

24.35



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PISTON VIAJERO (PLUNGER LIFT)

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
ALFREDO PEREZ FUENTES



MEXICO, D. F.

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central

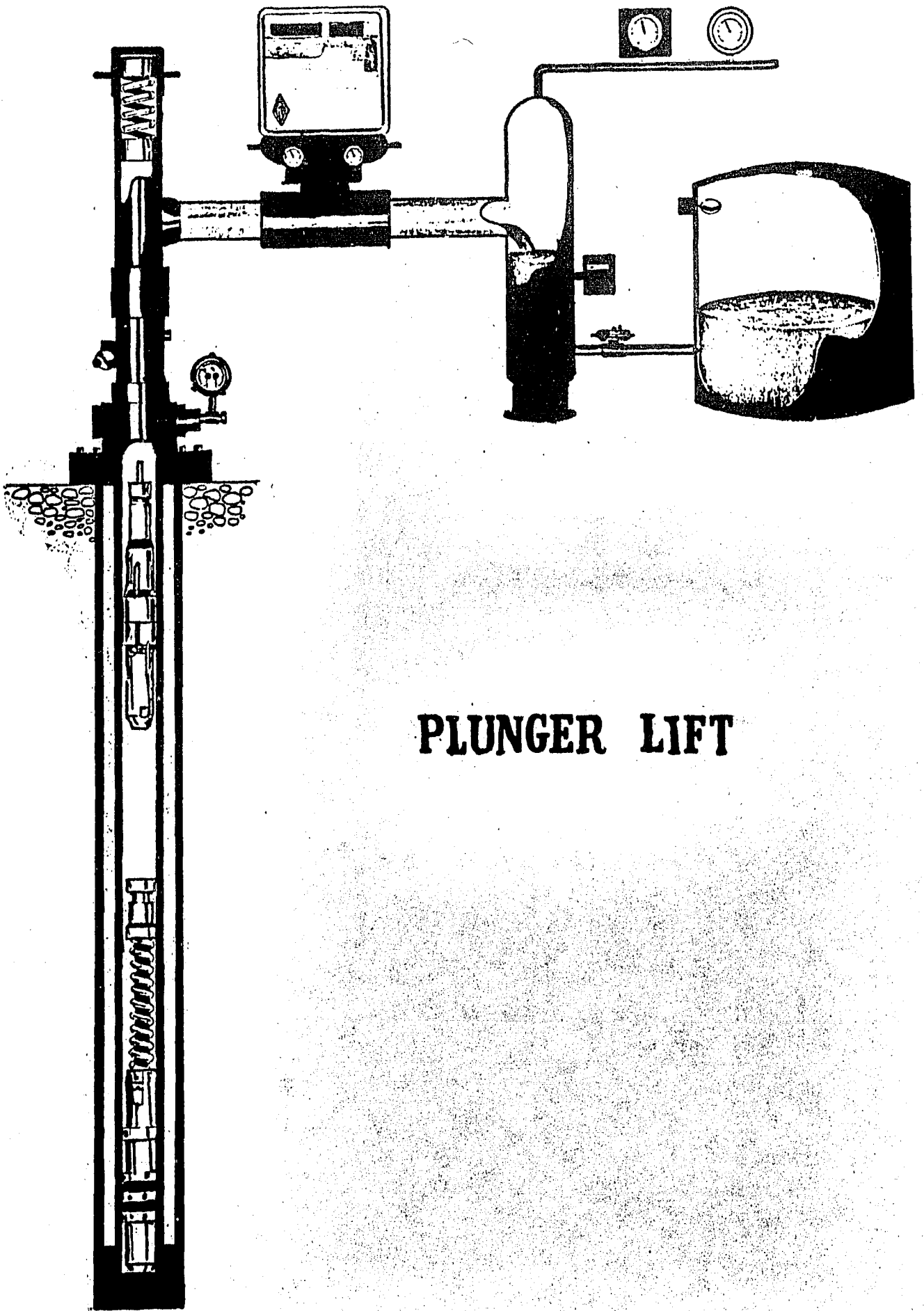


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



PLUNGER LIFT

I N D I C E

Página.

INTRODUCCION. 1

CAPITULO I HISTORIA Y DESARROLLO DEL PISTON VIAJERO.

1 Historia	2
2 Pistón de expansión con control de ciclos	3
3 Desarrollo del equipo	4
3.1 Pistón viajero tipo M.	4
3.2 Pistón con sello turbulento.	4
3.3 Pistón Tandem	5
3.4 Pie difusor recuperable	5
3.5 Control de ciclo Taylor tipo K.	6
3.6 Control de ciclo del pistón con accesorios.	6
4 Datos empleados para el control de ciclo del pistón de expansión.	7

CAPITULO II PRIMEROS METODOS Y FUNCIONAMIENTO DEL PISTON VIAJERO.

1 Descripción del funcionamiento del pistón viajero.	8
2 Primeros métodos de predicción	9
3 Ecuaciones.	9
4 Método de obtención de ecuaciones para el gas y presión.	11
5 Pozos con pistones viajeros de 2 pulgadas	12
6 Pozos con pistones viajeros de 2-1/2 pulgadas	13
7 Método de obtención de las ecuaciones para un gasto máximo de producción.	14
8 Estimación de la presión promedio en el punto en el cual el gas inyectado entra a la tubería de producción	15
9 Ejemplos	16
10 Comparación de los resultados medidos con los calculados	17

CAPITULO III EQUIPO SUPERFICIAL Y SUBSUPERFICIAL.

1 Equipo superficial.	18
1.1 Válvula maestra	18
1.2 Lubricador	18
1.3 Receptor.	19
1.4 Válvula motora.	19
1.5 Controles superficiales.	20
2 Equipo subsuperficial.	22
2.1 Tubería de producción	22
2.2 Aditamento retenedor (Tubing stop)	22
2.3 Válvula de pie calibrada	23
2.4 Resorte amortiguador.	23
2.5 Clasificación de los pistones.	23
3 Procedimiento para la instalación del pistón viajero	25

CAPITULO IV TIPO DE INSTALACIONES.

1 Consideraciones generales	26
2 Bombeo Neumático Intermitente con pistón viajero.	26
3 Pistón viajero con empacador	29
4 Pistón viajero convencional (sin empacador)	30

CAPITULO V ANALISIS DINAMICO EN LAS OPERACIONES DEL PISTON VIAJERO.

1 Introduccion.	31
2 Modelo dinámico.	31
3 Resultados del modelo dinámico.	33
4 Como estimar las correcciones a los calculos de FOSS y GAUL para explicar los efectos dinámicos	35
5 Límites de diseño en las operaciones del pistón viajero en pozos con alta relación gas-líquido (pozos de gas)	42

CAPITULO VI APLICACIONES, VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL PISTON VIAJERO.

1	Aplicaciones	52
1.1	Eliminación de líquidos acumulados en pozos de gas	52
1.2	En pozos de aceite con alta relación gas-líquido	53
1.3	Control de parafinas e hidratos en la tubería de producción	55
1.4	Incrementa la eficiencia de los pozos instalados con Bombeo Neumático Intermitente	56
2	Ventajas	57
3	Limitaciones	58

CAPITULO VII ¿TRABAJARA EL PISTON VIAJERO EN MI POZO?

1	Introducción	59
2	¿Proporcionará el pozo la presión necesaria para elevar el pistón?	59
3	¿Proporcionará el pozo el volumen de gas adecuado para desplazar el pistón viajero?	61
4	¿Funcionará el pistón viajero en una instalación con empacador?	62
5	¿La presión en la tubería de descarga es muy alta?	63
6	¿Cuáles son los costos de operación y mantenimiento?	64
7	¿Cuánto tiempo será efectivo?	65
8	¿Trabjará en una instalación de bombeo neumático?	66
9	¿Trabjará en pozos que manejan parafinas?	67
10	¿Qué beneficios podremos obtener con el empleo del pistón viajero?	67

NOMENCLATURA	69
APENDICE A	72
APENDICE B	74
CONCLUSIONES	77
BIBLIOGRAFIA	79

INTRODUCCION

La dinámica de la época presente exige cada día un mayor consumo de energéticos. Siendo el petróleo uno de los elementos que actualmente contribuyen en mayor grado a satisfacer tal demanda, se requiere redoblar esfuerzos para cumplir tal fin.

Cuando la energía de un yacimiento es insuficiente para elevar los fluidos hasta la superficie, y la formación productora aún contiene una reserva considerable de aceite y gas, una manera para lograr la extracción de hidrocarburos consiste en utilizar un sistema artificial de producción.

En este estudio se describe, la historia, desarrollo, aplicaciones y ventajas de un método artificial conocido como émbolo viajero "PLUNGER LIFT". Además se incluye un capítulo, en el cual se responden las preguntas más importantes que se cuestionan los Ingenieros de Producción, no familiarizados con las operaciones del pistón viajero.

También se presenta un análisis dinámico en la operación del pistón viajero, pudiendose incorporar a un programa de cómputo. El programa será de gran utilidad para diseñar una instalación óptima del émbolo viajero.

CAPITULO I

1 HISTORIA.

Los primeros pistones subsuperficiales fueron fabricados por la Hughes Tool Company. Los inventores debieron darse cuenta que la adición del Em bolo para aislar el gas inyectado, del líquido a elevar, podría usar menos gas que el aceite desplazado con la canalización del gas. La operación -- del Em bolo con pequeñas cargas de aceite podría también ejercer menos pre-- sión sobre la formación comparada con la inyección de gas en grandes baches de aceite sin pistón.

Estos pistones usados junto con el Bombeo Neumático, estaban descontro-- lados y simplemente permitían el movimiento ascendente y descendente entre -- la superficie y el fondo de la tubería de producción. Se encontró que un -- ciclo regular podría establecerse incorporando un estrangulador en la tube-- ría de descarga estando ésta continuamente abierta. El estrangulador se co locará dependiendo de la relación gas-líquido, gasto de producción y de la -- profundidad.

El pistón fue diseñado para descender y ascender usando una válvula en el cuerpo del Em bolo. Al llegar el pistón a la superficie, la válvula abri-- rá y permitirá el ascenso del gas y el líquido para que pasen a través del -- orificio del pistón, cuando éste va descendiendo. La válvula cerrará mecá-- nicamente cuando el Em bolo golpee el resorte del pie difusor cerca del fondo -- de la tubería de producción. En este momento, el pistón se convierte en -- una parte sólida capaz de levantar la columna de aceite que a entrado a la -- tubería de producción e iniciar un nuevo ciclo.

Este tipo de operación trabajó satisfactoriamente en algunos pozos. Sin embargo su uso fue limitado y un tanto impredecible, ya que se requería tubería de producción especial y el pie difusor podía extraerse únicamente -- sacando la tubería de producción. En resumen, el pistón estaba sometido a breves interrupciones, es decir, algunas veces fallaba para alcanzar el fon-- do o la superficie. Los factores mencionados anteriormente dieron comienzo al desarrollo de nuevos equipos.

2 PISTÓN DE EXPANSIÓN CON CONTROL DE CICLOS.

La National Supply Company se interesó en el pistón en 1944. Y con su experiencia en el campo del Bombeo Neumático, empezaron a mejorar el equipo. Se agregó la válvula de cierre al cuerpo del pistón, la cual previno las interrupciones. Un control de ciclo operado por presión fue usado para abrir y cerrar en ciclos regulares la tubería de descarga, también se agregó una válvula motora en la tubería de descarga.

El uso del control de presión sumado a la eficiencia del Bombeo Neumático, trajo beneficios al pistón en el flujo intermitente, incluyendo una considerable economía en el gas de inyección. El control de presión también permitió la variación del volumen de la carga, esto se logró deteniendo el pistón en el fondo de la tubería de producción, prácticamente para cualquier intervalo de tiempo.

Los primeros controles de ciclo dependieron de la presión del pozo a lo largo de la tubería de descarga abierta o cerrada. Entonces se hizo una importante contribución por el desarrollo de un dispositivo de seguridad (gatillo) y una válvula de desfogue para cerrar la válvula motora cuando el pistón llega a la superficie; dando como resultado una reducción en el volumen de gas inyectado. El gatillo también permitió el cierre del control de ciclo para usarse como un interruptor de seguridad.

El pistón de expansión fue diseñado para eliminar la necesidad de sustituir tramos de tubería de producción en malas condiciones. Un pie difusor recuperable y brochas de expansión fueron diseñadas para usarlas con equipo de cable de acero, haciendo posible su instalación sin necesidad de sacar la tubería de producción o de introducir fluido de control.

3 DESARROLLO DEL EQUIPO.

El equipo ha evolucionado continuamente. Algunos desarrollos incluyen al pistón tipo M, pistones con sellos turbulentos y pistón tandem. También se ha modificado el pie difusor recuperable, control de ciclo Taylor tipo K, y el control de tiempo con accesorios. En el Capítulo III se describen las modificaciones recientes que se han hecho al equipo.

3.1 PISTON VIAJERO TIPO M.

El principal progreso de este pistón es el gatillo operado magnéticamente. Este gatillo siempre se detiene por medio de una señal automática, debido a que el pistón no tiene contacto físico con el gatillo. Esto representa una acción segura, puesto que las funciones del gatillo son independientes de la posición o velocidad del pistón en el ascenso a la superficie. El problema del incremento de presión instantánea entre la tubería de producción y la tubería de descarga ha sido eliminado, ya que no existe un desplazamiento mecánico en el interior de la tubería de producción.

3.2 PISTON CON SELLO TURBULENTO.

Los pistones con sello turbulento fueron diseñados para ciertos pozos de aceite y gas, principalmente cuando el pistón de expansión es inadecuado. Se desarrollaron dos pistones con accesorios diferentes: uno con brocha de nylon y el otro con brocha de teflón.

El pistón con brocha tipo nylon crea un sello efectivo, debido a que las cerdas proveen un contacto flexible con la tubería de producción, y un sello turbulento es generado entre las espirales de la brocha. Este pistón se aplicó inicialmente a pozos de gas, los cuales producen pequeños volúmenes de agua o condensado, así como a pozos que producen pequeñas incrustaciones de arena.

Debido a que se genera una limpieza entre la tubería de producción y las partes de acero del pistón, no existe lugar para que la arena u otros sólidos se alojen en el émbolo.

El pistón con sello de teflón genera un sello turbulento en medio de los canales horizontales del teflón, circundando la sección angosta en el centro del cuerpo de acero del émbolo. El teflón acanalado está fabricado de una sección cilíndrica, la cual es fácilmente reemplazable. Este pistón se aplicó inicialmente para conseguir un ciclo rápido, lográndose con la adición de una válvula de cierre al cuerpo del émbolo. Y ha sido particularmente útil a pozos que en su producción arrastran arenas con diámetros pequeños, las cuales no afectan la vida útil de la válvula.

3.3 PISTÓN TANDEM.

El pistón tandem o extendido fue diseñado con válvulas recuperables para que el gas liberado o inyectado pueda elevar al émbolo a través de la tubería de producción. El pistón estándar más corto no se elevará en el momento de la apertura de la válvula, debido al escape de gas.

