

Cálculo del GOR. - aplicamos la fórmula:

$$GOR = \frac{W_o}{W_g E}$$

donde:

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times \frac{1 + 10 \times 0.8072}{11} \times 3424$$

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times 0.825 \times 3424$$

Hallamos W_g :

$$W_g = 2116.4 \ln \frac{369}{35}$$

$$W_g = 2116.4 \ln \frac{5.91}{3.548} = 3520 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

$$W_g = 3520 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

Hallamos la eficiencia:

$$E = 0.6 [1 - 0.05 \times 3424]$$

$$E = 0.497$$

donde:

$$GOR = \frac{987,000}{3520 \times 0.497} = 565 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Como el WOR = 1: 10

$$GOR = \frac{565 \times 3}{2} = 850 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Para determinar mejor las características de la válvula operativa:

$$850 \text{ ft}^3/\text{B} - 90 \text{ GOR en solución} = 760 \text{ ft}^3/\text{B}$$

$$C/D = \frac{150}{1.69 \times N}$$

$N = (1-0.4) = 0.6$ de eficiencia al Fall back

$$C/D = \frac{150}{0.6 \times 144} = 148$$

$$C/D = 148$$

El ciclo más próximo es 144 ciclos diarios. Para este valor se recalcula la cámara:

$$V_0 = \frac{150}{0.6 \times 144} = 1.735 \text{ barriles}$$

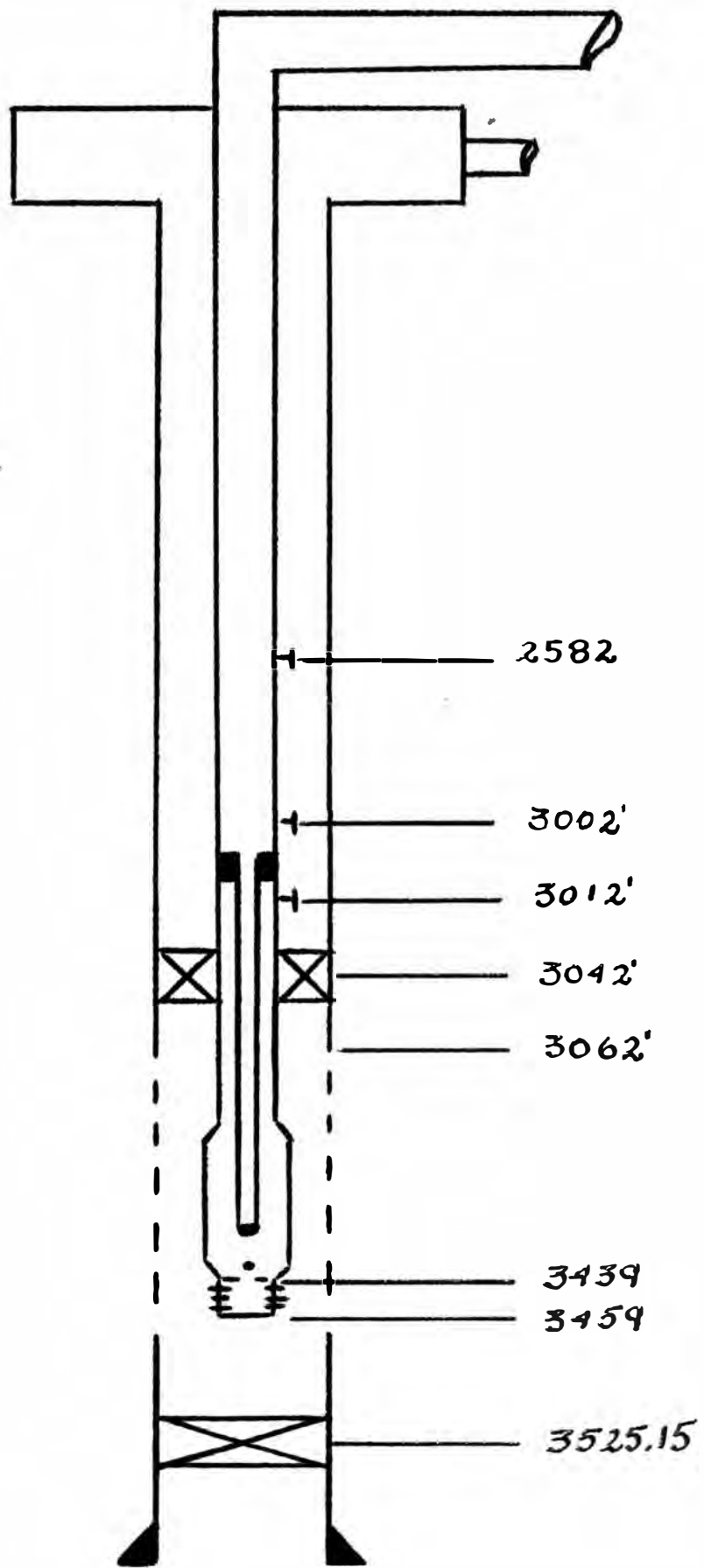
$$V_0 = 1.735 \text{ barriles.}$$

Luego:

$$L_0 = \frac{1.735}{0.01225} = 142'$$

La causa de crecimiento de la presión de fondo dará 168 psi. y el Nivel de trabajo será:

$$N_t = \frac{168 - 20}{0.357} = 392'$$



POZO PB-177

Este nivel de fluido asegura que se llenan los 142' de la cámara.

POZO Pb - 177

Datos:

Máxima presión disponible	=	400 #
Presión de arranque	=	380 #
Presión de fondo	=	400 #
Presión fluente mínima	=	120 #
Contrapresión del tubing	=	20 #
Temperatura de superficie	=	80°F
Temperatura a cualquier profundidad	=	$80 + 1.38 \times h' / 100$
Temperatura promedio	=	$\frac{80+80+1.38 \times 35.25}{2} = 104$
Nivel estático de fluido	=	$\frac{P_{sf}-P_t}{\gamma_s} = \frac{400-20}{0.372} = 1020$
Gradiente estática con agua	=	0.372
Índice de productividad	=	0.5
Producción esperada	=	$(400-120) \times 0.5 = 140 \text{ B/D}$
WOR	=	3:10
API del crudo a 60/60	=	43.8
Gravedad del Gas	=	0.60
Diferencia a través de la válvula	=	100 #

Presión de abertura de la válvula operativa = 330 #

Entubado de 7" - 23 # - N-80 hasta 1079.39'

Entubado de 7" - 20 # - J-55 hasta 3541.69'

Float collar a 3525.15'

Float Shoe a 3560.19'

Baleado entre 3062' - 3459'

Profundidad 4378'

CALCULO DE LA INSTALACION

La instalación que se empleará en este pozo será cámara de acumulación con dip-tube y packer, flujo por tubing de 2" EUE.

Nivel de la sarta perforada	3459
Nivel del sitting nipple	3439
Nivel del packer	3042'
Nivel de la última válvula	3042'
Nivel de la última válvula de la sarta	3002'

Cálculo del espaciamiento de las válvulas. - Aplicando fórmulas tenemos:

$$L_1 = (3525 - 1020) + \frac{380 - 100}{(12 \times 9.05) \times 0.372}$$

$$L_1 = 2505 + \frac{280}{10.05 \times 0.372}$$

$$L_1 = 2505 + 77$$

$$L_1 = 2582$$

Para la segunda válvula:

$$L_2 = \frac{350 - 2582 \times 0.0365 = 20}{0.372} = \frac{330 - 96}{0.372}$$

$$L_2 = \frac{234}{0.372} = 630$$

Profundidad total de L_2 :

$$L_2 = 2582 + 630$$

$$L_2 = 3212$$

Como la última debe ser colocada a 3002' la diferencia es $3212 - 3002 = 210'$ que deberá levantar la válvula del fondo.

Luego las válvulas serán:

$$L_1 \text{ a } 2582'$$

$$L_2 \text{ a } 3002'$$

CALCULO DEL GOR..- Aplicando fórmulas tenemos:

$$W = 350 \text{ \#/B} \times \frac{3 \times 1 \frac{1}{2} \times 10 \times 0.8072}{13} \times 3434$$

$$W = 350 \text{ \#/B} \times 0.852 \times 3434 = 1'020,000$$

$$W = 1'020,000$$

Hallamos W_0 :

$$W_0 = 2116.4 \text{ Ln } \frac{370}{35}$$

$$W_0 = 2116.4 \times \frac{5.91}{3.548} = 3520 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

$$W_0 = 3520 \frac{\text{ft} - \#}{\text{ft}^3}$$

Hallamos la eficiencia:

$$E = 0.6 | 1 - 0.05 \times 34.39 |$$

$$E = 0.496$$

$$IGOR = \frac{1'020,000}{3520 \times 0.496} = 584 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Para determinar las características de la válvula operativa:

Como el WOR = 3:10

$$IGOR = \frac{584 \times 13}{10} = 760 \text{ ft}^3/\text{B}$$

$$760 \text{ ft}^3/\text{B} - 60 \text{ GOR en solución} = 700 \text{ ft}^3/\text{B}$$

$$\text{MSCFD} = 700 \times \frac{140 \times 10}{13} \times \frac{1}{1000} \times 1.1$$

$$\text{MSCFD} = 83$$

La diferencia entre el tubing y la presión de inyección sabiendo que la longitud del dip-tube = 3429 - 3002' = 427' es:

$$380 - [427 \times 0.372 \text{ \& } 2002 \times 0.037 \text{ \& } 20]$$

$$380 - [111 \text{ \& } 159 + 20] = 90$$

Entre las cartas encontramos para 90 de psi diferencial y 83 MSCFD, una válvula operativa de 5/16" de compuerta (port size). Las válvulas de descarga se tomarán con compuertas de 3/46".