La unidad tandem consiste de dos elementos de cepillos sellantes, cada uno de los cuales está enroscado y asegurado a los extremos del vástago de succión. La longitud total es aproximadamente 10 pies, y por lo tanto, uno de los elementos está ejerciendo un sello con la porción del diámetro interior de la tubería de producción. Debido a la longitud total de la unidad tandem, un lubricador especialmente diseñado es instalado arriba de la válvula maestra para la instalación e inspección del pistón.

3.4 PIE DIFUSOR RECUPERABLE.

El nuevo pie difusor ha sido adaptado a un vástago. El extremo superior del vástago es un cuello pescante, y el vástago se prolonga a través del resorte de compresión hasta el adaptador del retenedor inferior.

Cualquier tipo de retenedor inferior puede usarse, el pie difusor puede ser fácilmente recuperado con cable de acero, debido a que el vastago se extiende dentro del adaptador permitiendo recuperar el pie difusor.

3.5 CONTROL DE CICLO TAYLOR TIPO K.

Este registrador de control de ciclo fue diseñado tanto para el control de apertura, como para el interruptor de seguridad, puede colocarse directamente bajo las condiciones de presión existentes en el pozo. La sincronización de apertura y cierre son fácilmente detectados por las plumillas del registrador de flujo. El registrador básico del instrumento está fabricado en forma compacta y en caso de ser dañada, puede remplazarse directamente.

3.6 CONTROL DE CICLO DEL PISTÓN CON ACCESORIOS.

Los accesorios pueden incorporarse a cualquier control de tiempo de ciclo del pistón, para esto, la válvula motora deberá cerrar con la llegada del pistón a la superficie. La instalación es tal que el interruptor es empleado como una medida de seguridad, la cual cerrará la tubería de descarga a consecuencia de que el pistón no logre alcanzar la superficie. Los intervalos de tiempo para la apertura de la tubería de descarga y para el interruptor de seguridad pueden modificarse.

Estos controles de tiempo son instalados junto con el control de presión o en forma independiente. Uno de los casos en que se instala en forma independiente, es cuando los pistones son empleados en pozos de gas para eliminar las acumulaciones de agua o condensados. En un sistema integral que considera un número determinado de pozos, la descarga de cada uno de ellos puede sincronizarse con el control de tiempo. Esto ayuda a prever la sobrecarga en los sistemas de compresión y en las tuberías de recolección del gas.

TABLA I. POZOS INSTALADOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2 PULGADAS DE DIAMETRO.

Pozo	Tiempo promedio (días)	Producción total de líquido (bl/día)	Aceite neto (bl/día)	gas inyectado (MPC/día)	Producción total de gas (MPC/día)	Presión espacio anular ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión tubería producción ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión separador (lb/pg ² abs.)	Ciclos por día	Gravedad del aceite API	Gravedad del espacio anular (aire=1)	Diámetro estrangulador (pgs.)	Diámetro ext. T.R. hasta pie difusor (pgs.)	Profundidad del pie difusor ^a (pies)	Profundidad tubería de producción (pies)
						Máx.	Mín.	Máx.	Mín.								
1	-- ^b	20	20	0	108	620	550	550	490	25	35	44	--	32/64	5-1/2	7673	7720
2	--	--	4	0	50	380	290	--	20	20	10	42	--	48/64	7	7002	7017
3	--	--	10	0	50	225	200	--	36	36	80	40	0.72	48/64	5-1/2	7855	7870
4	--	--	12	0	50	280	220	--	30	30	9	40	--	32/64	5-1/2	7713	7728
5	--	--	14	0	150	360	310	--	20	20	24	40	--	32/62	5-1/2	7852	7867
6	--	--	15	0	150	370	310	--	20	20	18	40	--	40/64	5-1/2	7830	7860
7	--	13.8	13.8	0	138.2	290	250	240	120	20	28	41	--	24/64	5-1/2	7715	7770
8	--	12.4	12.4	0	144.4	340	300	340	150	20	23	41	--	24/64	5-1/2	7715	7770
9	1	17	9	65	81	470	415	280	160	60	18	50	0.775	30/64	5-1/2	8946	9084
10	1	14	4	67	74	440	410	350	150	60	12	50	0.775	30/64	5-1/2	8946	9084
11	1	15	2	77	81	575	520	400	90	60	14	50	0.775	30/64	5-1/2	8946	9084
12	1	11	13	61	66	575	520	400	90	60	14	50	0.775	30/64	5-1/2	8946	9084
13	1	9	3	158	163	365	325	340	120	10	16	50	0.775	30/64	5-1/2	9114	9157
14	1	7	2	124	128	365	325	340	120	65	16	50	0.775	30/64	5-1/2	9114	9157
15	1	8	4	84	91	455	410	350	85	70	16	50	0.775	30/64	5-1/2	9114	9157
16	1	9	5	70	79	425	380	300	100	70	16	50	0.775	30/64	5-1/2	9114	9157
17	1	6	3	67	72	400	350	320	90	70	16	50	0.775	30/64	5-1/2	9114	9157
18	1	9	4	67	74	420	380	350	90	70	18	50	0.775	30/64	5-1/2	9114	9157
19	30	21	13	40.0	53.4	200	180	140	30	30	40	36.9	0.78	abierto	5-1/2	4600	4612
20	30	11	6.7	33.0	43.7	180	160	110	30	30	37	36.9	0.78	abierto	5-1/2	4621	4625
21	31	18	11	37	48	210	180	140	30	28	43	36.9	0.78	abierto	5-1/2	3808	3883
22	30	9.5	8.2	0	33.7	400	360	340	200	30	21	33.3	0.78	3/8	5-1/2	7711	7718
23	28	35	35	0	187.4	500	440	440	125	125	35	37	0.78	1/2	5-1/2	6630	6664
24	--	17.6	17.6	0	48.2	425	410	390	15	10	18	40	--	40/64	9-5/8	6400	6455
25	6	63.2	51	0	500.2	372	362	352	90	85	67.5	37.7	0.732	19/32	7	11501	11506
26	4	61.1	47.3	0	470.7	390	378	320	100	85	71.5	37.5	0.728	19/32	7	11501	11506
27	1	16	4.8	282.1	435.4	310	280	250	70	85	47	26.5	0.633	64/64	7	11665	11670

a - El diámetro exterior de la tubería de producción en el pie difusor es 2-3/8 pgs. para todos los pozos.

b - Valores no reportados.

TABLA I. POZOS INSTALADOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2 PULGADAS DE DIAMETRO.

Pozo	Tiempo promedio (días)	Producción Total de líquido (bl/día)	Aceite neto (bl/día)	gas inyectado (MPC/día)	Producción total de gas (MPC/día)	Presión espacio anular ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión tubería producción (lb/pg ² abs.)		Presión separador (lb/pg ² abs.)	Ciclos por día	Gravedad del aceite API	Gravedad del gas espacio anular (aire=1)	Diámetro estrangulador (pgs.)	Diámetro ext. T.R. hasta pie difusor (pgs.)	Profundidad del pie difusor ^a (pies)	Profundidad tubería de producción (pies)
						Máx.	Mín.	Máx.	Mín.								
28	61	27	26	88	276	195	185	145	81	81	84	35.6	0.789	32/64	7	6094	6511
29	30	25	21	0	193	190	180	100	60	60	96	36	0.70	3/8	11-3/4,7	5959	5965
30	30	24	20	0	221	165	160	130	60	60	72	36	0.70	3/8	11-3/4,7	5959	5965
31	31	22	18	0	202	165	170	140	60	60	72	36	0.70	3/8	11-3/4,7	5959	5965
32	30	21	18	0	152	175	170	140	60	60	72	36	0.70	3/8	11-3/4,7	5959	5965
33	31	19	16	0	116	175	170	140	60	60	72	36	0.70	3/8	11-3/4,7	5959	5965
34	1	6.3	4.6	0	90	203	190	170	21	--	45	38	--	1/2	7	7243	--
35	1	5.1	1.7	0	62.6	180	168	170	7	--	46	37	--	1/2	7	6972	6990
36	1	7.2	5.9	0	52.9	180	168	170	18	--	28	37	--	29/64	7	6946	--
37	1	16.7	16.7	0	110	120	110	100	18	--	86	36	--	--	7	6984	7026
38	1	13.8	11.3	0	34.8	180	168	170	18	--	37	37	--	34/64	7	6947	6957
39	1	7.6	7.1	0	91.4	250	225	230	23	--	24	35	--	1/2	7	7102	7132
40	1	5.3	5	0	57.5	270	250	250	20	--	26	35	--	--	7	6850	--
41	1	4.8	4.8	0	66.0	125	115	115	16	--	44	36	--	1/2	7	7092	--
42	1	6.9	6.5	0	52.4	265	250	250	20	--	30	35	--	--	7	7101	--
43	1	6.9	6.9	0	38.8	283	260	260	20	--	17	35	--	--	7	6969	--
44	1	15.8	15.6	0	88.5	268	258	250	24	--	33	36	--	--	7	6951	6966
45	1	4.7	3.5	0	44	115	105	105	16	--	35	36	--	1/2	7	7087	7102
46	1	5.5	5.5	0	52.6	248	225	230	20	--	25	35	--	--	7	7213	7229
47	1	6.2	6.2	0	184	205	175	180	24	--	27	35	--	--	7	7242	7254
48	1	16.1	16.1	0	70	510	480	480	24	--	12	37	--	32/64	7	7065	--
49	1	49.8	49.8	0	187	330	310	310	22	--	56	36	--	--	7	6863	6897
50	1	38.6	34.8	0	82.5	480	--	320	0	0	36	--	--	7	--	6995	--
51	31	--	11.07	0	165.2	195	165	200	160	30	26	42	0.8	1/2	5-1/2	7531	7563
52	31	--	13.83	0	87.5	495	430	400	130	30	10	42	0.8	1/2	5-1/2	7514	7576
53	1	14	14	0	109	680	630	520	70	20	28	45	--	23/64	5-1/2	4755	4760
54	1	10.4	8.4	0	28.4	650	605	540	50	20	9	46	--	30/64	5-1/2	5020	5020

TABLA I. POZOS INSTALADOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2 PULGADAS DE DIAMETRO.

Pozo	Tiempo promedio (días)	Producción total de líquido (bl/día)	Aceite neto (bl/día)	gas inyectado (MPC/día)	Producción total de gas (MPC/día)	Presión espacio anular ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión tubería producción (lb/pg ² abs.)		Presión separador (lb/pg ² abs.)	Ciclos por día	Gravedad del aceite °API	Gravedad del gas espacio anular (aire=1)	Diámetro estrangulador (pgs.)	Diámetro ext. T.R. hasta pie difusor (pgs.)	Profundidad del pie difusor ^a (pies)	Profundidad tubería de producción (pies)
						Máx.	Mín.	Máx.	Mín.								
55	1	40	38	0	42	720	680	650	30	20	14	--	--	32/64	5-1/2	4785	4820
56	1	4.2	4	0	8	300	260	250	200	15	4	41	--	26/64	5-1/2	4140	4144
57	1	11	10.5	0	23	350	310	260	150	20	6	42	--	18/64	5-1/2	3840	3844
58	1	18	17.5	0	31.1	600	550	500	375	20	7	41	--	30/64	5-1/2	4150	4154
59	1	42	42	0	500	820	800	700	580	550	103	44	--	34/64	5-1/2	4422	4430
60	1	40	40	0	80	360	340	250	40	40	29	41	--	32/64	5-1/2	4185	4185
61	1	14	14	0	32.3	740	700	520	70	40	16	42	--	30/64	5-1/2	5172	5187
62	1	26.8	26.8	0	72.9	690	630	500	100	50	12	42	--	28/64	5-1/2	5180	5210
63	1	16	14	0	35.2	670	635	500	70	20	7	42	--	17/64	5-1/2	5190	5194
64	30	45	45	0	50	180	160	125	50	40	96	46	--	8/16	4-1/2	3240	3262
65	30	9	8	0	14	160	140	160	115	12	48	46	--	8/16	5-1/2	3180	3220
66	1	15.2	15.2	0	25	195	175	--	--	70	42	--	--	1/2	5-1/2	3100	3150
67	1	12	12	0	75	85	75	--	--	25	72	--	--	5/16	5-1/2	3000	3050
68	61	43	43	0	32	400	350	350	155	75	32	38-40	--	1/2	5-1/2	3439	3439
69	31	30	30	0	35	400	370	290	110	75	20	38-40	--	1/2	5-1/2	3534	3534
70	31	10	10	0	170	315	250	190	175	40	36	38-40	--	3/8	5-1/2	4140	4140

TABLA II. POZOS INSTALADOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2-1/2 PULGADAS DE DIAMETRO.

Pozo	Tiempo promedio (días)	Producción total de líquido (bl/día)	Aceite neto (bl/día)	gas inyectado (MPC/día)	Producción total de gas (MPC/día)	Presión espacio anular ² (lb/pg ² abs.)		Presión tubería producción (lb/pg ² abs.)		Presión separador (lb/pg ² abs.)	Ciclos por día	Gravedad del aceite API	Gravedad del gas espacio anular (aire=1)	Diámetro estrangulador (pgs.)	Diámetro ext. T.R. hasta pie difusor (pgs.)	Profundidad del pie difusor (pies)	Profundidad tubería de producción (pies)
						Máx.	Mín.	Máx.	Mín.								
1	31	26	25.5	142	153	183	168	150	50	35	104	37.5	0.738	3/4	7	3756	3768
2	9	44	17	178	178	245	200	150	50	35	125	37.5	0.738	3/8-1/2	5-1/2	3633	3638
3	11	70	49	150	190	205	175	150	50	35	110	37	0.720	3/8-1/2	5-1/2	3606	3614
4	7	31	28	248	258	185	155	150	50	35	120	37.5	0.738	3/8-1/2	5-1/2	3629	3637
5	20	88	74	125	140	190	166	150	50	35	115	37.5	0.720	3/8-1/2	5-1/2	3634	3640
6	13	108	101	133	143	200	172	150	50	35	120	37	0.720	3/8-1/2	7	3793	3799
7	18	42	23	234	234	235	215	150	50	35	120	36.5	0.745	3/8-1/2	5-1/2	3755	3760
8	21	61.4	61	0	438	119	110	84	82	68	151	41-42	0.690	5/8	6-5/8	3395	3407
9	21	11.4	11.3	0	642	117	105	82	70	70	163	34-35	0.655	abierto	7	2252	2308
10	21	23.5	23.5	0	188	390	358	345	59	48	21	40	0.675	3/8	5-1/2	5053	5101
11	153	110	110	0	418	320	300	260	90	60	120	35	0.8	--	7	6325	6355
12	61	55	55	0	154	360	350	310	110	70	40	35	0.8	--	7	6250	6280
13	--	--	11	0	50	210	160	--	20	20	30	40	--	48/64	7	7801	7811
14	--	--	22	0	150	450	400	400	150	10	14	40	--	31/64	7	7335	--
15	--	--	20	0	150	260	220	220	50	10	11	38	--	1	7	8560	8600
16	1	13.8	11.6	96	286.3	300	255	173	80	85	22	33.7	0.629	32/64	7	11385	11390
17	1	23.5	18.8	96	262.2	260	230	225	80	85	31	28.7	0.629	32/64	7	11385	11390
18	31	36	20	81	207	190	170	--	82	82	63	35	0.789	32/34	7	6519	6547
19	31	18	17	75	322	210	190	--	81	81	60	35.5	0.789	32/64	7	6629	6659
20	31	25	24	0	176	140	120	--	82	82	43	31.5	0.780	32/64	7	6583	6615
21	31	35	29	147	288	200	140	--	85	85	75	29.5	0.789	32/64	7	7605	7635
22	123	37	35	0	456.5	138	128	105	60	60	72	30	0.70	1/2	7	5988	6008
23	31	29	29	130	165	760	700	600	300	200	13	21	0.62	1/4	7	6974	9647
24	30	40	39	363	484	840	760	750	550	480	32	40	0.685	48/64	7	8800	9658
25	30	60	32	398	464	475	435	400	100	75	45	36.2	0.685	19/64	7	7989	9246
26	30	10	9	105	110	475	410	420	160	75	17	34.8	0.685	15/64	7	7457	7457
27	--	58	33	207	252	150	135	100	30	20	50	27	0.670	1	8-5/8	4774	4774

a - El diámetro exterior de la tubería de producción en el pie difusor es 2-7/8 pgs. para todos los pozos.

TABLA II. POZOS INSTALADOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2-1/2 PULGADAS DE DIAMETRO.

Pozo	Tiempo promedio (días)	Producción total de líquido (bl/día)	Aceite neto (bl/día)	gas inyectado (MPC/día)	Producción total de gas (MPC/día)	Presión espacio anular ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión tubería producción ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión separador (lb/pg ² abs.)	Ciclos por día	Gravedad del aceite API	Gravedad del gas espacio anular (aire=1)	Diámetro estrangulador (pgs.)	Diámetro hasta pie difusor (pgs.)	Profundidad del pie difusor ^a (pies)	Profundidad tubería de producción (pies)
						Máx.	Mín.	Máx.	Mín.								
28	4	28	22.2	68.5	103	339	299	261	79	63	22.8	24.8	0.688	48/64	7	6425	6486
29	3	98	98	425	650	532	484	425	100	56.4	46	31.9	0.688	48/64	7	9174	9206
30	3	21	21	154	210	296	260	265	74	--	25.7	27.5	0.688	40/64	7	9964	10028
31	6	59.6	59.6	159.5	195	370	334	277	70	62	27	28.3	--	48/64	7	9690	9721
32	3	36.7	36.7	182	248	357	320	300	88	54	31	30	--	48/64	7	9092	9156
33	1	16	11	0	70	330	295	220	30	25	13	34.3	0.701	40/64	7	7610	7670
34	1	13	12	0	153	240	205	200	30	25	35	33.1	0.706	40/64	7	8609	8669
35	1	6	5	0	54	190	155	170	30	25	11	35	0.690	42/64	7	8477	8537
36	1	27	25	0	197	250	215	220	30	25	41	33	0.706	40/64	7	8100	8160
37	30	22.7	22.3	0	200	100	85	80	45	42	84	36.5	0.715	36/64	7	5750	5750
38	30	50.5	33.1	271	331	520	480	400	85	50	26	31.6	0.700	34/64	7-5/8	10963	11678
39	31	51.5	40.8	159	271	470	440	380	85	50	33	32	0.695	16/64	7-5/8	11300	11727
40	30	39.8	32.2	139.6	207	475	430	400	85	50	25	35	0.695	17/64	7-5/8	11198	11638
41	31	35	32	130	170	340	300	250	75	70	26	24	0.692	24/64	7	9706	9706
42	31	33	31	270	300	450	310	380	100	70	26	26	0.692	24/64	4-3/4	9707	9707
43	31	62	60	0	220	650	570	550	120	70	24	30	0.681	24/64	7	8209	8209
44	31	11	6	0	90	300	270	280	75	70	14	33	0.751	24/64	7	10201	10201
45	31	11	6	0	110	290	250	270	75	70	17	33	0.732	24/64	7	9511	10276
46	31	20	16	0	130	300	260	270	80	70	22	28	0.724	24/64	7	10472	10472
47	31	70	24	150	375	560	500	475	120	70	30	28	0.692	24/64	7	10189	10189
48	31	90	10	0	460	740	660	650	300	70	31	42	0.735	24/64	7	10023	10444
49	31	54.5	48.4	0	176.7	280	260	223	104	85	57	29	0.71	24/64	7	4717	4717
50	31	37.3	35.6	0	55	653	623	560	400	85	12	29	0.75	24/64	7	4859	4871
51	31	41.5	40.5	0	83.8	724	684	630	350	85	27	30	0.74	12/64	7	4755	4758
52	2	84	83	685	780	715	655	645	160	--	22	36.4	--	--	7	9344	9753
53	6	84	82	60	254	740	680	700	120	--	19.4	36.4	--	--	7	9344	9753
54	3	84	83	0	184	750	690	630	140	--	17	35.6	--	--	7	9344	9753

TABLA II. POZOS INSTALADOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2-1/2 PULGADAS DE DIAMETRO.

Pozo	Tiempo promedio (días)	Producción total de líquido (bl/día)	Aceite neto (bl/día)	gas inyectado (MPC/día)	Producción total de gas (MPC/día)	Presión espacio anular ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión tubería producción ₂ (lb/pg ² abs.)		Presión separador (lb/pg ² abs.)	Ciclos por día	Gravedad del aceite API	Gravedad del gas espacio anular (aire=1)	Diámetro estrangulador (pgs.)	Diámetro ext. T.R hasta pie difusor (pgs.)	Profundidad del pie difusor ^a (pies)	Profundidad tubería de producción (pies)
						Máx.	Mín.	Máx.	Mín.								
55	3	69	68	0	245	750	680	640	100	--	19	37.3	--	--	7	9255	9771
56	3	62	60	100	160	670	605	550	60	--	17	34.6	--	--	7	9365	9874
57	8	64	62	93	204	720	660	625	90	--	15	34.4	--	--	7	9349	9842
58	4	71	69.1	101	200	710	640	620	100	--	16.4	34.9	--	--	7	9349	9842
59	3	69	68	92	181	740	680	610	90	--	16	34	--	--	7	9349	9842
60	5	70	69	105	235	640	580	530	90	--	21	34	--	--	7	9349	9842
61	6	71	69.7	67	141	580	530	441	65	--	17	33.9	--	--	7	9349	9842
62	1	57	54	25	303	770	670	--	65	53	13	39	0.678	--	7	9349	9842
63	1	47	46	29	209	800	720	--	50	50	10	36.4	0.678	--	7	9836	9867
64	1	47	46	3	183	800	720	545	50	70	8.7	36.4	0.678	--	7	9836	9867
65	8	28	27	53	102	620	550	520	70	--	8	34.5	--	--	7	9063	9063
66	4	76	72	53	163	750	680	640	100	--	4	34.9	--	--	7	9782	9804
67	4	59	57	112	175	720	620	640	100	--	15	33	--	--	7	9927	9938
68	4	67	62	102	179	690	625	570	90	--	16	34.4	--	--	7	9660	9987
69	4	64	58.5	84	161	650	600	535	160	--	16	30.1	--	--	7	9960	9987
70	4	27	21	69	163	735	655	640	90	--	6	32.4	--	--	7	10876	10906
71	5	32	30	54	112	760	660	700	110	--	10	34.4	--	--	7	9855	9855
72	3	39	37	0	90	750	650	660	70	--	10	34.8	--	--	7	9855	9855
73	3	62	60	0	126	720	650	670	140	--	13	36.5	--	--	7	9900	9921
74	10	18	18	36	92	570	490	560	200	--	8	33.4	--	--	7	10016	10048
75	1	12	11	43	74	680	590	--	80	61	4	34.1	0.678	--	7	10016	10048

CAPITULO II

1 DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DEL PISTON VIAJERO.

Uno de los sistemas de producción más eficientes en la recuperación de aceite, involucra al pistón de expansión con control de ciclos. Los segmentos de expansión hacen un contacto continuo contra las paredes internas de la tubería de producción, lograndose un sello efectivo entre el gas inyectado y el líquido a elevar. Una vez alcanzada la superficie, una válvula en el pistón es abierta mecánicamente, permitiendo al pistón descender a través del gas y el aceite que se encuentra en el fondo de la tubería de producción. Cuando el émbolo llega al extremo de la tubería, la válvula cerrará mecánicamente, para que el gas inyectado a cierta presión pueda elevar el émbolo hacia la superficie con otra carga de aceite.

El pistón inicia el viaje ascendente, cuando la válvula motora en la tubería de descarga es abierta por el control de ciclo, generalmente después que la presión en la tubería de revestimiento se ha incrementado. La válvula motora en la tubería de descarga generalmente es cerrada por la llegada del pistón a la superficie.

Cuando los pozos no liberan suficiente gas de formación, para operar el pistón, deberá circularse gas de inyección. En una instalación convencional no se coloca empacador en la tubería de revestimiento, y la presión ejercida por la columna de gas liberado en el espacio anular es utilizada para controlar los ciclos del pistón. Sin embargo, los ciclos pueden controlarse por la presión en la tubería de producción o empleando controles de tiempo.

Inicialmente no se tenía un control del movimiento ascendente y descendente del pistón viajero; ya que dicho émbolo operaba en forma libre en el interior de la tubería de producción. Este método se empleó en algunos casos, pero las ecuaciones obtenidas del presente estudio no se aplican a este tipo de operación.

El control de ciclo del pistón es tan flexible en cuanto a su aplicación, que puede usarse a una amplia variedad de condiciones de operación para un determinado pozo. Lo anterior no es aplicable cuando las condiciones de operación son diferentes al rango establecido, ya que la predicción no se podrá obtener en forma adecuada. De esta manera la predicción del comportamiento del Émbolo puede compararse con algunos otros sistemas de producción.

Los datos reportados, fueron analizados para determinar las variables, controlando el gas y la presión requerida.

2 PRIMEROS MÉTODOS DE PREDICCIÓN.

Por varios años, los métodos para predecir el comportamiento del Émbolo viajero no fueron confiables; ya que se utilizaban gráficas, que relacionaban el gasto y presión de operación a diferentes profundidades. Para la predicción se consideraba el gasto máximo deseado, haciendo la presión de fondo fluyendo igual a cero. Estos métodos estaban basados, sobre los datos obtenidos con un pistón Hughes de ciclo libre, presentando inadecuado sello y control del pistón.

Los estudios realizados para determinar el volumen de gas inyectado eran poco frecuentes. Las gráficas elaboradas en base a los datos de campo son empleadas para predecir el volumen de gas requerido.

3 ECUACIONES.

Los principales puntos de interés para la operación del Bombeo Neumático con pistón viajero en un determinado pozo, son los requerimientos de presión de operación total y la relación gas-líquido. También es importante estimar el incremento de presión en el espacio anular y el gasto máximo de producción. Es conveniente conocer el incremento de presión, puesto que la

presión de operación total depende de la máxima presión que se presenta en el espacio anular, considerando que el gasto de producción depende de la presión en el espacio anular. El gasto máximo de producción se utiliza como referencia para determinar la eficiencia del pistón viajero, en la mayoría de condiciones de operación. La secuencia de cálculo para obtener la presión de operación total y la relación gas-líquido, tanto para pistones viajeros de 2 y 2-1/2 pulgadas de diámetro se presenta de la Ecuación (1 a la 6), mismas que fueron determinadas al correlacionar los datos de campo, empleando el método de mínimos cuadrados. Las Ecuaciones (7 y 8) son explicadas en la sección (7) de éste mismo capítulo.

Presión de operación total:

$$2'' \quad P_{cmáx}^* - P_{cmín} = 77.7L_c + 8.29 \frac{D}{1000} + 18.08L_c \frac{D}{1000} + 67.4 \quad \dots (1)$$

$$2\ 1/2'' \quad P_{cmáx} - P_{cmín} = 3.44L_c + 5.78 \frac{D}{1000} + 11.11L_c \frac{D}{1000} + 91.4 \quad \dots (2)$$

Gradiente de relación gas-líquido:

$$2'' \quad \frac{G/L}{D/1000} = \frac{9.90(D/1000) + 0.774P_{cmín} + 279}{L_c} + 201 \quad \dots (3)$$

$$2\ 1/2'' \quad \frac{G/L}{D/1000} = \frac{47.8(D/1000) + 0.738P_{cmín} + 254}{L_c} + 122 \quad \dots (4)$$

Incremento de presión:

$$2'' \text{ en } 5\ 1/2'' \quad P_{cmáx} - P_{cmín} = 8.16L_c + 3.43 \frac{D}{1000} + 0.020P_{cmín} + 9.9 \quad \dots (5)$$

$$2\ 1/2'' \text{ en } 7'' \quad P_{cmáx} - P_{cmín} = 3.79L_c + 9.31 \frac{D}{1000} + 0.051P_{cmín} - 43.7 \quad \dots (6)$$

Gasto máximo de producción:

$$2'' \quad q_{\text{máx}} = \frac{1440L_c}{1.5(D/1000) + 8L_c} \quad \dots (7)$$

$$2\ 1/2'' \quad q_{\text{máx}} = \frac{1440L_c}{1.5(D/1000) + 6L_c} \quad \dots (8)$$

* Nomenclatura al final.

4 METODO DE OBTENCION DE ECUACIONES PARA EL GAS Y PRESION.

Para cada diámetro de pistón, las tres ecuaciones básicas fueron obtenidas de correlacionar los datos de campo por el método de mínimos cuadrados. Los cálculos teóricos y gráficos se hicieron sólo para ciertas variables, -- las cuales fueron indicadas con influencia de cada factor considerado en la operación del pistón viajero.

Para la presión de operación total, las variables indicadas fueron, volumen cargado (bache arriba del pistón viajero), profundidad y el producto --- $L_c \times D$. Para los factores, el gradiente del ciclo de gas y el incremento de presión, las variables indicadas fueron, volumen cargado, profundidad y presión mínima en la tubería de producción.

Una ecuación de regresión múltiple, fue formulada con un factor expresado en términos de las variables indicadas. El método de mínimos cuadrados fue aplicado para determinar la constante de la ecuación y el coeficiente de cada variable independiente.

Estos coeficientes se usaron para calcular el índice de correlación múltiple. Los coeficientes fueron calculados por las diferencias entre los datos reales y las cantidades calculadas por las Ecuaciones. Como se aplicó a la curva, el principio de mínimos cuadrados se establece que la Ecuación empírica más confiable es aquella en la cual la suma de los cuadrados de los residuales es un mínimo. Un residuo es la diferencia entre la cantidad obtenida por la Ecuación y el valor real.

5 POZOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2 PULGADAS.

La Ecuación para la presión de operación total se determinó en la forma presentada en la Ecuación (1). En (TABLA I) no se consideraron 53 pozos en la determinación de estas Ecuaciones, debido a la diferencia entre la presión reportada y la requerida por la Ecuación. Usando los 69 pozos restantes, el índice de correlación múltiple fue de 0.710 (en lugar de 0.661 para los 70 pozos), las sumas positivas y negativas de los residuos fueron +2650 y -2648.