CALCULO DE LA CAMARA DE ACUMULACION.- Aplicando la fórmula para cámara de 3 1/2" tenemos:

$$L_o = \frac{330 - 3002 \times 0.037 - 20}{0.372 (4.16)}$$

$$L_o = \frac{330 - 111 - 20}{0.372 (4.16)}$$

$$L_o = \frac{199}{0.372 \times 4.16} = 128$$

$$L_o = 128'$$

Capacidad de la cámara = 128 x 0.01223 = 1.57

n = eficiencia del fall back (1-0.4) 0.6

El número de ciclos diarios será:

$$C/D = \frac{140}{1.57 \times 0.6} = 149$$

$$C/D = 149$$

El ciclaje más próximo es 144, para este valor recalculamos la cámara:

$$V_c = \frac{140}{0.6 \times 144} = 162 \text{ barriles}$$

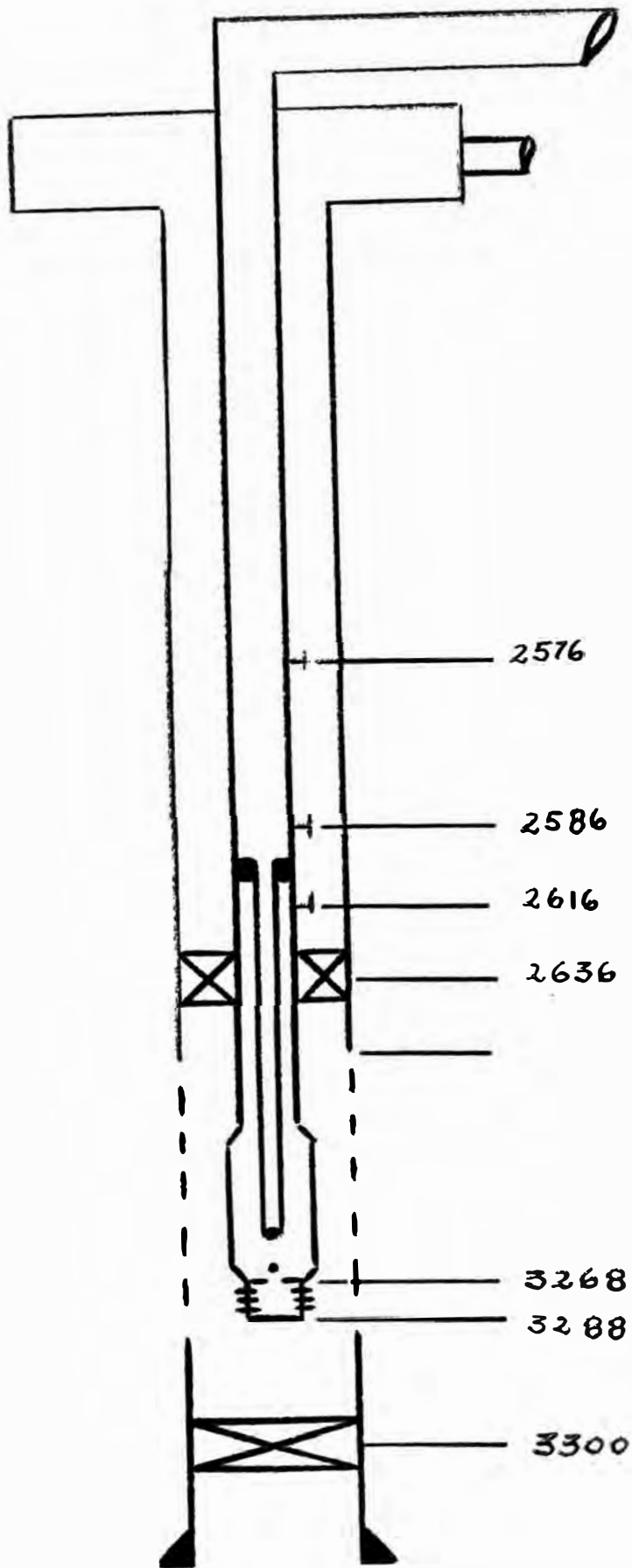
Luego:

$$L_c = \frac{1.62}{0.01223} = 132$$

La curva de crecimiento de la presión de fondo, da para este ciclaje una presión de 128 psi; luego el nivel de trabajo será:

$$N_t = \frac{128 - 20}{0.372} = 317$$

Esto asegura que se llenen los 132 pies de la cámara.



POZO PB-192

POZO PB - 192

DATOS:

Máxima presión disponible	= 400 #
Presión estática de fondo	= 400 #
Presión fluente de fondo	= 120 #
Presión de arranque	= 380 #
Contra presión del tubing	= 20 #
Temperatura de superficie	= 80°F
Temperatura a cualquier profundidad en este caso 3300	= $\frac{80+80+1.38 \times 33000}{2}$ = 102.5
Nivel estático de fluido	= $\frac{P_{sf} - P_t}{G_s} = \frac{400-20}{0.38}$ = 1140
Gradiente estática con agua	= 0.378
Índice de productividad	= 0.5
Producción esperada	= (400-120) x 0.5 = 140
WOR	= 1:3
API del crudo a 60/60	= 44.4°
Gravedad del gas	= 0.60
Diferencial a través de la válvula	= 100 #
Presión de abertura de la válvula operativa	= 330 #
Entubado de 7" - J-55 - 23#	hasta 16.45.93
Entubado de 7" - J-55 - 20#	hasta 3927.66
Entubado de 7" - J-55 - 20#	hasta 4408.81
Float shoe	a 4407.31
Packer	a 3300 pies

Profundidad a 4420

Baleado entre 3288 y 2636

CALCULO DE LA INSTALACION

Se colocará cámara de acumulación con packer y dip tube y el flujo por tubing de 2" EUE.

Nivel de la sarta perforada	3288
Nivel del sitting nipple	3268
Nivel del packer	2616
Nivel de la válvula que opera la cámara	2586
Nivel de la última válvula de la sarta	2576

Cálculo del espaciamiento de las válvulas.- Aplicando fórmulas tenemos:

$$L_1 = (3300-1140) + \frac{380 - 100}{(1+0.05)0.378}$$

$$L_1 = 2160 + \frac{380 - 100}{10.05 \times 0.378}$$

$$L_1 = 2234$$

Para la válvula N° 2:

$$L_2 = \frac{365 - 2234 \times 0/0362 - 20}{0.378}$$

$$L_2 = \frac{249}{0.378} = 659$$

Profundidad total de la válvula L₂:

$$L_2 = 2234 + 659 = 2893$$

$$L_2 = 2893$$

Esta válvula se colocará a 317 pies más arriba, o sea a 2576 pies.

Como el dip-tube tiene aproximadamente, 682 pies la válvula que opera la cámara, no tendrá una presión suficiente para levantar la columna de fluido hasta el nivel de la última válvula de la sarta, que irá 10 pies sobre el nivel de esta válvula, esto es a 2576. La válvula que opera la cámara podrá levantar una columna:

$$H = \frac{330 - 2576 \times 0.00365 - 20}{0.378}$$

$$H = \frac{310 - 97.5}{0.378} = \frac{212.5}{0.378}$$

$$H = 563'$$

Como el dip-tube de la instalación tiene 682' medidos en la forma siguiente:

Longitud del Dip-tube = Nivel del sitting nipple
(Nivel de la última válvula+10')

$$L_{\text{Dip-tube}} = 3268' - (2576 + 10')$$

$$L_{\text{Dip-tube}} = 682'$$

La diferencia entre el dip-tube y la columna que puede levantar la válvula que opera la cámara es:

$$682' - 563' = 117'$$

El dip-tube se levantará 117' del nivel que ahora tiene en la instalación o sea:

$$3258 - 117 = 3141'.$$

luego la instalación será colocada en esta forma:

Nivel de la sarta perforada	3171'
Nivel de sitting nipple	3151'
Nivel del packer	2616'
Nivel de la válvula de la cámara	2586'
Nivel de la última válvula de la sarta	2576'

CALCULO DEL GOR..- Aplicando fórmulas tenemos:

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times \frac{1 + 3 \times 0.8044}{4} \times 3141'$$

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times 0.853 \times 3141 = 940,000$$

$$W_o = 940,000 \frac{\text{\#-ft}}{\text{B}}$$

Hallamos W_g :

$$W_g = 2116.4 \times \ln \frac{564.5}{35}$$

$$W_g = 2116.4 \times \frac{589}{5.548} = 3500 \frac{\text{\#-ft}}{\text{ft}^3}$$

$$W_g = 3500 \frac{\text{\#-ft}}{\text{ft}^3}$$

Hallamos la eficiencia:

$$E = 0.6 - (1 - 0.05 \times 31.41)$$

$$E = 0.505$$

$$\text{IGOR} = \frac{940,000}{3500 \times 0.505} = 532$$

Como WOR = 183

$$\text{IGOR} = \frac{532 \times 4}{3} = 710 \text{ ft}^3/\text{B} \quad 510$$

Para determinar las características de las válvulas operativas:

$$710 \text{ ft}^3/\text{B} - 60 \text{ GOR en solución} = 610 \text{ ft}^3/\text{B}_{\text{STO}}$$

$$\text{MSOPD} = 610 \times \frac{140 \times 3}{4} \times \frac{1}{1000} \times 1.1 = 50.5$$

La diferencia entre la contra presión del tubing y la presión de inyección sabiendo que la longitud del dip-tube es 563':

$$380 - [20 + 2576 \times 0.0365 + 563 \times 0.378]$$

$$380 - [20 + 97.5 + 212.5]$$

$$380 - 310 = 70 \text{ psi}$$

Luego para 380 de presión de inyección, 70 de diferencial y 83 MSCFD las cartas dan una válvula de 5/16" de compuerta (port size). Las válvulas de descarga tendrán 5/16" de compuerta o sea la misma medida.