La Ecuación para el volumen de gas se obtuvo en términos del gradiente del ciclo de gas, y se expresa como:

$$\frac{G_c}{D/1000} = 9.90(D/1000) + 0.774P_{\text{tmín}} + 279 + 201L_c \quad \dots (9)$$

Usando los 70 pozos, el coeficiente de correlación múltiple fue de --- 0.520. Las sumas máximas y mínimas de los residuos fueron +687 y -6901. Dividiendo ambos lados de la Ecuación (9) por L_c obtenemos:

$$\frac{G_c/L_c}{D/1000} = \frac{9.90(D/1000) + 0.774P_{\text{tmín}} + 279}{L_c} + 201 \quad \dots (10)$$

La Ecuación (10) expresa G_c/L_c , y es equivalente a la Ecuación (3)

presentada anteriormente en términos de G/L, la cual expresa la relación de volúmenes para cualquier intervalo de tiempo.

La Ecuación para el incremento de presión se presenta en la Ecuación (5) 41 de los pozos usaron tubería de revestimiento de 5 1/2 pulgadas, y el coeficiente de correlación múltiple fue 0.576. Las sumas positivas y negativas de los residuos fueron +194 y -197.

Los pozos 25-28 y 34-39 usaron tubería de revestimiento de 7 pulgadas en lugar de 5-1/2. Por lo tanto estos 20 pozos ofrecieron una oportunidad para probar la hipótesis que el incremento de presión es inversamente proporcional al espacio anular. La relación del incremento de presión requerida por la Ecuación (5) es 0.424. La relación inversa del espacio anular es -- 0.515.

6 POZOS CON PISTONES VIAJEROS DE 2-1/2 PULGADAS.

La Ecuación para la presión de operación total se presentó en la Ecuación (2). Usando los 75 pozos (TABLA II), el índice de correlación múltiple fue 0.945. Las sumas máximas y mínimas de los residuos fueron +1849 y -1981.

La Ecuación para el gas requerido se obtuvo en términos del ciclo de -- gradiente de gas y se expresa como sigue:

$$\frac{G_c}{D/1000} = 47.8(D/1000) + 0.738P_{\text{atm}} + 254 + 122L_c \quad \dots (11)$$

52 pozos no se consideraron en la determinación de la Ecuación (11), -- debido a la diferencia entre el ciclo real del gradiente de gas y el requerido por la Ecuación.

Usando los 74 pozos restantes, el coeficiente de correlación múltiple fue 0.639 (en lugar de 0.599 para los 75 pozos). Las sumas positivas y negativas de los residuos fueron +9484 y -9698. Dividiendo ambos lados de la Ecuación (11) por L_c se obtiene la Ecuación para el gradiente de relación gas-líquido basado en los volúmenes por ciclo, la cual es equivalente a la Ecuación (4).

La Ecuación para el incremento de presión se presenta en la Ecuación (6). 61 de los pozos emplearon tubería de revestimiento de 7 pulgadas y el coeficiente de correlación múltiple fue 0.837. Las sumas máximas y mínimas de los residuos fueron +415 y -417.

7 METODO DE OBTENCION DE LAS ECUACIONES PARA UN GASTO MAXIMO DE PRODUCCION.

El tiempo mínimo de ciclo del émbolo, involucra movimientos ascendentes, descargando el líquido a la superficie, y movimientos descendentes al fondo del pozo; la última etapa puede ser dividida: cuando el pistón viajero cae a través del gas hasta la cima del líquido y continua deslizando a través de éste hasta el pie difusor. De lo anterior, es conveniente suponer que el tiempo mínimo de ciclo, depende principalmente de la profundidad a que se encuentra el pie difusor y del volumen cargado.

Cuando el pie difusor tiene acoplado una tubería corta (liner) deberá modificarse el tiempo mínimo de ciclo; ya que en el cálculo de la presión y gas requerido se considerará tomar como referencia la profundidad del extremo de la tubería de producción.

Fundamentado en las pruebas de campo, se estimó una regla práctica en la velocidad ascendente y descendente del pistón viajero, las cuales son 1000 y 2000 pies/min. respectivamente. Por lo tanto el tiempo mínimo requerido por el émbolo, para alcanzar la superficie y descender a la cima del bache, puede expresarse como $1.5(D/1000)$.

Las mediciones y estimaciones del tiempo requerido para que el pistón - descargue el líquido a la superficie, y para que el émbolo descienda a través de éste en la tubería de producción, determinaron un valor de 8 veces el número de barriles por ciclo (L_c) para un pistón de 2 pulgadas, y 6 veces el número de barriles por ciclo (L_c) para un pistón de 2-1/2 pulgadas. Las consideraciones antes descritas dieron como resultado, las siguientes Ecuaciones:

$$2'' \quad t_{\text{cmín}} = 1.5(D/1000) + 8L_c \quad \dots (12)$$

$$2-1/2'' \quad t_{\text{cmín}} = 1.5(D/1000) + 6L_c \quad \dots (13)$$

Dividiendo el número de minutos por día, entre el tiempo mínimo de ciclo (Ecuaciones 12 y 13) y multiplicando por el volumen cargado, se obtendrá el gasto máximo de producción del pistón viajero empleando las Ecuaciones (7) y (8) respectivamente.

De los datos reportados y presentados en las Tablas I y II, diez pozos - corresponden al gasto de producción que excede al 70% de los valores calculados por las Ecuaciones (7) y (8). Para los pozos 3, 25, 26, 28, 29 y 37 con pistones de 2 pulgadas el gasto de producción fue 73.7, 115.3, 119.2, 72.3, 73.5 y 75.5% respectivamente de los valores calculados por la Ecuación (7). Para los pozos 3, 6, 29 y 48 con pistones de 2-1/2 pulgadas el gasto de producción fue 70.3, 92.5, 85.0 y 71.2% respectivamente de los valores calculados por la Ecuación (7). Estas comparaciones, indican que el gasto expresado por las Ecuaciones (7) y (8) nos dan una buena aproximación del gasto real.

8 ESTIMACION DE LA PRESION PROMEDIO EN EL PUNTO EN EL CUAL EL GAS INYECTADO ENTRA A LA TUBERIA DE PRODUCCION.

Para un proceso cíclico, tal como se involucra en el pistón viajero, la presión promedio en el punto donde el gas entra a la tubería de producción,

puede estimarse de la presión en el espacio anular (superficial) como a continuación se describe: como el promedio aritmético de la presión máxima y mínima en el espacio anular o de la presión máxima en el espacio anular menos la mitad del incremento de presión. La presión promedio en el fondo de la columna de gas, puede obtenerse adicionando el peso del gas a la presión promedio en el espacio anular.

Se estimó que las condiciones promedio de un pozo tuviera una densidad relativa igual a 0.75 (aire=1) a una profundidad de 8000 pies, y una temperatura promedio en el espacio anular de 169 °F. Los valores anteriormente considerados dan como resultado un factor promedio para el gas de 0.0270/1000 y por consiguiente la estimación de la presión de fondo fluyendo promedio; misma que se expresa a continuación:

$$P_{wf} = \left[P_{cm\acute{a}x} - 1/2(P_{cm\acute{a}x} - P_{cm\acute{i}n}) \right] (1 + 0.0270/1000) \quad \dots (14)$$

9 EJEMPLOS.

A continuación se presenta la aplicación de las Ecuaciones expresadas anteriormente a diferentes pozos con pistones viajeros de 2 y 2-1/2 pulgadas de diámetro (ver Tabla III):

- 1) Pozos con límite en la presión de operación total.
- 2) Pozos con límite en la relación gas-líquido.
- 3) Pozos de gas descargando agua a la atmósfera.
- 4) Pozos de gas produciendo a la tubería de descarga.

TABLA III. EJEMPLOS.

1) Límite en la presión de operación total.

Datos:

Diámetro exterior de la tubería de producción (pgs.)	2-3/8
Profundidad de la tubería de producción (pies)	8000
Presión mínima en la tubería de producción (lb/pg ²)	40
Presión del gas de inyección (lb/pg ²)	500
Gasto de producción esperado (bl/día)	70

Solución:

Presión de operación total (lb/pg ²)	460
Volumen de líquido cargado por ciclo (bl/cy) (de Ec.1)	1.47
Gradiente de relación gas-líquido (pies ³ /bl)/(pies/1000)(Ec.3)	466
Relación gas-líquido probable (pies ³ /bl)	3728
Volumen de gas probable (MPC/día)	261

2) Límite en la relación gas-líquido.

Diámetro exterior de la tubería de producción (pgs.)	2-7/8
Profundidad de la tubería de producción (pies)	8600
Presión en la tubería de producción (lb/pg ²)	60
Relación gas-líquido (pies ³ /bl)	4000

Solución:

Gradiente de relación gas-líquido (pies ³ /bl)/(pies/1000)	465
Volumen de líquido cargado por ciclo (bl/cy) (de Ec.4)	2.07
Presión de operación total (lb/pg ²) (de Ec.2)	346
Presión máxima en el espacio anular (lb/pg ²)	406

TABLA III. CONTINUACION.

3) Pozo de gas descargando agua a la atmósfera.

Diámetro exterior de la tubería de producción (pgs.)	2-3/8
Profundidad de la tubería de producción (pies)	4200
Presión en el espacio anular (lb/pg ²)	400
Gasto de agua producida (bl/día)	4
Solución:	
Presión de operación total (lb/pg ²)	400
Volumen de líquido cargado por ciclo (bl/cy) (de Ec.1)	1.94
Gradiente de relación gas-líquido (pies ³ /bl)/(pies/1000)(Ec.3)	366
Relación gas-líquido probable (pies ³ /bl)	1537
Probable volumen de gas empleado en la descarga (MPC/día)	6.46

4) Pozo de gas produciendo a la tubería de descarga.

Diámetro exterior de la tubería de producción (pgs.)	2-7/8
Profundidad de la tubería de producción (pies)	4000
Presión en la tubería de descarga (lb/pg ²)	650
Presión en el espacio anular (lb/pg ²)	860
Gasto de agua producida (bl/día)	150
Solución:	
Presión de operación total (lb/pg ²)	210
Volumen de líquido cargado por ciclo (bl/cy) (de Ec.2)	1.99
Frecuencia del ciclo (ciclos/día)	75
Tiempo del ciclo (min./ciclo)	19
Gradiente de relación gas-líquido (pies ³ /bl)/(pies/1000)(Ec.4)	587
Probable relación gas-líquido al producir agua (pies ³ /bl)	2348
Probable volumen de gas empleado para el desplazamiento del pistón y bache de líquido hacia la superficie (MPC/día)	352

10 COMPARACION DE LOS RESULTADOS MEDIDOS CON LOS CALCULADOS.

Las expresiones para el gas y presión fueron derivadas de correlacionar los datos de campo. Algunos de los datos fueron referidos a pistones que no han sido operados bajo condiciones ideales. No obstante, la presión de operación total, relación gas-líquido y el incremento de presión que se utilizaron fueron los valores requeridos para elegir las condiciones de operación adecuadas.

La precisión esperada del uso de las Ecuaciones para el gas y presión se ilustran en las Figuras 1 y 2. Para obtener las curvas de estas figuras, los datos de un pozo fueron relacionados dentro de la Ecuación apropiada y un factor, tal como la presión de operación, fue calculada. Este valor, los datos medidos y la diferencia entre ambos se expresa en por ciento. Los valores de las fracciones del número total de casos fue graficada y se trazo una curva entre los puntos.

Como un ejemplo en el uso de las curvas, puede observarse en la Fig. 1 que para un pistón de 2 pulgadas, la presión de operación real para 0.5 de los casos, cae dentro de $\pm 24\%$ y para 0.9 dentro de $\pm 55\%$ de los valores calculados. Para el pistón de 2-1/2 pulgadas, los valores correspondientes son $\pm 12\%$ y $\pm 47\%$.

Dependiendo del grado de precisión deseado, podrá variarse el porcentaje (factor de seguridad) leído de las gráficas (Figs 1 y 2) para la predicción de la presión de operación total. Para propósitos prácticos, la misma variación podrá hacerse para la predicción del gasto máximo.

La precisión esperada del uso de las Ecuaciones para el gradiente de relación gas-líquido, puede leerse de las curvas de las Figuras 1 y 2. Para el pistón de 2 pulgadas, 0.5 y 0.9 de los casos caen dentro de $\pm 30\%$ y $\pm 73\%$ respectivamente; para el pistón de 2-1/2 pulgadas, 0.5 y 0.9 de los casos caen dentro de 21% y 57% respectivamente.

Diferencia entre los datos medidos y los cálculados (por ciento del calculado).

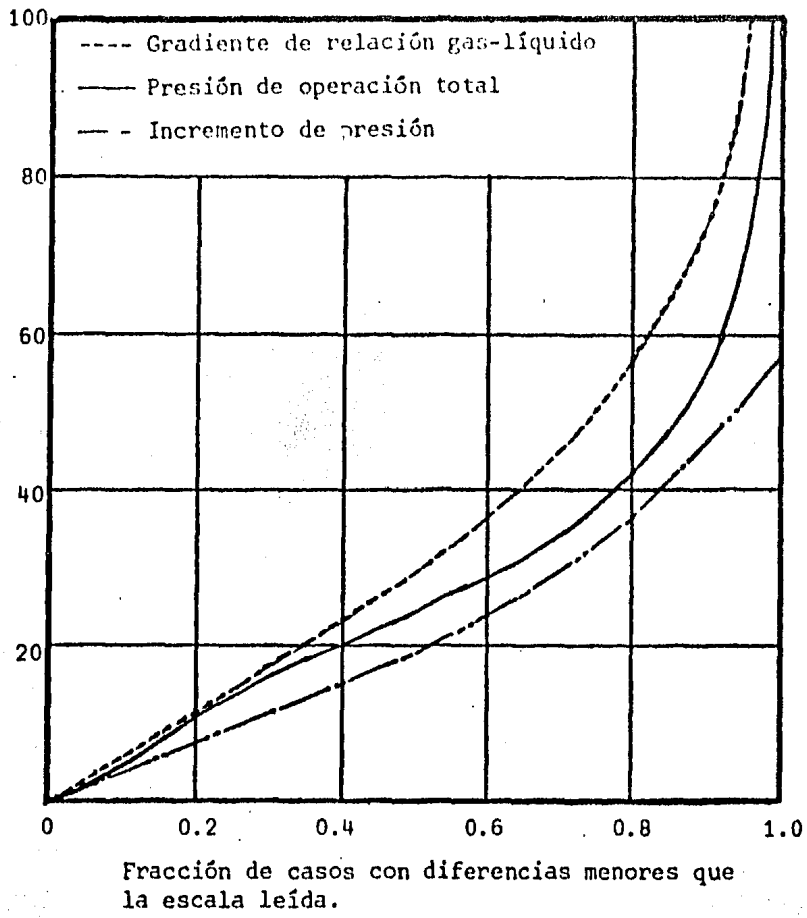


Fig. 1 Precisión esperada de las ecuaciones de mínimos cuadrados. Pistón viajero de 2 pulgadas de diámetro.