CALCULO DE LA CAMARA DE ACUMULACION.- Aplicando la fórmula para cámara de 3 1/2 tenemos:

$$L_c = \frac{330 - 2576 \times 0.0365 - 20}{0.378 \times 4.16}$$

$$L_c = \frac{563'}{4.16} = 135'$$

$$L_c = 135'$$

$$\text{Capacidad de la botella} = 135' \times 0.01223 = 1.65$$

$$N = (1-0.4) = 0.6 \text{ de eficiencia al fall back}$$

El número de ciclos diarios será:

$$C/D = \frac{140}{1.65 \times 0.6} = 141$$

El ciclaje más próximo es 144 ciclos diarios. Recalculamos la cámara:

$$V_c = \frac{140}{144 \times 0.6} = 1.62 \text{ barriles}$$

Luego:

$$L_c = \frac{1.62}{0.01223} = 132'$$

Este ciclaje permite completar 6 ciclos en una hora o sea 10' por cada ciclo. En cada 10 minutos la curva de crecimiento de presión (bull-up) alcanza en el pozo una presión igual a 128 psi.

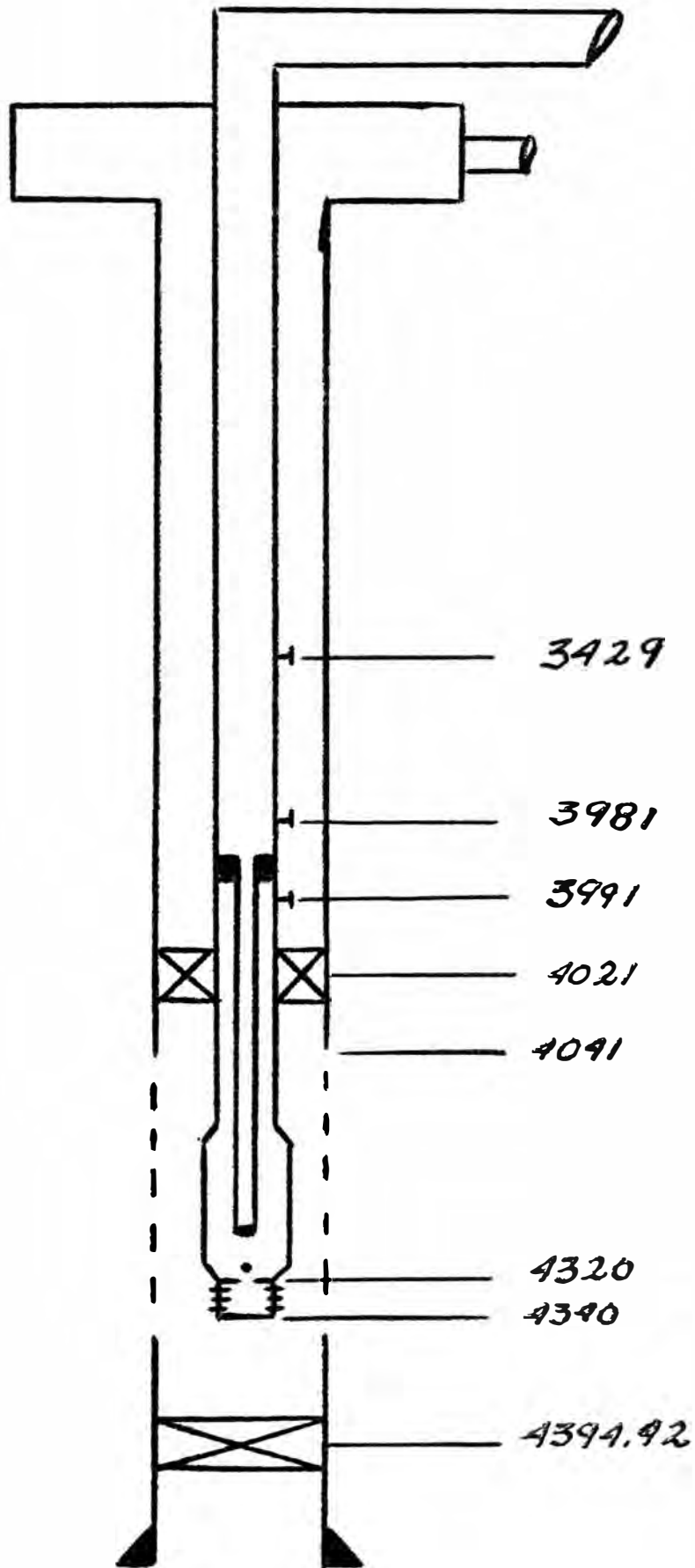
Con esta presión se puede levantar una columna de fluido igual a:

$$C_f = \frac{128 - 20}{0.37} = 312'$$

Como en el pozo tiene el fondo a 3300' y el nivel del sitting nipple se encuentra a 3151', para que se llene la cámara en cada ciclo se necesitará una columna de fluido de:

$$(3300 - 3151') + 135" = 284'$$

Esto asegura que la cámara se llene pues la presión puede levantar una columna mayor que los 284' que se necesita.



POZO PB-194

POZO Pb - 194

DATOS:

Máxima presión disponible	= 400 #
Presión de Arranque	= 380 #
Presión estática de fondo	= 450 #
Presión fluente de fondo	= 150 #
Contra presión en el tubing	= 20 #
Temperatura de superficie	= 80°F
Temperatura a cualquier profundidad	= $80 + 1.38 \text{ h}'/100$
Temperatura promedio	= $\frac{80^\circ + 80 + 1.38 \times 44}{2} = 110$
Nivel estático de fluido	= $\frac{P_{af} - P_t}{G_s} = \frac{450 - 20}{0.385} = 1120$
Gradiente estática con agua	= 0.385
Indice de productividad	= 0.5
Producción esperada	= $(450 - 150) \times 0.5 = 150 \text{ bls}$
WOR	= 1 3
API del crudo a 60/00	= 35.3°
Gravedad del gas	= 0.60
Diferencia a través de la válvula	= 100 #
Presión de apertura de la válvula operativa	= 360 #
Entubado de 5 1/2" - J-5517 #	hasta 450.39
Entubado de 5 1/2"- J-55-15.5 #	hasta 1457.75
Entubado de 5 1/2"- J-55-14 #	hasta 4384.87
Float shoe	a 4394.92
Baleado de 4340' - 4041"	
Profundidad	4401

CALCULO DE LA INSTALACION

La instalación que se empleará en este pozo será cámara de acumulación, con packer y dip-tube, flujo por tubind de 2" EUE.

Nivel de la sarta perforada	4340'
Nivel del Sitting nipple	4320'
Nivel del packer	4021'
Nivel de la última válvula	3991'
Nivel de la última válvula de la sarta	3981'

Cálculo del espaciamiento de las válvulas.- Aplicando fórmulas tenemos:

$$L_1 = (4395 - 1120) + \frac{380 - 100}{(1+4.88) \times 0.385}$$

$$L_1 = 3275 + \frac{380 - 100}{5.88 \times 0.385}$$

$$L_1 = 3275 + 124$$

$$L_1 = 3399$$

Para la válvula N° =

$$L_2 = \frac{360 - 3399 \times 0.0374 - 20}{0.385} \quad \frac{310 - 135}{0.385}$$

$$L_2 = \frac{205}{0.385} = 534'$$

Profundidad total de L2

$$L_2 = 3399 + 534'$$

$$L_2 = 3933'$$

Como la última válvula se colocará a 3981' la diferencia será:

3953 a 3981' hay 48' que se reparten proporcionalmente a L1 y L2. Sin embargo haremos el procedimiento siguiente:

$$P_t = 3399 \times 0.0374 + 534' \times 0.385 + 20$$

$$P_t = 135 + 205 + 20 = 360$$

$$P_w2 = 360 \text{ a } 60^\circ\text{F} \quad P_v = 32 + 360$$

Como debe tener una diferencial entre tubing y casing de 25 psi, tenemos 7 psi mayor que significan en pies

$$\frac{7}{0.385} = 18'$$

Luego quedarían 30 pies que se lo cargaremos a la primera válvula y tendremos:

$$L1 = 3399 + 30 \quad L1 = 3429'$$

$$L2 = 3933 + 18' \quad L2 = 3991$$

Cálculo del GOR: Aplicando la fórmula tenemos:

$$W_o = 350 \text{ #/B} \times \frac{1 + 3 \times 0.8483}{4} = 4320$$

$$W_o = 1'337,000 \frac{\text{ft}^3}{\text{B}}$$

Hallamos.-

$$W_g = 2116.4 \times \ln \frac{360 + 32' 15}{35}$$

$$W_g = 2116.4 \times \ln = \frac{407}{35}$$

$$W_g = 2116.4 \times \frac{6}{3.548} = 3580 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}$$

$$W_g = 3580 \frac{\text{ft}^3}{\text{ft}^3}$$

Hallaremos la eficiencia:

$$E = 0.6 [1 - 0.05 \times 4320]$$

$$E = 0.47$$

Luego:

$$\frac{\text{IGOR } 1'337,000}{3580 \times 0.47} = 795 \text{ ft}^3/\text{B}$$

$$\text{Como WOR} = 1 \quad 3$$

$$\text{IGOR} = \frac{795 \times 4}{3} = 1060 \text{ ft}^3/\text{BST}$$

Para determinar las características de la válvula operativa:

$$1060 \text{ ft}^3/\text{B} - 73 \text{ GOR en solución} = 987$$

$$\text{MSCFD} = 987 \times \frac{150 \times 3}{4} \times \frac{1}{1000} \times 1.1 = 123$$

La diferencia entre la contra presión del tubing y la presión de inyección sabiendo que la longitud del dip-tube es: $4310 - 3981 = 319$ es:

$$380 - [319 \times 0.385 + 3933 \times 0.0379 + 20]$$

$$380 - [123 + 149 + 20] = 88$$

Para 124 de MSCFD y 88 de diferencial las cortas dan una compuerta de 5/16". Las válvulas de descarga serán: de 5/16"

Cálculo de la cámara de acumulación. - Aplicando fórmula tenemos:

$$L_c = \frac{330 - 3953 \times 0.0379 - 20}{0.385 (4.16)}$$

$$L_c = \frac{350 - 149 - 20}{0.385 (4.16)} = \frac{431}{4.16}$$

$$L_c = \frac{431}{4.16} = 103.5'$$

$$\text{Capacidad de la botella} = 105.5 \times 0.01223 = 1.27$$

$$N = (1 - 0.4) = 0.6 \text{ de eficiencia al fall back}$$

El número de ciclos diarios será:

$$C/D = \frac{150}{1.27 \times 0.6} = 197$$

$$C/D = 197$$

El ciclaje más próximo que da un intermitter camco tipo AC es 192 ciclos. Recalculamos la cámara:

$$V_c = \frac{150}{0.6 \times 192} = 1.30 \text{ barriles}$$

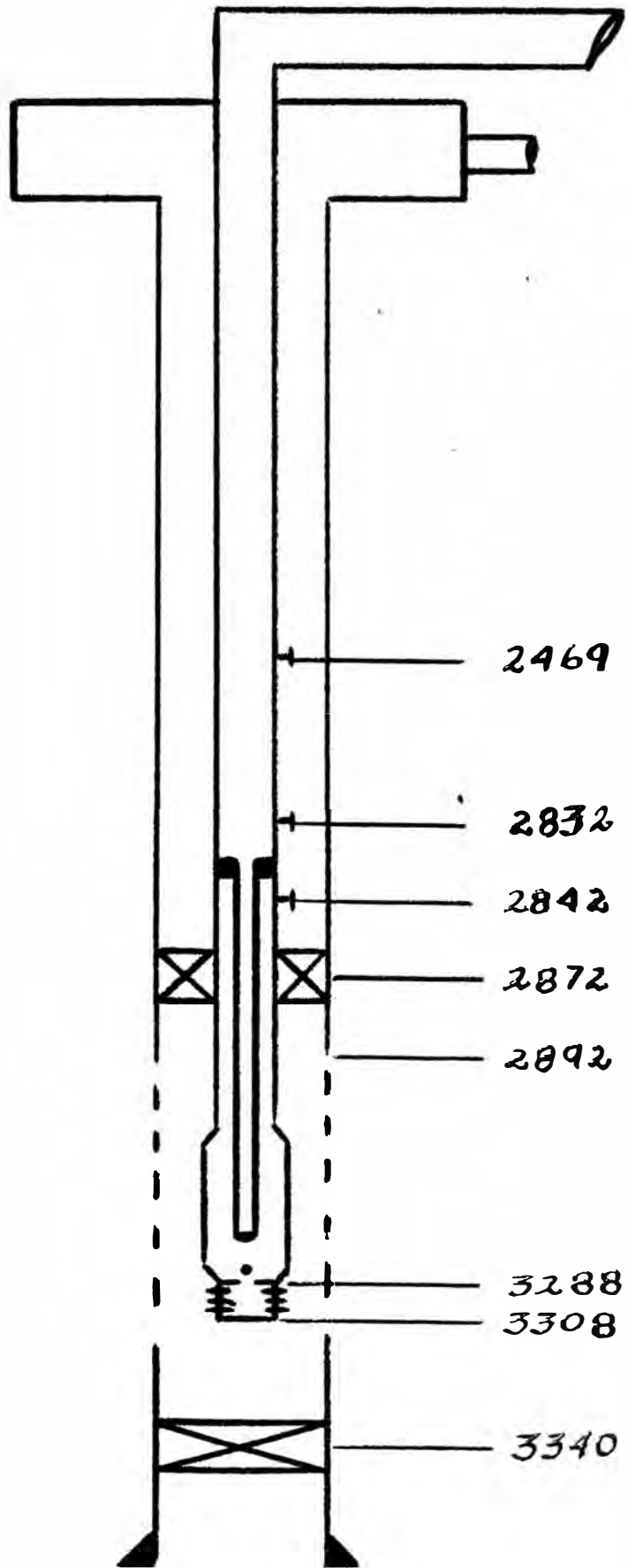
Luego:

$$L_c = \frac{1.30}{0.01223} = 106'$$

Para un ciclaje de 192 el tiempo de duración por ciclo es de 7.5' por cada ciclo. La curva de crecimiento de presión da para 7.5' una presión de 156 psi, luego el nivel de trabajo será:

$$N_t = \frac{156 - 20}{0.385} = 354'$$

Este nivel asegura el llamado de la cámara de acumulación de 106'



POZO PB 223

POZO Pb - 223

Máxima presión disponible	= 400 #
Presión de arranque	= 380
Presión de fondo	= 400 #
Presión fluente del fondo	= 120 #
Contrapresión del tubing	= 20 #
Temperatura de superficie	= 80°F
Temperatura a cualquier profundidad	= $80^{\circ}\text{F} + 1.38 \text{ h}'/100$
Temperatura promedio	= $\frac{80+80+1.38 \times 3350}{2} = 103^{\circ}\text{F}$
Nivel del fluido	= $\frac{P_{sif} - P_t}{G_s} = \frac{400-20}{0.383} = 995'$
Gradiente estática con agua	= 0.383
Índice de productividad	= 0.5
Producción esperada	= $(400-120) \times 0.5 = 140 \text{ B/D}$
WOR	= 1 2
API del crudo a 60/60	= 39.5
Gravedad del Gas	= 0.60
Diferencial a través de la válvula	= 100 #
Presión de apertura de la válvula operativa	= 330 #
Entubado de 5 1/2 - J-55-15.5 # hasta 961.28	
Entubado de 5 1/2 - J-55-14 # hasta 4790.14	
Guide Shoe a 4797.4	
Float collar a 4768.98	
De squeeze packer a 3340'	

Baleado de 2892 - 3308

$L_1 = a$ 2469 ahora a 2469

$L_2 = a$ 2842

Los 259 que sube la válvula operativa significan en presión:

$\frac{254}{0.383} = 674$ psi que puede considerarse como un factor de seguridad.

Cálculo del GOR. - Aplicando las fórmulas:

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times \frac{1 + 2 \times 0.8275}{3} = 3288$$

$$W_o = 350 \text{ \#/B} \times 0.886 \times 3288$$

$$W_o = 1'015,000 \frac{\text{\# ft.}}{\text{B}}$$

Hallamos W_g :

$$W_g = 2116.4 \ln \frac{365}{35}$$

$$W_g = 2116.4 \times \frac{5,891}{3548} = 3500 \frac{\text{ft}}{\text{B}} \text{ \#}$$

$$W_g = 3500 \frac{\text{ft}}{\text{B}} \text{ \#}$$

Hallamos la eficiencia:

$$E = 0.6 [1 - 0.05 \times 3288]$$

$$E = 0.50$$

Luego:

$$\text{IGOR} = \frac{1015000}{3,500 \times 0.5} = 580 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Como WOR = 1 2

$$\text{IGOR} = \frac{580 \times 2}{2}$$

$$\text{IGOR} = 870 \text{ ft}^3/\text{B}$$

Para determinar mejor las características de la válvula operativa:

$$870 - 60 \text{ GOR en solución} = 810 \text{ ft}^3/\text{B}$$

$$\text{MSCF} = \frac{810 \times 140 \times 2}{3} \times \frac{1}{1000} \times 1.1$$

$$\text{MSCFD} = 83$$

La diferencia entre la contrapresión del tubing y la presión de inyección, sabiendo que la presión de inyección es igual a 380, y que la longitud del dip-tube es: $3278 - 2832 = 446$

$$380 - [20 + 2832 \times 0.0368 + 446 \times 0.383]$$

$$380 - [20 + 104 + 171]$$

$$380 - 295 = 85$$

Luego para 380 de presión de inyección con una diferencial de 85 psi y un MSCFD de 83, las cartas nos dan una válvula cuya compuerta es de 5/16".