Diferencia entre los datos medidos y los cálculados (por ciento del calculado).

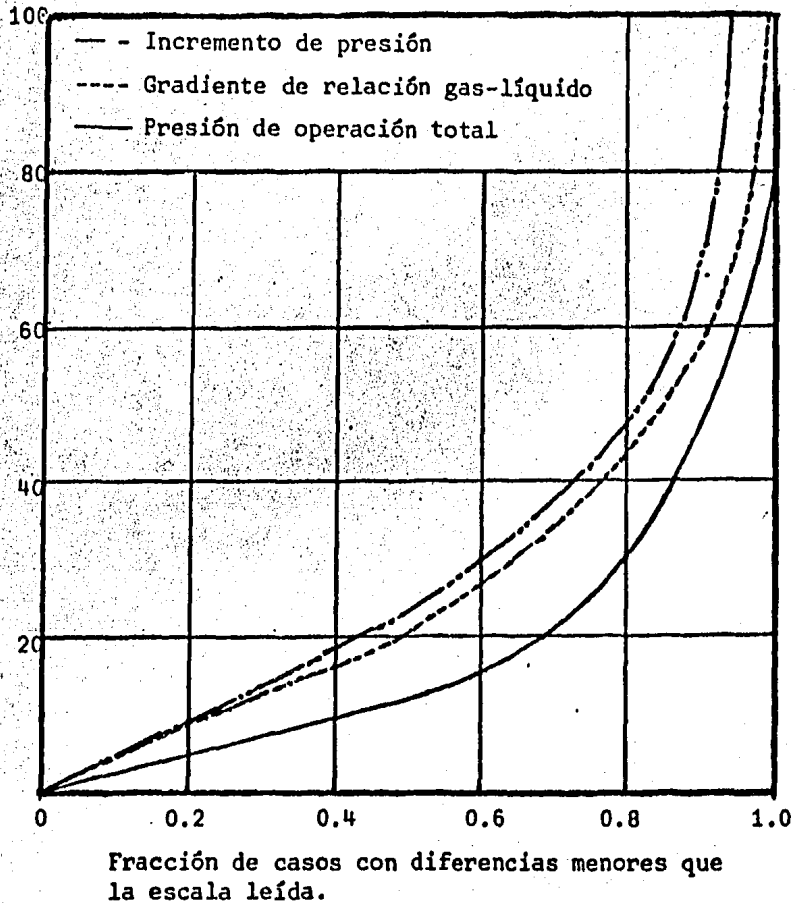


Fig. 2 Precisión esperada de las ecuaciones de mínimos cuadrados. Pistón viajero de 2-1/2 pulgadas de diámetro.

1 EQUIPO SUPERFICIAL.

La Figura 3 muestra una instalación convencional del pistón viajero. Dependiendo de las condiciones del pozo, pueden realizarse algunas variaciones, tanto para el equipo superficial como para el equipo subsuperficial. Dos arreglos superficiales se presentan en la Fig. (4) y Fig. (5).

Independientemente del equipo elegido, el primer detalle que será considerado para la instalación del émbolo, es el tipo de válvula maestra y las condiciones mecánicas en que se encuentra la tubería de producción.

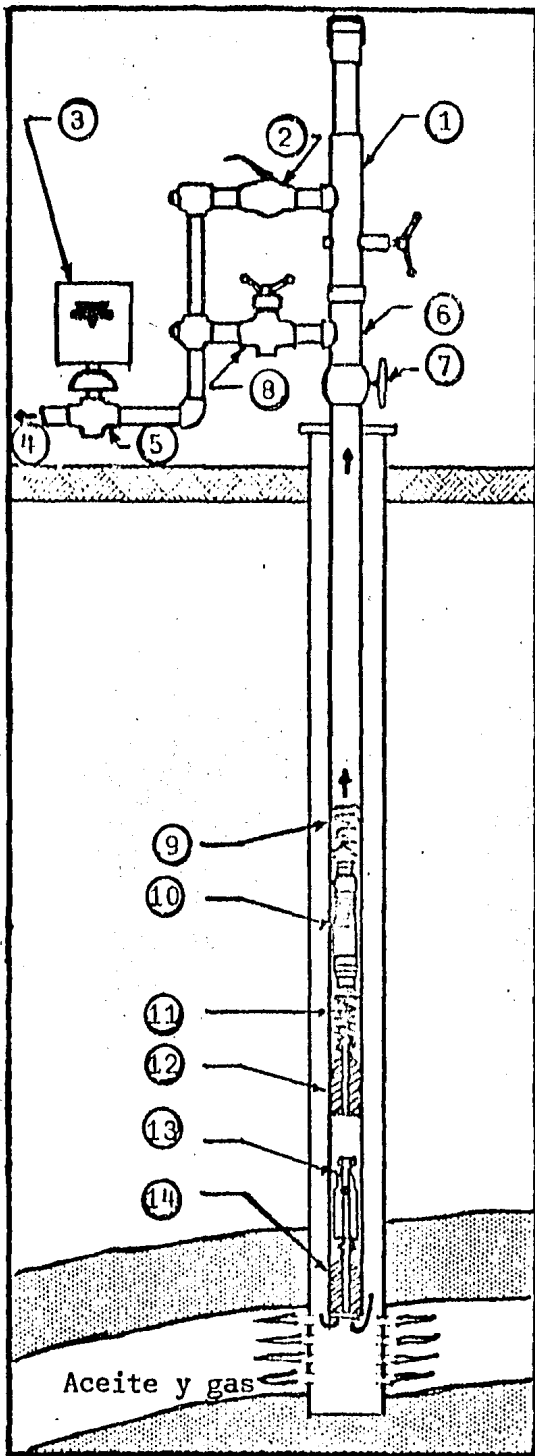
1.1 VALVULA MAESTRA.

La válvula maestra (ver Fig. 4 y 5) deberá tener una área de paso del mismo diámetro del área de la tubería de producción, con el objeto de permitir el movimiento ascendente y descendente del pistón. No deberá ser de otra medida, ya que ésta dejará pasar el exceso de gas alrededor del émbolo y en algunas ocasiones impedir el ascenso del pistón, cuando está siendo elevado dentro del lubricador.

El pistón llegará al lubricador, permitiendo su revisión continua. En caso de que el pistón se encuentre en malas condiciones, se procederá a repararlo o sustituirlo por otro en buenas condiciones, preferentemente de las mismas características, para que no se afecte el diseño original.

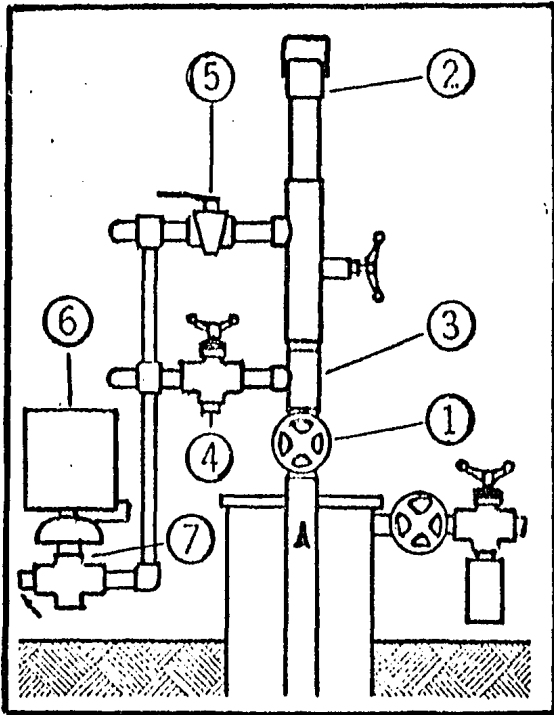
1.2 LUBRICADOR.

El lubricador es una parte esencial en cualquier instalación del pistón viajero. Las diferentes partes del lubricador se muestran en las Figuras 6 y 7.



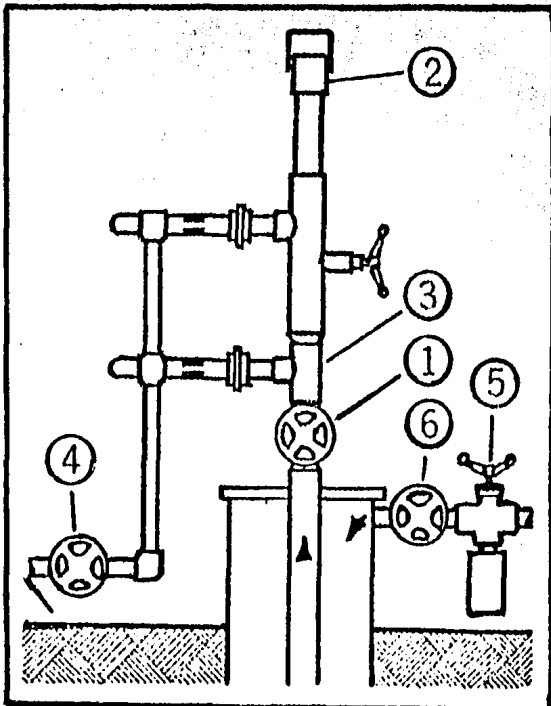
- 1 - LUBRICADOR
- 2 - VALVULA DE TAPON
- 3 - CONTROL ELECTRONICO DIGITAL
- 4 - A LA TUBERIA DE DESCARGA O SISTEMA DE BAJA PRESION
- 5 - VALVULA MOTORA
- 6 - TEE DE PRODUCCION
- 7 - VALVULA MAESTRA
- 8 - VALVULA
- 9 - BACHE DE LIQUIDO
- 10 - PISTON VIAJERO
- 11 - RESORTE AMORTIGUADOR
- 12 - ADITAMENTO RETENEDOR RECUPERABLE
- 13 - VALVULA DE PIE RECUPERABLE
- 14 - ADITAMENTO RETENEDOR RECUPERABLE

Fig.3 Instalación convencional del pistón viajero.



- 1- VALVULA MAESTRA
- 2- LUBRICADOR
- 3- TEE DE PRODUCCION
- 4- VALVULA
- 5- VALVULA DE TAPON
- 6- CONTROL ELECTRONICO DIGITAL
- 7- VALVULA MOTORA

Fig. 4 Equipo superficial del pistón para un pozo con alta relación gas-aceite.



- 1- VALVULA MAESTRA
- 2- LUBRICADOR
- 3- TEE DE PRODUCCION
- 4- VALVULA EN TUBERIA DE DESCARGA
- 5- VALVULA EN TUBERIA DE INYECCION
- 6- VALVULA

(ACONDICIONADO CON BOMBEO NEUMATICO)

Fig. 5 Equipo superficial del pistón para un pozo con baja relación gas-aceite.

- 1) Tapón- contiene un resorte para amortiguar la fuerza de ascensión del pistón.
- 2) Resorte amortiguador.
- 3) Contacto inicial del pistón con el lubricador- con un pistón de válvula -- integral, es activado y la válvula del pistón es abierta al contacto físico con el resorte amortiguador. Cuando el pistón es usado sin el vastago, el resorte amortiguador contiene un vastago para activar la válvula del -- émbolo. El lubricador mostrado en la Fig. 4, contiene integrado el tapón y el resorte amortiguador, para facilitar la inspección y reparación del - pistón. El lubricador se instala en la parte superior de la válvula maestra.
- 4) Area de flujo.

1.3 RECEPTOR.

El receptor (catcher) es usado para detener al pistón en el lubricador y, facilitar su inspección o desmontaje.

Cuando es necesario verificar las condiciones físicas de un pistón, se requiere depresionar la instalación superficial, lo cual es logrado con una válvula de desfogue instalada debajo del lubricador. (ver Figuras 4 y 5)

1.4 VALVULA MOTORA.

La válvula motora es colocada en la tubería de descarga, la principal - función de éste dispositivo es permitir el paso del fluido o interrumpirlo, dependiendo de las condiciones de operación que se establezcan.

Se emplea una fuente de gas exterior para activar el funcionamiento de la válvula motora. Los diseños más recientes contemplan un diseño de control electrónico digital.

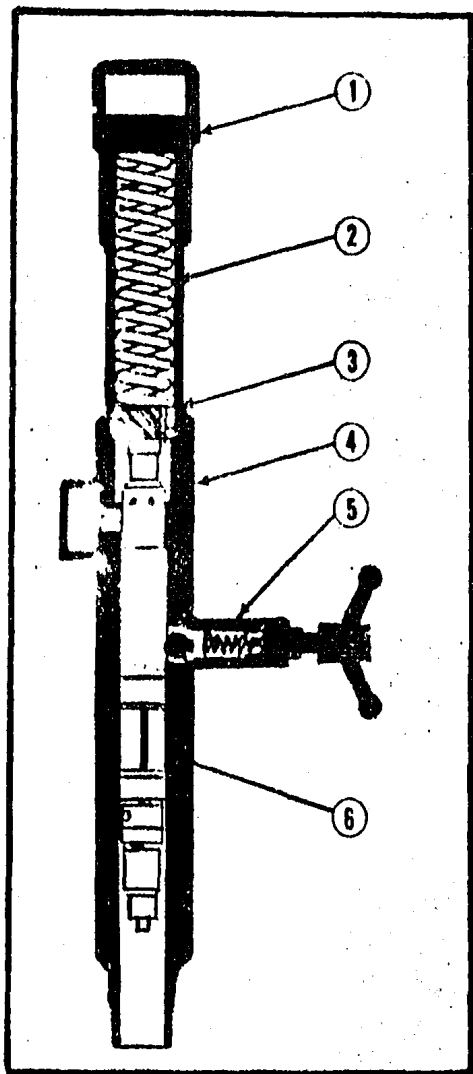


Fig. 6 Partes del lubricador.

- 1- TAPON
- 2- RESORTE AMORTIGUADOR
- 3- CONTACTO INICIAL DEL LUBRICADOR CON EL PISTON
- 4- AREA DE FLUJO
- 5- RECEPTOR
- 6- PISTON VIAJERO

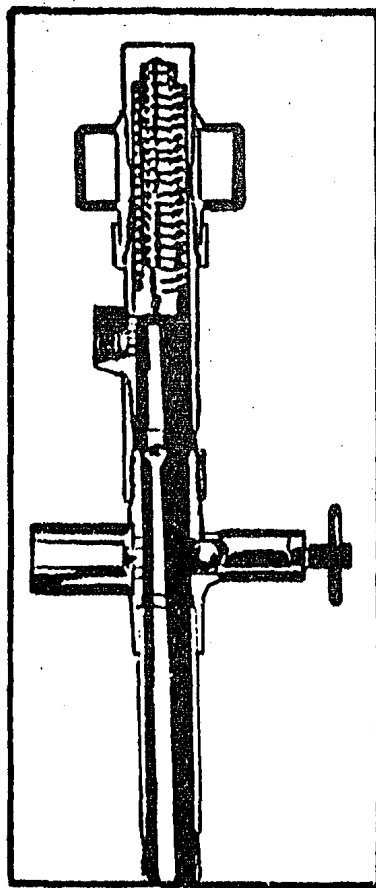


Fig. 7 Lubricador.