Cálculo de la cámara de acumulación..- Aplicando la fórmula para cámara de 3 1/2" tenemos:

$$L_c = \frac{330 - 2832 \times 0.0368 - 20}{0.383 \times 4.16}$$

$$L_c = \frac{206}{0.383 \times 4.16}$$

$$L_c = 129$$

$$\text{Capacidad de la botella} = 129 \times 0.01223 = 1.58$$

$$N = (1 - 0.4) = 0.6 \text{ de eficiencia al fall back.}$$

CAPITULO V**DISEÑO DEL SISTEMA OPERATIVO DEL CAMIO**

Este diseño comprende:

- A).- Escoger una planta compresora de gas que puede ser una sola unidad, en este caso situada cerca de los pozos que los va a alimentar.
- B).- Líneas de tubería de alta presión, que se han escogido, son 2" y 2 1/2" de diámetro para las tuberías de los pozos y la línea principal que sale del compresor respectivamente.
- C).- Un manifold central, en este caso situado en el Pb - 165 que reporta el gas a cada pozo con sus válvulas especiales.
- D).- Cabezas de control y conexión de alta presión en el pozo.
- E).- Separadores del gas y petróleo.

Longitud de las líneas de Gas.- La planta compresora que constará de una sola unidad compresora, estará situada en la plataforma de Pb-115. Se ha tomado esta plataforma que se encuentra muy cerca a los pozos Pb-177, Pb-160, Pb-168 y Pb-165 y aproximadamente equidistantes de los pozos Pb-223 y Pb-194, porque así se evita una gran caída de presión en la línea.

Para el presente caso hemos considerado que de la plataforma del Pb-115 donde se encuentra la unidad compradora, se instalará un manifold de donde saldrán dos líneas una de 2 1/2" de diámetro y otra de 2" de diámetro.

La línea de 2 1/2" irá hasta el pozo Pb-165 donde se colocará un manifold del cual partirán líneas de 2" a los pozos Pb-168, Pb-192, Pb-223. El pozo Pb-160 tomará el gas directamente de la línea de 2 1/2".

Las longitudes de estas líneas son:

La línea de 2 1/2" constará de dos tramos que tienen una longitud de:

Tramo N° 1 = 100 metros

Tramo N° 2 = 167 metros

Total: 267 metros

La línea de 2" que va de la línea de 2 1/2" a Pb-160 consta de un solo tramo, cuyas longitudes es:

Tramo N° 1 = 127 metros

La línea de 2" del Pb-165 al manifold tendrá una longitud de:

Línea Manifold - Pb-165 = 10 metros

La línea de 2" del manifold al Pb-168 tendrá una longitud de:

Tramo N° 1 = 220 metros

La línea de 2" del manifold a Pb-192 tendrá una longitud de:

Tramo N° 1 = 160 metros

Tramo N° 2 = 60 metros

Tramo N° 3 = 100 metros

Total: 320 metros

La línea de 2" que va del Pb-192 al Pb-223 de dos tramos consta:

Tramo N° 1 = 67 metros

Tramo N° 2 = 200 metros

Total: 367 metros

La línea de 2" que sale del manifold colocado en la plataforma de Pb-115 a los pozos Pb-194 y Pb-197 tiene una longitud de:

Pb-115 a Pb-194 = 916 metros

Bifurcación de la línea

de 2" al Pb-177 = 240 metros

Se ha pensado que el sistema trabaje con el mismo gas proveniente de los pozos. Pero como se comprenderá en los momentos que se paralize el sistema ya sea para reparaciones o limpieza del pozo, se necesitará gas para que el sistema comience su trabajo, luego este gas será proveniente de la planta de gasolina y se tenderá una línea de gas de 3" para evitar una gran caída de presión en la línea.

La longitud de la tubería de 3" será igual a:

Línea de 3" = 1,310 metros.

El retorno de las líneas de gas de los pozos al compresor se hará siguiendo el mismo camino hasta la planta compresora.

SELECCION DE LA RUTA QUE DEBERA SEGUIR LA LINEA DE GAS.- Como la topografía de la zona es muy accidentada, encontrándose quebradas bastantes profundas, y además con el inconveniente que en época de lluvias arrastran un gran volumen de material por su cauce, se ha procurado que la línea de gas siga las partes altas del terreno sin pasar por las quebradas.

Como se podrá notar en el plano que adjunto, la línea trata de seguir las carreteras y las curvas de nivel de una misma cota con el de economizar tubería, pero también hay tramos en las que se evita el serpenteo cruzando algunas curvas de pendiente suave.

Las longitudes y diámetros de las líneas se indican en el plano.

Las longitudes se han medido haciendo un perfil longitudinal del terreno para poder medir la verdadera longitud de la línea.

CALCULO DE LA CAIDA DE PRESION A TRAVES DE LA LINEA DE GAS.-

El cálculo de la caída de presión a través de la línea de gas se estimará de acuerdo con la fórmula de Weymouth:

$$Q_0 = 638.86 d^{2.667} \sqrt{\frac{P^2 - R^2}{L S T}}$$

donde:

Q_0 = Caudal o flujo de gas en cu-ft/hora, a condiciones standard (14.7 lbs/sqinch y 60°F)

P = Presión inicial en psia (Presión de descarga de los compresores a la línea).

R = Presión final en psia (Presión al término del gasoducto).

S = Gravedad específica del gas respecto al aire.

L = Longitud de la línea en millas

T = Temperatura promedio del flujo en grados Rankine

d = Diámetro.

Según los cálculos del volumen de gas requerido, se emplean en la operación 613 MSCFD. Para efectos de los cálculos se considerará 650 MSCFD

El caudal horario será de:

$$Q_0 = \frac{650 \text{ MSCFD}}{24} = 27.8 \text{ MSCFD}$$

$$Q_0 = 27,080 \text{ ft}^3/\text{h}$$

La mayor distancial al manifold central colocado en el Pb-165 es hasta el pozo Pb-223 o sea $320 + 267 = 587$ metros

Luego los datos serán:

$$R = 400 + 15 = 415 \text{ psia.}$$

$$D = 2''$$

$$S = 0.6$$

$$L = 587/1609 = 0.365 \text{ millas}$$

$$Q_0 = 27,080 \text{ ft/h}$$

$$T = 95^\circ\text{F} + 460 = 555^\circ\text{R}$$

Aplicando la fórmula tendremos:

$$27,800 = 638.86 \times 2^{2.667} \left[\frac{P_m^2 - R^2}{L S T} \right]^{0.5}$$

$$\left[\frac{P_m^2 - R^2}{L S T} \right]^{0.5} = \frac{27,080}{638.86 \times 2^{2.667}}$$

$$P_m^2 - R^2 = \left[\frac{27,080}{638.86 \times 2^{2.667}} \right]^2 L S T$$

$$P_m^2 = \left[\frac{27,080}{638.86 \times 2^{2.667}} \right]^2 L S T + R^2$$

$$P_m = \left\{ \left[\frac{27,080}{638.86 \times 2^{2.667}} \right]^2 L S T + R^2 \right\}^{0.5}$$

$$P = (44.75 \times 0.365 \times 0.6 \times 555 \times 555 + 415^2)^{0.5}$$

$$P = 476 \text{ psia.}$$

Esta es la presión absoluta que debe tener el manifold de Pb-165 o sea 461 psig.

Para hallar la presión de descarga del compresor aplicamos la misma fórmula para diámetro de 2 1/2" y longitud = 267 metros.

$$P_c = \left[\left(\frac{27080}{638.86 \times 2.5} - 2.667 \right)^2 L S T - R^2 \right]^{0.5}$$

$$P_c = (13.7 \times 0.166 \times 0.6 \times 555 - 17,200)^{0.5}$$

$$P_c = 484 \text{ psia.}$$

Luego la presión de descarga necesaria del compresor para que realice una eficiente operación será de 469 psig.

La caída de presión para la línea de 2" que parte del Manifold que se encuentra a la salida de la unidad compresora y llega al Pb-194 debe ser tal que en la cabeza del pozo llegue a una presión de 400 psig (L = 916 metros).

Aplicando la fórmula tenemos:

$$P_c = (44.75 \times 0.57 \times 0.6 \times 555 - 415^2)^{0.5}$$

$$P_c = 507 \text{ psia.}$$

Luego la unidad compresora deberá tener una presión a la salida de 492 psig.

Como se ha calculado la presión de la unidad compresora para uno y otro lado para seleccionar el compresor se tomará la mayor presión o sea 492 psig.

Para la línea que alimentará con gas a la compresora cuando se paralice el sistema, hemos escogido una línea de baja presión de 3" que tendrá una longitud de 1310'. La presión del gas al final de la línea será de 12 psig aproximadamente.

Aplicando la fórmula encontramos la presión a la cual la planta de gasolina deberá entregar el gas a la línea:

$$P = \left[\frac{27.080}{638.86 \times 3} - 2.667 \right]^2 \left(0.815 \times 0.6 \times 555 - R^2 \right)^{0.5}$$

$$P = (1222 + 144)^{0.5} = 117 \text{ psia.}$$

Esto es posible, pues la planta de Gasolina entrega a una presión de 125 psig y solo se necesitará 102 psig.

Fuentes de Abastecimiento de Gas.- El circuito que se empleará es cerrado, esto quiere decir que los mismo pozos proporcionan el gas a la compresora la cual lo inyecta nuevamente a estos.

La pérdida de gas no existe o es sin importancia en este sistema. Sin embargo es necesario tener una fuente o abastecimiento de gas para cuando el sistema se para lice ya sea por reparaciones o limpieza del equipo.

La fuente de gas que se empleará en este caso será el gas proveniente de la planta de gasolina.

El balance mensual en el campo de los Organos con respecto al gas para el mes de Mayo fué:

Producción mensual	112'024,300 fts ³ .
Planta de gasolina trata	18'611 748
Gasolina natural	867,528
Para operaciones de gas lift.	15'312,823
Exceso de la planta	2'461,397
Para combustible	10'001,040
Para inyección de gas	16'614,575
Volumen de gas liberado a la atmósfera	69'258,334

CAPITULO VI

SELECCION DEL EQUIPO

El equipo de que consta una instalación de Gas lift se puede dividir en dos partes:

- 1 Equipo de superficie
- 2 Equipo de Subsuelo.

Según esto, se ha seleccionado el equipo siguiendo condiciones y características del diseño de la instalación.

SELECCION DEL EQUIPO DE SUPERFICIE

1.- Planta compresora.- La planta compresora estará ubicada en la plataforma del Pb-115. Se ha escogido esta ubicación debido a su cercanía a los pozos Pb-177; Pb-160; Pb-165; Pb-168 y su equidistancia a los más lejanos como el Pb-194 y Pb-223.

La planta compresora consta de un compresor con su motor que va montado sobre una plataforma que se construye de acuerdo al tamaño y peso del equipo y una caseta que vendría a ser el abrigo de la planta compresora.

El costo de la plataforma y caseta del compresor será, según los últimos precios en el campo de Organos de aproximadamente \$ 1,000.

Compresor.- Según los cálculos realizados en otras capítulos, la capacidad del compresor deberá de ser 650 MSCFD,

con una presión de entrada de 12 psi y una presión de descarga en la línea de 500 psi.

Siguiendo estas especificaciones se ha seleccionado un compresor de la Ingersoll-Rand para Gas lift, que fué diseñado para condiciones similares a este proyecto. Sus especificaciones son:

Compresor de dos etapas - 11" 5" x 13" ES-2

El motor viene con el compresor y es un modelo

GNKRBU - 7" x 8 1/4" - 1905 in³

Presión de entrada 12 psi

Presión de descarga 500 psi

Temperatura de entrada 95°F

RPM 277 compresor

RPM 980 motor

PD 380 CFM

Capacidad 777 MSCFD

BHP del compresor 137.5

Pérdida en la faja, mariposa, bomba 9 HP

HP del motor 238

Precio del compresor con su motor \$ 24,155.00

2.- Líneas de conducción de alta presión.- Estas son aquellas que llevarán el gas de la planta compresora a los pozos. Según el diseño se han escogido líneas de 2 1/2" como principales y de 2" como de distribución. Además se ha incluido una línea de 3" para el gas de la planta de Gasolina a la planta compresora.

La línea principal de 2 1/2" tiene una longitud de 267 metros.

Las líneas de distribución de 2" tiene una longitud total de 2090 metros.

Las líneas por donde retorna el gas a la planta compradora tiene la misma longitud que las anteriores.

Las especificaciones de las tuberías son:

- a) línea de 2 1/2" - 5.82 #/ft-block-buttwelded
Precio: \$ 47.32/100 pies.
- b) Standard pipe de 2" - 3.68 #/ft-block-buttwelded - Precio: \$ 47.32/100 pies.
- c) Línea de 3" Precio: 147.15/100 metros. Longitud 1310 metros.

3.- Equipo superficial de cada pozo.- Este equipo constará de:

a) Controladores de ciclo de inyección del tipo A, que fabrica la Cía. Camco con válvula motor de acción directa.

En total serán 7 controladores, 6 de 6 ciclos por hora y uno de 8 ciclos por hora. Estos vienen con todos sus accesorios. Se escogerá un regulador que satisfaga las condiciones del diseño. El precio de estos controladores y sus accesorios es de \$ 472.20 puesto en el puerto de Talara.

b) Medidores de flujo.

4.- Manifold.- Estará ubicado cerca del Pb-165 de donde distribuirá el gas a los pozos Pb-168; Pb-192; Pb-223 y Pb-165. El pozo Pb-160 toma el gas directamente de la línea principal.

A la salida de la compresora se colocará un manifold del cual saldrán las líneas una de 2 1/2" que va hasta el Pb-165 y otra de 2" que va hasta el Pb-194. El Pb-177 toma el gas directamente de la línea de 2".

El precio de los dos manifolds es de: \$ 350.

5.- Separadores.- Se utilizarán dos separadores que se colocarán en la plataforma del Pb-115.

Sus especificaciones son:

Máxima presión de trabajo = 125 #

OD = 24 ind.

Altura 5 ft.

Capacidad 600 B/D

Precio: \$ 1068 c/u.

SELECCION DEL EQUIPO SUBTERRANEO

1.- Tuberías de producción.- La tubería seleccionada ha sido 2" EUE - 8 hilos - 470 #, que ha sido escogida de acuerdo a la tabla de selección del tipo de instalación para cada pozo.

La longitud total de la tubería de dos pulgadas para los 7 pozos es de 23,701 pies. El precio de la tubería grado J-55 es de \$ 53.59/100 pies.

2.- Cámaras de acumulación.- Como los pozos han sido completados con entubado ciego hasta el fondo, perforado a jet, se ha utilizado cámaras de acumulación de 3 1/2". La longitud total de la tubería de 3 1/2" es de 918'.

Las especificaciones son:

Tubing 3 1/2" - 9.30 #/ft. BUE grado J-55

Precio: \$ 116.64/100 pies.

3.- Tubería de 1" para dip-tube.- Esta tubería tiene una longitud de 3197 pies.

Sus especificaciones son:

Tubing de 1" - 17 #/ft grado J-55 Nonupset

Precio: \$ 42.41/100 pies.

4.- Válvulas.- Estas son del tipo C de la Cía. Canco y han sido seleccionadas siguiendo el diseño realizado en acápites anteriores.

Sus especificaciones son:

Compuerta (Port size) 5/16"

Longitud: 19 3/32"

OD. 1 1/2"

El número total de las válvulas es 21

El precio es de: \$ 223.21 c/u.

5.- Mandrels.- Las válvulas tipo C irán colocadas en un dispositivo llamado mandrel que se utiliza para la inyección del gas a través de la válvula para flujo convencional por tubing.

Estos mandrils son del tipo C que fabrica la Camco y se emplean con válvulas de 1 1/2" OD.

Precio: \$ 44.64 c/u.

6.- Packers.- Los packers se utilizan para aislar el anillo de la formación productiva y de las cámaras de acumulación.

Los packers que se han escogido son los especiales para el Gas Lift y son de la Cía. "Lane Well" de la serie BOC para flujo por tubing.

Sus especificaciones son:

Tipo BOC - 23 para 7" - 17 a 24 #/ft con tubería de 2". Precio: \$ 330

Tipo BOC - 8 para 5 1/2" - 13 a 18 #/ft con tubería de 2"
Precio: \$ 275

7.- Standing valves and sitting nipples.- Se necesitará 7 standing valves de \$ 78.40 c/u. y sitting nipples de una longitud total de 140 pies a razón de \$ 10.69/8"

o-o-o-o-o-o-o

CA. ITULO VII

COSTOS DE PRODUCCION PETROLEO CRUDO

Para conocer el costo por barril de petroleo crudo, así como el costo total de la producción, se analizan los gastos en la siguiente forma:

- 1) El concepto o la naturaleza del gasto.
- 2) El Centro de costo o sea el Departamento o la Sección en que los jornales, materiales, etc. han sido consumidos.
- 3) El producto o trabajo final que absorbe el costo.

Los conceptos de "GASTOS DE OPERACION" se descomponen en la siguiente forma:

- 1) Remuneración a obreros
- 2) Remuneración a empleados
- 3) Consumo de materiales Gastos directos y también indirectos.
- 4) Servicios por terceros
- 5) Varios (gastos generales)
- 6) Depreciaciones
- 7 Servicios propios Gastos indirectos

Remuneración a obreros.- Comprende: Jornales-Cobretiempos-Bonificaciones-Alimentación-Indemnizaciones-Seguro accidentes-Seguro Social-Gratificaciones y participaciones.

Remuneración a empleados.- Comprende: Sueldos-Bonificaciones-Asignaciones-(Supervigilancia, motilidad y representación)-Vacaciones-Indemnizaciones- Seguro accidentes- Seguro de vida Ley 4916-Seguro Social-Pasaje vacacional-Gratificaciones y participaciones.