1.5 CONTROLES SUPERFICIALES.

Los controles superficiales se agrupan en tres categorías, que determinan el ciclo de la válvula motora. Las categorías consideradas son las siguientes:

- 1) *Tiempo de ciclo*-Este tipo de control contiene un reloj de cuerda mecánica acoplado a un disco que regula el tiempo accionado por un sistema neumático. Este dispositivo permite programar intervalos de tiempo en el disco, para mandar o bloquear las señales a la válvula motora.
- 2) *Control de presión*- Este control acciona la válvula motora ante la presencia de una diferencial de presión. Normalmente para la aplicación del pistón, el pozo abrirá cuando la presión en el espacio anular ha alcanzado un valor establecido, y cerrará cuando la presión se reduce al valor determinado. Puede ser activado por otras señales neumáticas, tal como; cerrar automáticamente a la llegada del pistón a la superficie.
- 3) *Control electrónico*-Este nuevo control consta de un circuito sólido para regular el tiempo, y está adaptado de una celda de batería "D". La vida promedio de la batería es de un año. Este sistema utiliza un aparato electrónico que opera una válvula reguladora para abrir o cerrar el pozo a un determinado tiempo con buena precisión. Adicionalmente, responde a señales de sensores exteriores que envían variaciones de presión, nivel de líquido o el arribo del pistón a la superficie.

Empleando sensores adicionales con el control electrónico los tiempos requeridos para regular el pozo, se reducen considerablemente. Al sustituir aparejos o modificar condiciones superficiales, los controles compensarán automáticamente la variación y el pozo producirá únicamente cuando esté en condiciones de producir. En la Figura 8 se presenta un control electrónico digital.

CALIBRADOR

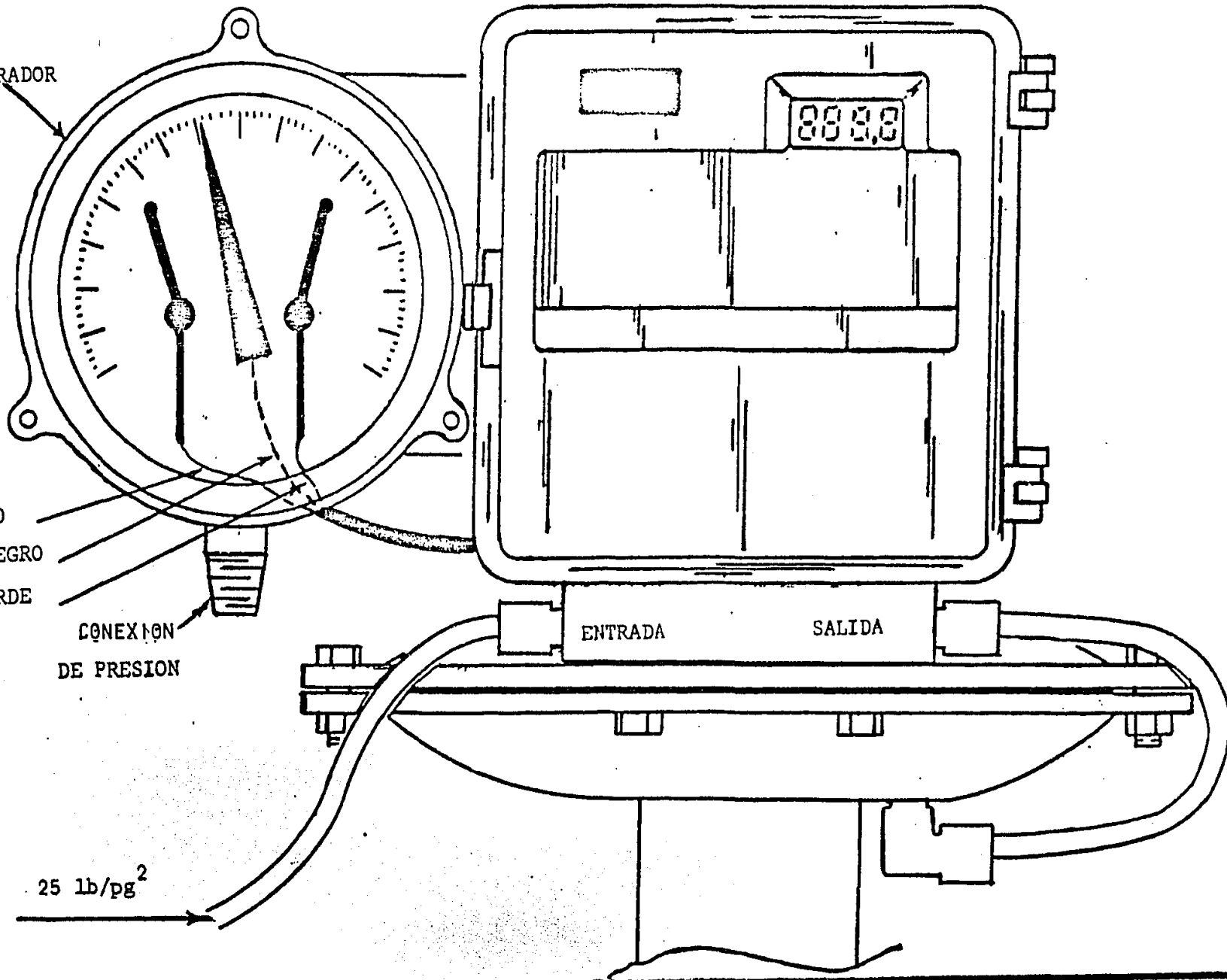
ROJO

NEGRO

VERDE

CONEXION
DE PRESION

25 lb/pg²



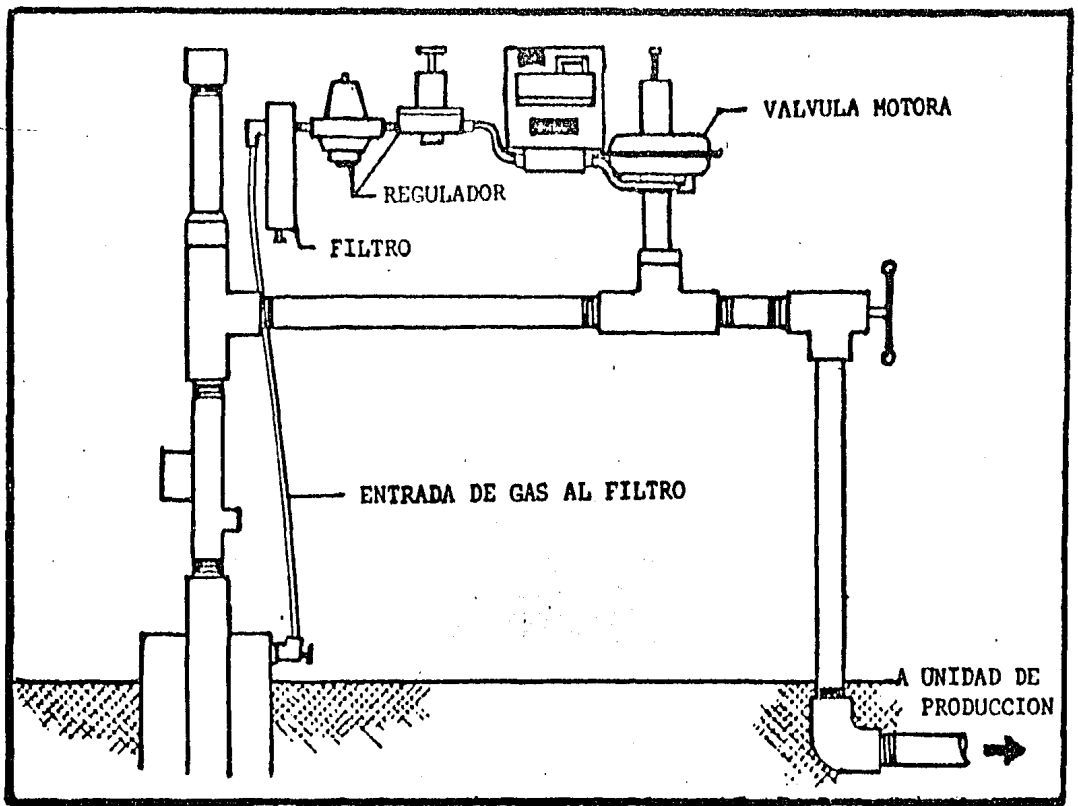


Fig. 9 Instalación de un control electrónico digital.

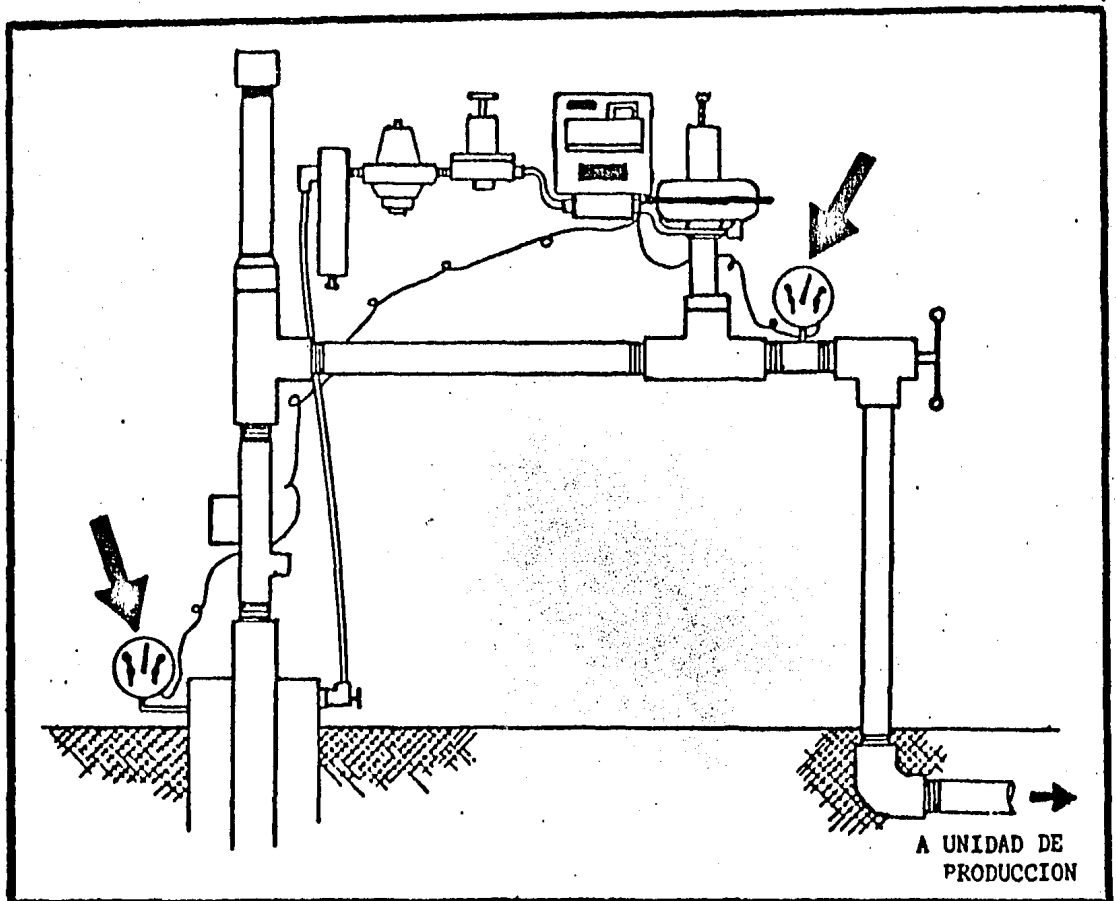


Fig. 10 Aplicación de un interruptor de presión.

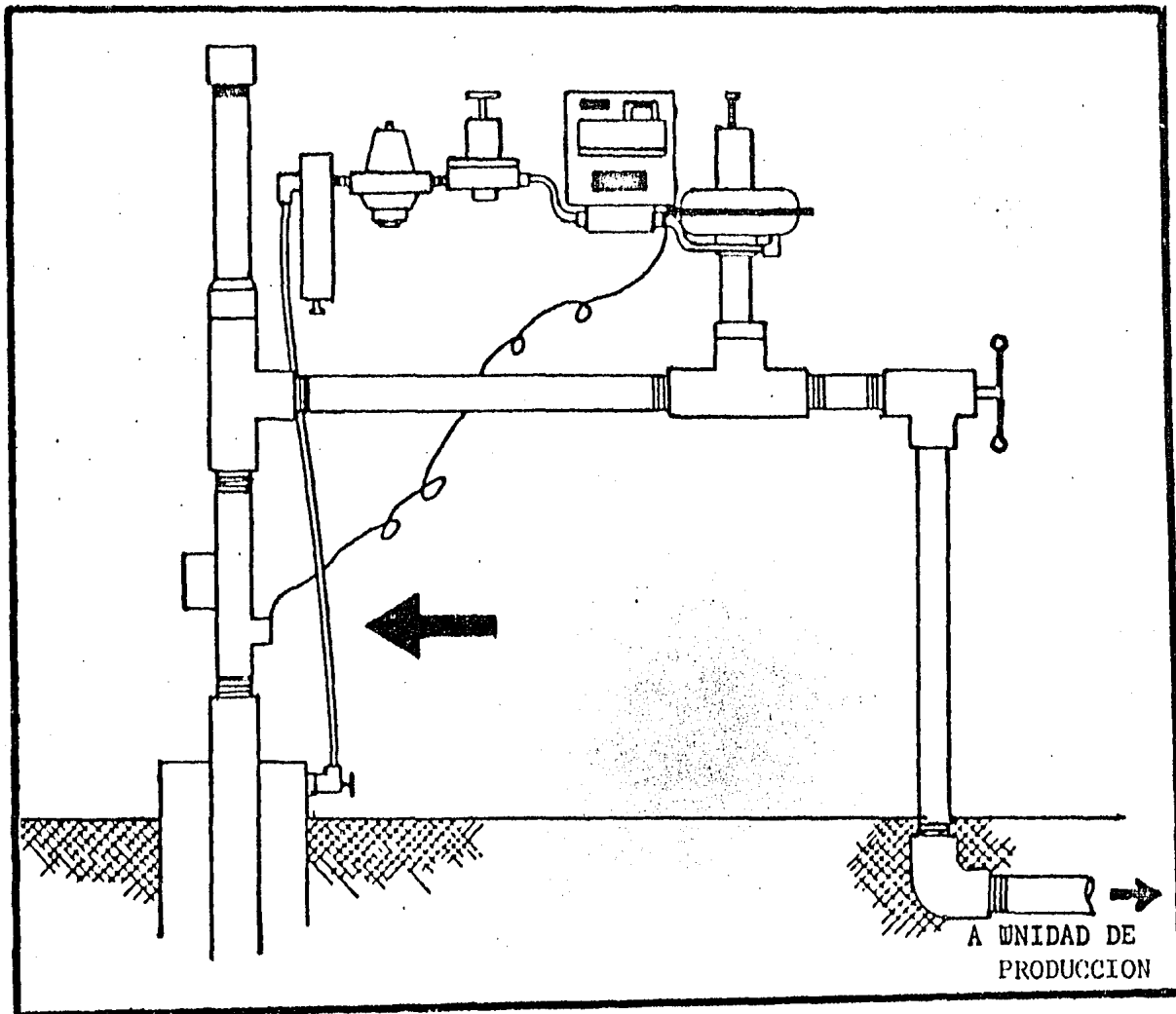


Fig. 11 Interruptor activado por la llegada del pistón.