Consumo de materiales.- Comprende: Materias primas-Materiales de operación-Combustibles-lubricantes y grasas-Repuestos y accesorios mecánicos-materiales de construcción-materiales eléctricos-materiales exclusivos para exploración, perforación y producción-Materiales para hospitales y Postas médicas-Materiales para escuelas y Gotas de Leche, servicios de cultura y esparcimiento-Materiales Varios.

Servicios por terceros.- Comprende: Reparaciones por terceros-Transportes por terceros-Servicio de perforación por terceros-Baja policía por Contratistas-Trabajos Schlumberger Trabajos Halliburton-Otros servicios por terceros.

Varios (Gastos generales).- Alquileres-Luz agua, etc.Franquesos, encomiendas, teléfono, cables, radio-Utiles de escritorio, Libros, impresos y empastes-Movilidad-Gastos de viaje y estada-uniformes y otros del personal-Lavado de ropa - utiles de aseo y limpieza-Honorarios al Directorio-Especialización personal técnico-Asignaciones-Gastos de Auditoría y reorganización-Representaciones y atenciones-Alquiler Máquinas I.B.M. Gastos de estudios técnicos-Gastos legales y judiciales-Otros honorarios-Aportes a obolos y donativos -

Primas de Seguros-Gastos y comisiones bancarias-Gastos por tuarios y de Aduana-Imprevistos-Otros gastos generales.

Depreciaciones.- Se efectúan de acuerdo a los porcentajes indicados en el cuadro anexo.

Servicios propios.- Participación en gastos de administración de la Oficina Principal-Plantas eléctricas y de agua Mantenimiento y construcción-Población y bienestar-Administración-Almacenes.

Estos "gastos de operación" se distribuyen a los siguientes Centros de Costos:

- 1) Centros de Costos preliminares
- 2) Centros de Costos Auxiliares
- 3) Centros de Costos Adicionales
- 4) Centros de Costos Principales.

Centro de Costos preliminares.- Representan los Departamentos que administran todo lo relacionado con el Campamento y el Bienestar del personal, como: Relaciones industriales, Oficina del personal, Hospitales, Servicio Materno-Infantil, de cultura y esparcimiento, religioso y escolar.

Centro de Costos adicionales.- Representan los Departamentos ocupados en asuntos ajenos a la Administración de la empresa y que no tienen naturaleza de servicios. Estos Centros Adicionales tienen sus propios ingresos, como: Muelles, Plantas de Ventas, Cinema, Omnibuses.

Centros de Costos Auxiliares.- Representan los diversos servicios proporcionados por:

- a) Plantas de agua y luz eléctrica.
- b) Talleres de mecánica, de gasfitería, eléctrico, de pintura, de albañilería, de carpintería, de trabajos varios.
- c) Almacenes, pedidos y cotizaciones, control y catalogación.
- d) Administración (Sub-Gerencia de Operaciones, tráfico y cuadrilla volante, Central de comunicaciones, Estación de radio, Contabilidad y costos, Oficina de Inventarios, Máquinas I.B.M. y Caja).

Centros de Costos Principales.- Estos representan los Departamentos ocupados directamente en la exploración, producción, elaboración y comercialización de los productos.

Sistema de aplicación.- Se utiliza un sistema de costos por procesos, bajo este sistema, se carga a cada proceso los gastos directos: Jornales, Sueldos, Materiales, etc. más la proporción de los gastos indirectos de los Centros de Costos preliminares y auxiliares que le corresponden.

Distribución de Gastos.- Para poder hacer la distribución de gastos se tiene en cuenta que existen dos clases de "gastos indirectos":

- 1) Gastos directamente cargables a un centro de costo
- 2) Gastos que tienen que ser promediados en forma estimativa.

Gastos directamente cargables.- Son los gastos de almacenes y los gastos de talleres.

Gastos que tienen que ser promediados.- Son los gastos de Administración y Contabilidad, los cuales se promedian proporcionalmente al total de los gastos directos.

EXPLICACIONES ADICIONALES.-

Plantas.- El costo de la energía producida y de la Planta de agua es absorbido por los centros de costo que han consumido dicho producto. Esta distribución se hace de acuerdo al consumo de energía y agua de cada centro de costo.

Mantenimiento y construcción.- El costo de mantenimiento y construcción realizado por los talleres es absorbido por los centros de costos que se benefician con cada trabajo. Por cada trabajo que se efectúa se prepara una "Orden de Trabajo". A estas órdenes se cargan todos los gastos directos, como: Jornales y materiales y un porcentaje de recargo por todos los gastos indirectos de los talleres. Este porcentaje de recargo se calcula:

Total de gastos del Taller x 100

Labor directa del obrero del taller

Población y Bienestar.- El costo de Población y Bienestar es absorbido por los Centros de Costos Principales, Adicionales y Auxiliares, exceptuando aquellos centros de costos ya distribuidos. Esta distribución se hace sobre la base del número del personal normalmente empleado en cada uno

de los centros y sus familiares, que ocasionan gastos.

Administración.- El costo de administración es absorbido por todos los demás centros de costos auxiliares y los centros de costos adicionales y principales. El recargo por gastos de administración expresado en porcentajes se calcula en la siguiente forma:

Costo total de Administración x 100

Total de Gastos Directos

Almacenes.- El costo de servicios de almacenes es absorbido por los centros de costos principales y adicionales que han solicitado los materiales egresados de los almacenes. Para este efecto se le aumenta el valor de los materiales, un porcentaje de recargo el cual se fija en la siguiente forma:

Total costo de almacenes x 100

Valor total de los materiales
consumidos por los Centros que
absorben el costo de los almacenes.

De acuerdo con lo explicado anteriormente, se ha establecido el costo de producción para el sistema de gas lift como sigue:

COSTO DE PRODUCCION DE UN BARRIL DE PETROLEO
EN EL CAMPO DE LOS ORGANOS

El costo de extracción de petróleo crudo se descompone en las siguientes cuentas de centros de costos principales:

- 1.- Producción de petróleo
- 2.- Mantenimiento de pozos
- 3.- Transportes y almacenamiento
- 4.- Gasolina natural
- 5.- Trabajos de facturamiento
- 6.- Reservorios.

Según esto hallaremos el costo de producción de petróleo crudo por el método de Gas Lift.

Costo de extracción por el método de Gas Lift.- Para hallar el costo de producción se ha averiguado como los elementos de costo de los centros principales han sido afectados por el año de 1960. Estos valores han sido proporcionalmente repartidos a la producción de los 7 pozos, separada para 1961 y que asciende a 230,878.80 barriles de petróleo crudo sin agua, en la siguiente forma:

GASTOS DIRECTOS.-

1.- Remuneración obreros	\$	529,335.82
2.- Remuneración empleados		377,117.43
3.- Consumo de materiales		138,134.79
4.- Servicios		1'038,885.34
5.- Varios		<u>31,399.51</u>
Total:	\$	2'114,872.89

GASTOS INDIRECTOS.-

- 1.- Mantenimiento y construcción 407,616.52

Viene.-	407,616.52
2.- Planta eléctrica y de agua	18,424.41
3.- Población y bienestar	960,501.98
4.- Administración	872,283.20
5.- Almacenes	28,051.77
Total:	<u>2'286,887.88</u>

RESUMEN.-

1.- Gastos directos:	2'114,872.89
2.- Gastos indirectos	2'286,887.88
Total:	<u>4'401,760.77</u>

A este monto hay que aumentar el valor de la amortización del equipo de gas lift que se calcula de la siguiente manera:

COSTO DEL EQUIPO SUPERFICIAL

1.- Un compresor con su motor \$.	24,155.00
2.- Plataforma y caseta para la planta compresora.	1,000.00
3.- Líneas de gas 2 1/2" 534 metros de longitud	1,290.17
4.- Líneas de 2" 4180 metros de longitud	6,487.76
5.- Líneas de 3" 1310 metros de longitud	1,927.66
6.- 7 Controladores de ciclo de inyección	3,305.40
7.- Dos manifolds	350.00
8.- Dos separadores	<u>2,136.00</u>
Total:	<u>\$40,651.99</u>

COSTO DEL EQUIPO DE SUBSUELO

1.- Tuberías de 2"	
23701 pies de longitud	\$ 1,268.00
2.- Tubería de 3 1/2"	
918 pies de longitud	1,070.75
3.- Tubería de 1"	
longitud 3199 pies	1,555.85
4.- 21 válvulas	4,687.41
5.- 21 mandrels	937.44
6.- 7 packers	2,200.00
7.- 7 standing valves	548.80
8.- Sitting nipples	
140 pies de longitud	187.00
	<hr/>
Total:	\$ 12,254.52

RESUMEN.-

1.- Equipo superficial	12,254.52
2.- Equipo de subsuelo	40,651.99
	<hr/>
Total:	\$ 52,906.51

A esta cantidad tendríamos que aumentarle los gastos de instalación del equipo y diversos que hemos considerado 400.00 dollars, lo que daría un monto de:

1.- Costo del equipo	\$ 52,906.51
2.- Instalación y diversos	400.00
	<hr/>
Total:	\$ 53,306.51