CONSIDERACIONES PARA LA CORRECTA OPERACION DEL CONTROL ELECTRONICO.

El control electrónico ocupa un espacio muy pequeño y el mantenimiento es insignificante. Para obtener los máximos beneficios del control se requiere:

- 1) El pozo deberá tener una válvula motora accionada por gas, instalada frecuentemente en la tubería de descarga; es necesario que el control se instale lo más cercano posible a la válvula motora, como se muestra en la Figura 9.
- 2) Para operar la válvula motora se requiere una presión de gas de 25 a 30 lb/pg². En la Figura 9 se presenta una instalación del control electrónico, empleando reguladores y filtros, con el objeto de que opere eficientemente la válvula motora, ya que ésta requiere para su funcionamiento -- gas seco a una presión constante.

En algunos casos es conveniente instalar interruptores, los cuales se explican a continuación:

- a) Un interruptor de presión puede instalarse en el cabezal de la tubería de revestimiento, tubería de producción o a una presión diferencial en la tubería de descarga. La presión en la tubería de revestimiento puede usarse en la inyección de gas a pozos de Bombeo Neumático con determinadas características. La Figura 10 muestra dos tipos de interruptores de presión instalados en el cabezal, uno en la tubería de revestimiento y el otro en la tubería de descarga..
- b) Un interruptor (generalmente magnético) podrá emplearse, el cual es activado por la llegada del pistón. La Figura 11 presenta una instalación típica del interruptor a la llegada del pistón.
- c) Un interruptor del nivel de líquido podrá emplearse en los separadores, tanques de almacenamiento o tanques de descarga de agua.

2 EQUIPO SUBSUPERFICIAL.

La instalación del equipo subsuperficial en el pozo, consiste básicamente de un aditamento retenedor (tubing stop) y un resorte. Su función es proveer un amortiguador de golpes, cuando el pistón cae al fondo. Las combinaciones dependerán del tipo de tubería de producción y de los mecanismos de conexión del pozo. Las variaciones subsuperficiales se presentan de la Fig. 12 a la Fig. 15.

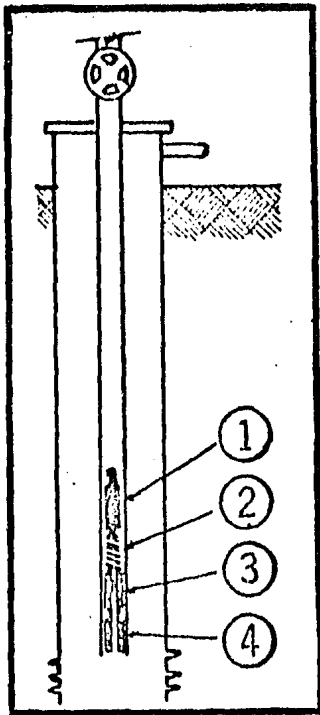
2.1 TUBERIA DE PRODUCCION.

La tubería de producción deberá calibrarse antes de introducir el equipo subsuperficial. No sólo para prevenir los doblamientos o aplastamientos de la tubería de producción, sino para una satisfactoria instalación. El operador deberá contar con el equipo adecuado para determinar el diámetro correcto de calibración.

Como se podrá observar en la Figura 3, la sarta de producción no tiene empacador. El pistón viajero con empacador es empleado en casos aislados.

2.2 ADITAMENTO RETENEDOR (TUBING STOP).

Cuando la sarta de producción no está equipada con un niple de asiento, puede usarse el aditamento retenedor para colocar el resorte amortiguador y la válvula de pie. La Figura 16 muestra un aditamento retenedor. Es importante hacer notar que para evitar que el pistón caiga en seco cuando llega al fondo de la tubería de producción, un aditamento retenedor individual deberá emplearse para colocar la válvula de pie, independientemente del resorte amortiguador. La experiencia ha demostrado que un pistón cayendo en seco sobre el resorte amortiguador, válvula de pie e instalado el aditamento retenedor provocará una vibración que rápidamente se disipará y no causará una falla en la bola y asiento de la válvula de pie.



- ① PISTON
- ② RESORTE AMORTIGUADOR
- ③ VALVULA DE PIE RECUPERABLE
- ④ ADITAMENTO RETENEDOR RECUPERABLE
- ⑤ VALVULAS DE BOMBEO NEUMATICO

Fig. 12 Equipo subsuperficial para un pozo fluuyente.

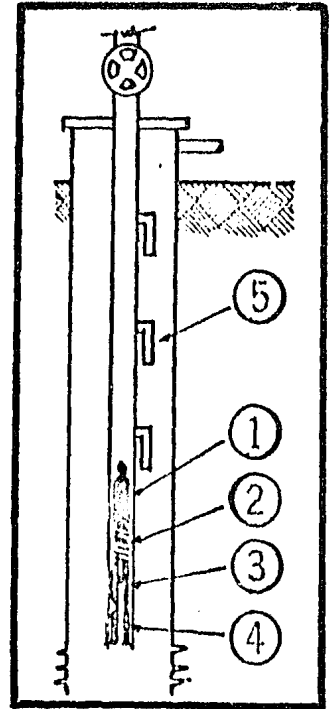
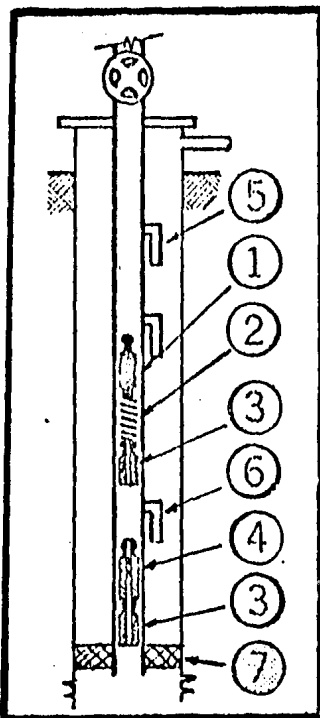


Fig. 13 Equipo subsuperficial para un pozo instalado con bombeo neumático.



- ① PISTON
- ② RESORTE AMORTIGUADOR
- ③ ADITAMENTO RETENEDOR RECUPERABLE
- ④ VALVULA DE PIE DUPLEX
- ⑤ VALVULAS DE BOMBEO NEUMATICO
- ⑥ VALVULAS DE PRODUCCION DEL BOMBEO NEUMATICO
- ⑦ EMPACADOR
- ⑧ VALVULA DE PIE RECUPERABLE
- ⑨ NIPLA DE ASIEN TO
- ⑩ VALVULA DE BOMBEO NEUMATICO INSTALADA EN EL CENTRO

Fig. 14 Equipo subsuperficial para un pozo instalado con bombeo neumático.

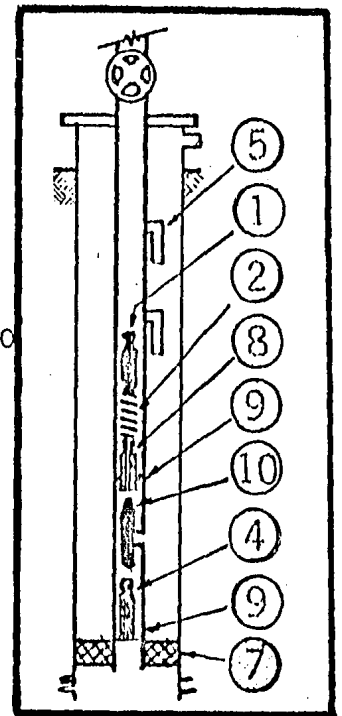


Fig. 15 Equipo subsuperficial para un pozo instalado con bombeo neumático.

2.3 VALVULA DE PIE CALIBRADA.

La válvula de pie se emplea cuando la presión del gas de inyección es mayor que la presión de bombeo estandar, cuenta con un cuello pescante adherido para recuperarse con calbe de acero.

2.4 RESORTE AMORTIGUADOR.

El resorte amortiguador se muestra en la Figura 17 y es una parte esencial en la instalación del pistón, ya que previene los excesivos golpes sobre el pistón cuando va descendiendo al fondo del pozo, especialmente si el pozo no tiene líquido en la tubería de producción.

2.5 CLASIFICACION DE LOS PISTONES.

Básicamente existen cinco tipos de pistones, fundamentados en el mismo principio. Las variaciones que presentan son la eficiencia del sello, peso y arreglo del desviador de flujo.

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LOS PISTONES:

1) Pistón con sello turbulento- Este tipo de pistón consta de una serie de canales cortantes unidos a una barra sólida. Dentro del mecanismo puede contar con una válvula interior o prescindir de ella, lo cual dependerá del fabricante y aplicación. El sello se efectua por el movimiento rápido del gas por estos canales, generando una turbulencia dentro de cada canal, provocando una caída de presión en el movimiento del pistón.

2) Pistón tipo lavador- Este tipo incorpora una serie de anillos o lavadoras ligeramente menores al diámetro de la tubería de producción. Estan montados sobre un mandril y puede tener una válvula integral activada por un vastago a través del centro del mandril. El sello se efectua por el movimiento del gas, especialmente en forma de lavadora, los anillos de este --

dispositivo son presionados contra la pared de la tubería de producción por resortes excéntricos. Este pistón efectúa un sello turbulento similar al descrito en el inciso anterior.

3) Pistón tipo brocha- Este tipo extraño de pistón utiliza una brocha como elemento sellante, puede contar con un desviador de flujo integral o prescindir de él.

4) Pistón con hojas de expansión- El diseño de este pistón contempla resortes que sujetan hojas, las cuales sellan con el diámetro interior de la tubería de producción. En algunos casos cuenta con una válvula interior o vástago integral dependiendo del fabricante y de su aplicación. Las hojas pueden regularse para lograr un mejor sello contra la tubería de producción.

5) Pistón con segmentos retractables- Este tipo de pistón contempla una serie de resortes que sujetan unos paquetes de acero, se adaptan y sellan al diámetro interior de la tubería de producción. El sello podrá regularse por la apertura o cierre de los paquetes de acero la habilidad de los paquetes de acero para retraer y reducir el diámetro exterior del pistón activará el funcionamiento del desviador de flujo.

Las Figuras 18, 19 y 20 muestran tres diferentes tipos de pistones.

En la operación del pistón viajero es importante mencionar cinco características:

- a) Alto grado de repetición (apertura y cierre) en la operación de la válvula del pistón.
- b) Alta resistencia a choques y fatigas.
- c) Resistencia a jalones de la tubería de producción.
- d) Habilidad para caer a través del gas y el líquido.
- e) Habilidad para efectuar un buen sello contra la pared de la tubería de producción en el movimiento ascendente.

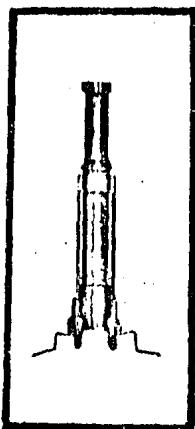


Fig. 16 Aditamento retenedor.

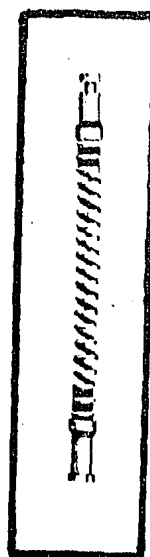


Fig. 17 Resorte amortiguador.

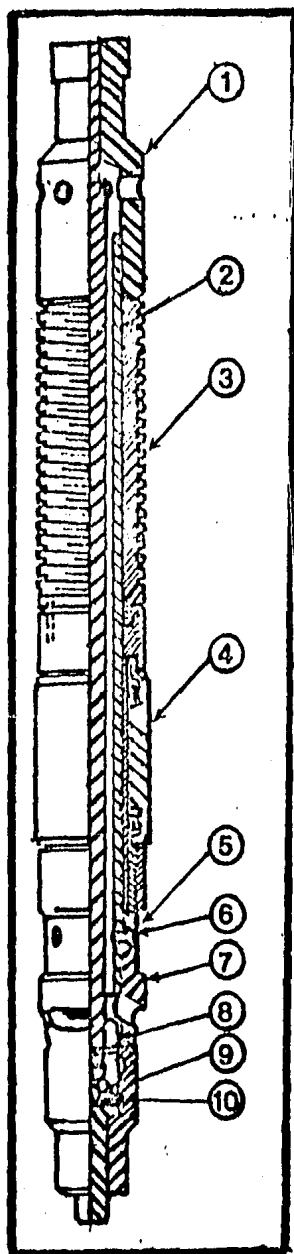
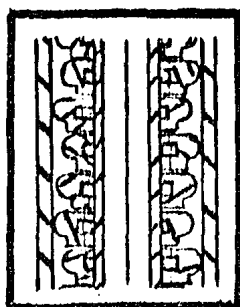
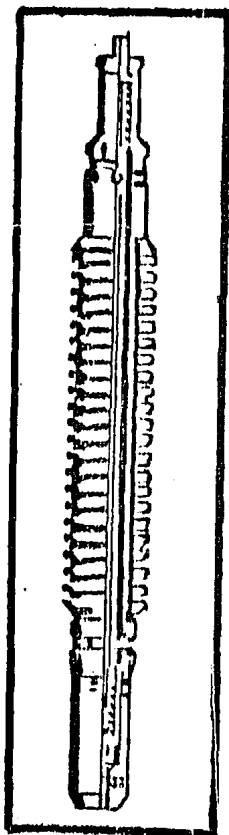


Fig. 18 Pistón con sello turbulento, y con hojas de expansión.

PARTES QUE INTEGRAN EL PISTÓN VIAJERO.

- 1 PARTE SUPERIOR DEL MANDRIL.
- 2 TUBO DEL MANDRIL.
- 3 ELEMENTO DE EMPACAMIENTO (ESPIRAL).
- 4 ELEMENTO DE EMPACAMIENTO (EXPANSION).
- 5 ANILLO DE CIERRE.
- 6 VASTAGO DE CIERRE.
- 7 CUERPO DE LA VALVULA.
- 8 PARTE INFERIOR DE LA VALVULA.
- 9 DISPOSITIVO QUE ACTIVA EL AREA DE FLUJO (BY-PASS)
- 10 DIAMETRO DEL AREA DE FLUJO (1/4 pg.).



Anillos intercalados al contacto con la pared de la tubería de producción, que limpian continuamente la tubería, previniendo la formación de parafinas.

Fig. 19 Pistón tipo lavador con válvula integral.