Cotizando en dollar a \$/ 27.80 nos da:

Total \$ 1,481,920.98

Estimando la depreciación del equipo en un 25 por ciento anual, la amortización del equipo alcanza un valor anual de

\$/ 370,480.24

Luego el costo por barril de petroleo por el método de gas lift será:

1.- Gastos directos e indirectos de los centros principales de costo	\$/ 4'401,760.77
2.- Amortización del equipo	\$/ 370,480.24
Total:	\$/ 4'772,241.01

Producción esperada para el año 1961

230.878.80 barriles de crudo

Costo por barril de petroleo: \$/ 20,669.809

DIFERENCIA ENTRE EL COSTO DE PRODUCCION DE CRUDO POR LOS DOS SISTEMAS.- El costo de extracción de un barril de petroleo por el método de bombeo, como promedio anual para el Campo de los Organos es de \$/ 25.272614 que puede resumirse en la siguiente forma:

RESUMEN.-

1.- Gastos director con amortización del equipo	\$/ 14'834,952.60
2.- Gastos indirectos	9'551,704.68
Total:	\$/ 24'386,657.28

Barriles producidos al año 964,944

Precio por barril de petroleo \$/ 25,272.614

Como se podrá deducir fácilmente, el costo de producción por barril de crudo por el método de gas lift es más económico y la diferencia es de:

$$S/ = 25,272.614 - 20,669.809$$

$$S/ = 4,602.805$$

CALCULO DE LA PRODUCCION EN EL LIMITE ECONOMICO.- Para hallar la producción en el límite económico se efectúan los cálculos de la siguiente manera:

$$\frac{\text{Costo total en S/ pozo/año}}{\text{Precio de un barril en S/}} = \text{Barriles/año}$$

El costo total en soles por pozo y por año es:

$$\frac{4'772,241.01}{7} = 681.748.71$$

El precio de un barril de petróleo crudo se cotiza en la actualidad en el Perú a \$ 2.59 que traducido en soles equivale a S/ 72.00

El límite económico por pozo será:

$$\frac{681,748.71}{72.00} = 9,468.73 \text{ B/año}$$

La producción para los 7 pozos por año será:

$$9,468.73 \times 7 = 66,281.11$$

Para encontrar el tiempo que demorará el campo para llegar a una producción a la cual no hay ganancias, en este caso 66,281.11 B/año se construye la curva probable de declinación de un campo, partiendo de la producción inicial por el método de gas lift, en este caso 230,878.80

barriles esperado para el año de 1961. Este punto se encuentra con el punto de la curva de declinación por el método de bombeo, cuando la producción es cero y se obtiene la recta en papel semi-log, pues los pozos del campo de Organos siguen la ecuación exponencial de la forma:

$$P_t = P_o (e^{-ct})$$

Donde:

P_t = Producción en cualquier tiempo

P_o = Producción inicial

c = Constante

t = Tiempo

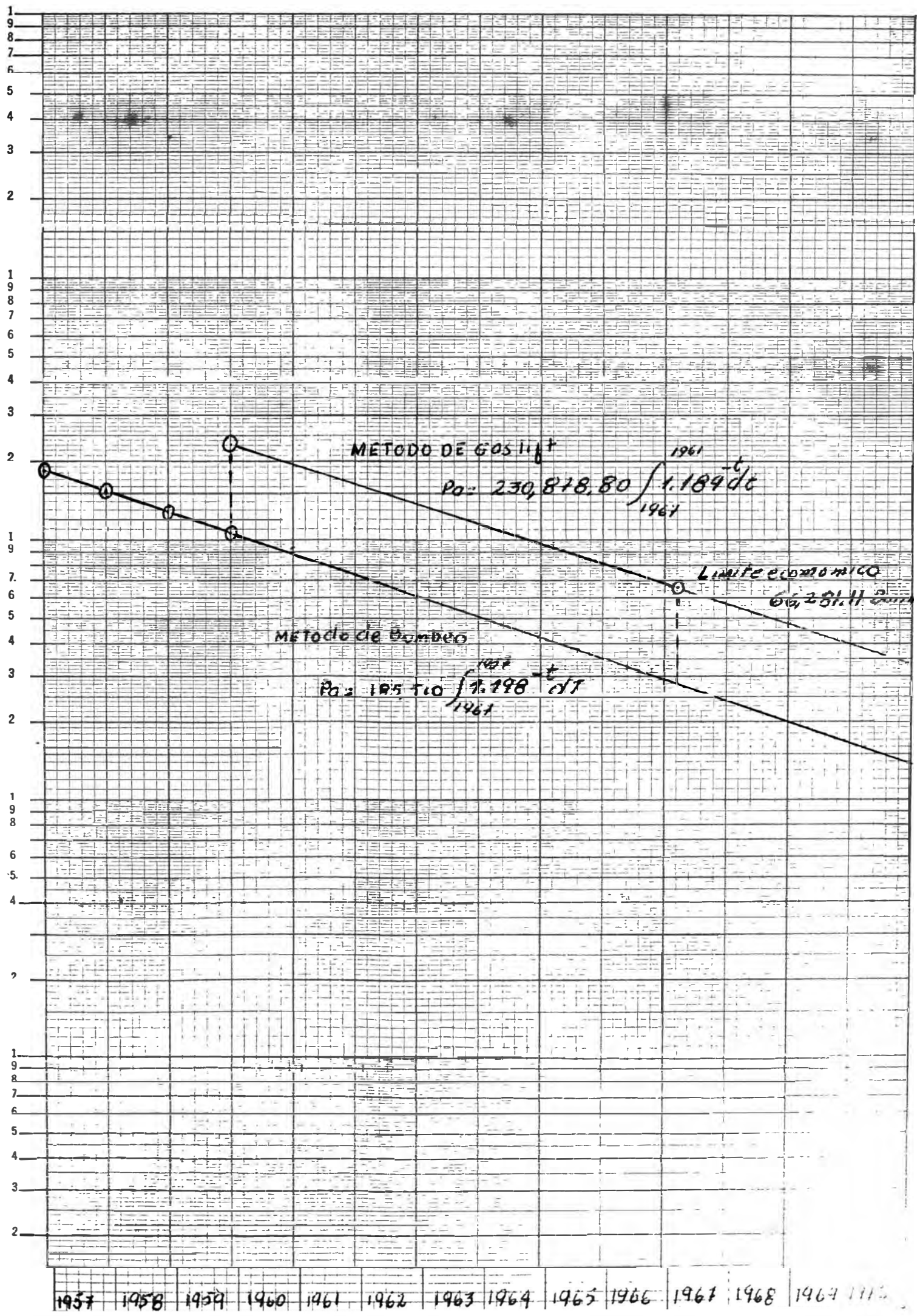
Se entiende por producción inicial el momento que se inicia la declinación de la producción y el t en ese momento se considera $t = 0$

Una vez construida la curva hemos visto que para la producción límite del campo, transcurre un tiempo de 7.2 años o sea que llegaría en el año de 1967 suponiendo que se comience en Enero de 1961 a producir por sistema de gas lift.

CALCULO DE LA PRODUCCION ACUMULATIVA HASTA EL LIMITE ECONOMICO POR EL METODO DE GAS LIFT. - Hallaremos la ecuación empírica que calcula la producción acumulativa deduciendo el valor de la constante.

La ecuación tiene la forma:

$$P_t = 230.878.80 \int 1.189^{-t} dt$$



$$Pa = \frac{230.878.80}{\ln 1.189} [1.189^{-t}]$$

Pa = 953,000 Barriles integrando entre los límites de principios de 1961 y el año de 1967 más dos décimas partes, es decir entre 0 y 7.2

El cálculo de la producción entre es 03 años para el método de bombeo sería:

$$Pa = \frac{185.510}{\ln 1.98} [1.198^{-t}]$$

Pa = 422,000 barriles

Luego la recuperación es mayor por el método de gas lift en:

953,000 - 422,000 = 531,000 barriles de petróleo.

0-0-0-0-0-0-0

CONCLUSIONES

Las conclusiones a las que se llega luego de haber solucionado este problema son las siguientes:

1.- La zona "A" tiene un relieve topográfico bastante abrupto que dificulta el empleo del sistema de bombeo, por medio de catalinas, teniendo que emplearse unidades de bombeo para cada pozo, lo que aumenta considerablemente el costo de producción.

2.- Los pozos a los que se aplicaría el sistema de gas lift están en los comienzos de su etapa de declinación, lo que aumenta la eficiencia en la recuperación.

3.- El mantenimiento de equipo en el sistema de gas lift es bajo, con lo que se logra bajar más aun el costo de extracción.

4.- El costo de extracción por el método de gas lift es menor que en el método de bombeo y según los cálculos en \$/ 4.602.805

5.- La recuperación primaria de reservorio aumenta en 531.000 barriles de petróleo crudo.

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

- 1° - "The Power of Gas" por el Profesor C.V. Kirkpatrick - 1957
- 2° - "Gas Lift Practices and principles", N° 457 - Manual de Merla Tool Corporation - 1957.
- 3° - Artículos publicados en la Revista Técnica "World Oil" por el Ing°. H. W. Winkler.
- 4° - Copias de producción del Ing°. Juan Rodriguez del Castillo.

Organos