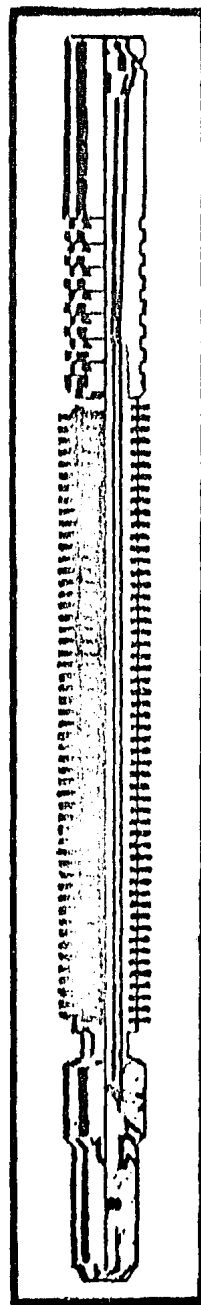


Fig. 20 Pistón tipo brocha con válvula integral.

3 PROCEDIMIENTO PARA LA INSTALACION DEL PISTON VIAJERO.

A continuación se presenta una secuencia para la instalación del pistón viajero, considerando que el pozo tiene colocado un empacador y además se encuentra lleno con fluido de control.

- 1) Verificar que la válvula maestra sea del diámetro adecuado.
- 2) La tubería de producción deberá estar calibrada.
- 3) El tapón en la tubería de producción estará colocado arriba del empacador.
- 4) La tubería de producción estará perforada a una distancia conocida, arriba del tapón de la tubería de producción.
- 5) El fluido de control que se encuentra en el espacio anular es desplazado a la superficie por la inyección de gas, a través de las válvulas de bombeo neumático.
- 6) El tapón de la tubería de producción es retirado.
- 7) El aditamento retenedor y la válvula de pie se colocan inmediatamente arriba de las perforaciones en la tubería de producción (la válvula de pie y el aditamento retenedor son accesorios opcionales).
- 8) El aditamento recuperable es colocado arriba de la válvula de pie o de las perforaciones en la tubería de producción.
- 9) El resorte amortiguador es instalado y asegurado para colocar anticipadamente el aditamento retenedor.
- 10) El pistón es introducido a la tubería de producción con equipo de línea de acero para verificar que no hay accesorios apretados.
- 11) El equipo de línea es retirado del lubricador y empieza la operación del pistón viajero.

CAPITULO IV

1 CONSIDERACIONES GENERALES.

Las instalaciones del pistón viajero pueden clasificarse en tres grupos. Estos grupos no se diferencian entre pozos de gas o pozos de aceite, únicamente si la cantidad de gas liberado por la formación es:

- a) Excesiva.
- b) La cantidad requerida.
- c) Insuficiente para elevar el líquido a la superficie.

La primera y segunda categoría utilizan la energía del gas de formación para recuperar el líquido producido. La tercera categoría deberá suministrar un volumen de gas adicional por el espacio anular para recuperar el líquido producido (la instalación que emplea un pistón, junto con válvulas de Bombeo Neumático caen dentro de la tercera categoría).

Con respecto a las condiciones mecánicas del pozo, se pueden considerar las siguientes instalaciones:

- a) Bombeo Neumático Intermitente con pistón viajero.
- b) Pistón viajero con empacador.
- c) Pistón viajero convencional sin empacador.

2 BOMBEO NEUMATICO INTERMITENTE CON PISTON VIAJERO.

Este tipo de instalación está diseñada para facilitar y mejorar la recuperación de los líquidos producidos, eliminando o reduciendo el colgamiento del líquido.

La instalación del pistón viajero puede realizarse a cualquier pozo de Bombeo Neumático Intermitente independientemente de la profundidad.

La adición de una válvula de pie en el fondo de la tubería de producción retiene el fluido producido y ayuda a incrementar la producción. También disminuye el gas de inyección, lo que a su vez reduce los costos de compresión.

El tipo de pozo más adecuado para esta instalación, es el que presenta un alto Índice de productividad y baja presión fluyendo del pozo o categóricamente una instalación intermitente, en el bombeo neumático intermitente -- se presenta un resbalamiento entre las fases a desplazar, causado por la diferencia de velocidades y densidades de los fluidos.

Pueden existir también problemas como: pozos profundos, sistemas de inyección de baja presión o alta presión de separación. En la operación, el pistón viaja de la válvula operante a la superficie en cada ciclo de inyección, ocasionando que el líquido sea desplazado por el pistón al tiempo de la inyección. Cuando la válvula operante se cierra, el pistón que ahora se encuentra en el lubricador, estará libre para regresar al fondo del pozo para iniciar otro ciclo.

Cada ciclo tarda cierto tiempo en el movimiento ascendente y descendente del pistón. Entre más profundo sea el pozo más tardará cada ciclo. En forma práctica se podrá determinar el movimiento ascendente del émbolo (casi siempre dentro de un rango de 1000 a 2000 pies/minuto). Para determinar el movimiento descendente del pistón, se deberán considerar algunos factores -- que intervienen en esta etapa:

- a) Descarga del excedente de gas, que ha desplazado al pistón y bache de líquido, el cual a quedado en la tubería de producción, después que el émbolo ha llegado al lubricador.
- b) Otro factor es: la presencia de residuos del flujo en la tubería de producción.
- c) Posibilidad de que las válvulas del bombeo neumático dejen escapar gas.

De las consideraciones anteriores, se puede observar que el tiempo de descenso del émbolo, variará de acuerdo a las condiciones de operación que presente cada pozo. El tiempo mínimo de ciclo del émbolo se determina sumando las tres etapas (movimiento ascendente, movimiento descendente a través del gas y movimiento descendente a través del líquido).

Para obtener una satisfactoria operación del pistón viajero instalado en pozos con bombeo neumático intermitente, es necesario que el émbolo se encuentre debajo del líquido, al momento de inyectar gas.

De acuerdo a reportes de campo se ha observado (en la mayoría de los casos) que el empleo del pistón viajero en pozos de Bombeo Neumático Intermitente, ha beneficiado la recuperación de aceite en un 15 % y una reducción en el gas inyectado del 30 %; por tal motivo se sugiere el uso continuo del émbolo viajero en instalaciones con Bombeo Neumático Intermitente.

Los beneficios que ofrece éste sistema se presentan a continuación:

- 1) Una reducción considerable en el volumen de gas inyectado. Es decir, una reducción en los costos de compresión del gas.
- 2) Al incrementar la producción, resultará una reducción en el gradiente de flujo y un incremento de caída de presión en la formación.
- 3) Eliminación de parafinas o sólidos acumulados en la tubería de producción.

En la Figura 21 se muestra una instalación de un pozo de Bombeo Neumático Intermitente con pistón viajero.

3 PISTÓN VIAJERO CON EMPACADOR.

Este tipo de instalación es frecuente cuando se tienen altas relaciones gas-líquido; es decir, en pozos productores de gas. En algunas ocasiones - el volumen de gas de formación puede ser el necesario para operar una instalación convencional pero no para que funcione la instalación que contiene -- empacador.

Los líquidos se acumulan en el fondo del pozo cuando las velocidades en la tubería de producción están por debajo del flujo crítico. La disminu-- ción de la velocidad puede ser provocada por el decremento de la presión de - fondo, el incremento de fluidos producidos o altas contrapresiones en la -- tubería de descarga.

El pistón viajero proporciona una efectiva prevención, evitando que los líquidos se acumulen en el fondo del pozo. Los viajes periódicos del pis-- tón a la superficie aseguran una mínima acumulación de líquidos y un máximo flujo.

Al cerrarse la tubería de descarga el pistón viajará hacia el fondo del pozo; cuando la tubería de descarga es reabierta, el pistón y el líquido car-- gado estarán en la superficie y comenzará una vez más otro ciclo.

Generalmente un contador de ciclos es usado, para el control automático del pistón viajero en pozos de gas. No obstante, el pistón podrá operarse - manualmente, especialmente si no se requieren más de dos ciclos por día. La Figura 22 muestra una instalación del pistón viajero con empacador.

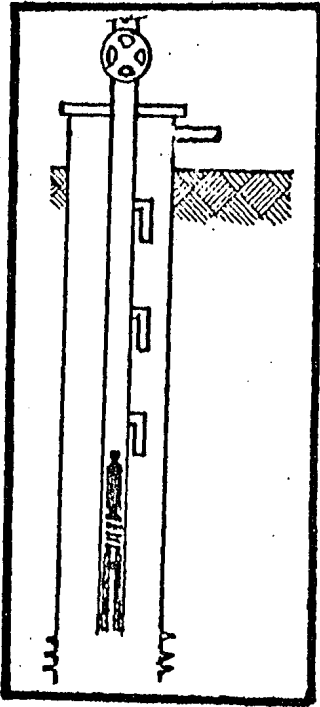


Fig. 21 Bombeo Neumático Intermitente con pistón viajero.

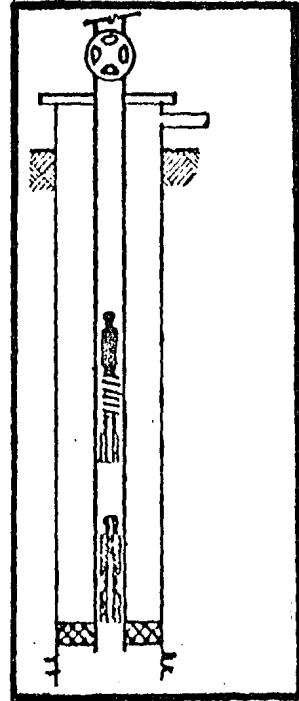


Fig. 22 Pistón viajero con empacador.

4 PISTÓN VIAJERO CONVENCIONAL (SIN EMPACADOR).

El pistón viajero convencional sin empacador, generalmente se emplea cuando el pozo proporciona toda la energía (gas), aunque algunos sistemas utilizan una fuente de gas adicional para complementar esta energía.

Existen diferentes arreglos en los sistemas de flujo, por ejemplo: flujo de gas por la tubería de revestimiento hacia la tubería de descarga, flujo de gas y líquido por la tubería de producción hacia la tubería de descarga, flujo por la tubería de producción, gas hacia la tubería de descarga y el líquido hacia un sistema de baja presión.

Determinar si un pozo es adecuado para instalar el pistón viajero convencional y que sistema de flujo deberá usarse, es uno de los mayores problemas en la aplicación del pistón viajero. La Figura 23 muestra una instalación del pistón viajero convencional (sin empacador).

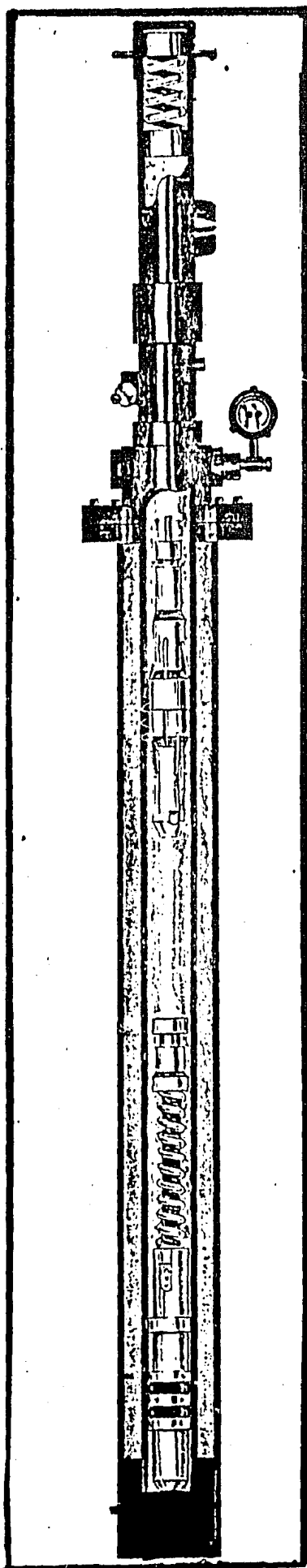


Fig. 23 Pistón viajero convencional
(sin empacador).

CAPITULO V

31

1 INTRODUCCION.

Un investigador¹ presentó un análisis dinámico para determinar el comportamiento del pistón viajero; el cual es diferente a los métodos de predicción establecidos. También incluye, como estimar la velocidad del émbolo y del bache del líquido en el movimiento ascendente. Además se presenta un análisis de los ciclos del pistón en pozos con alta RGI, para indicar el --gasto máximo de producción y el incremento de presión en el espacio anular --necesario para elevar el pistón y los líquidos acumulados.

La información presentada en este capítulo permite al Ingeniero analizar y predecir el comportamiento del pistón viajero con mayor precisión.

2 MODELO DINAMICO.

Este modelo permite determinar el comportamiento del pistón viajero, incluyendo los cálculos del cambio en la presión, posición, velocidad y aceleración del émbolo en la tubería de producción. El algoritmo empleado -- puede incorporarse a un programa de cómputo para efectuar el diseño óptimo del pistón viajero.

El método considera un sistema de fuerzas (Fig.24) en el pistón y bache de líquido que se igualan a la masa del pistón y bache, y se multipli--can por la aceleración del émbolo. La presión arriba y abajo del pistón -- es corregida por el peso de la columna y fricción del gas:

La ecuación resultante es (ver APENDICE A):

$$A_x(p_f - p_l) - w_x - b_s = (w_x/g)a \quad \dots (15)$$

Donde:

- A_t - Area de la sección transversal de la tubería de producción (pies²).
- p_p - Presión en el espacio anular, corregida por el peso de la columna y fricción del gas en el fondo del pistón (lb/pg²).
- p_f - Presión superficial en la tubería de producción, separador o tubería de descarga, corregida por el peso de la columna y fricción del gas en la cima del bache (lb/pg).
- w_t - Peso total del émbolo y bache de líquido (lb_f).
- f_s - Fricción entre el bache de líquido y las paredes de la tubería de producción (lb_f).
- a - Aceleración del pistón y bache de líquido en cualquier punto de la tubería de producción (pies/seg²).

Para determinar la posición (L) y velocidad (v) del émbolo en cualquier punto de la tubería de producción, se integrarán con respecto al tiempo las siguientes Ecuaciones:

$$v = \int_0^t a dt + v_i \quad \dots(16)$$

$$L = \int_0^t v dt + L_i \quad \dots(17)$$

Donde la velocidad inicial (v_i) y la distancia inicial (L_i) son igual a cero en el fondo de la tubería de producción.

Este método no considera el cálculo de la velocidad ascendente del pistón, la velocidad superficial es calculada en función de la profundidad y el tiempo en el cual el émbolo llega a la superficie.

p_f - PRESION SUPERFICIAL EN LA TUBERIA DE PRODUCCION

V - Velocidad local

a - Aceleración

L_s - LONGITUD DEL BACHE

$\int_0^h \rho g dh$
= ESFUERZO CORTANTE
(FRICCION DEL FLUIDO)

$w_s + w_p$ = PESO DEL PISTON
MAS EL PESO DEL
BACHE

PISTON

p_h - PRESION DE ELEVACION
EN EL ESPACIO ANULAR



Fig. 24 Sistema de fuerzas que actúan en el pistón y bache de líquidos.

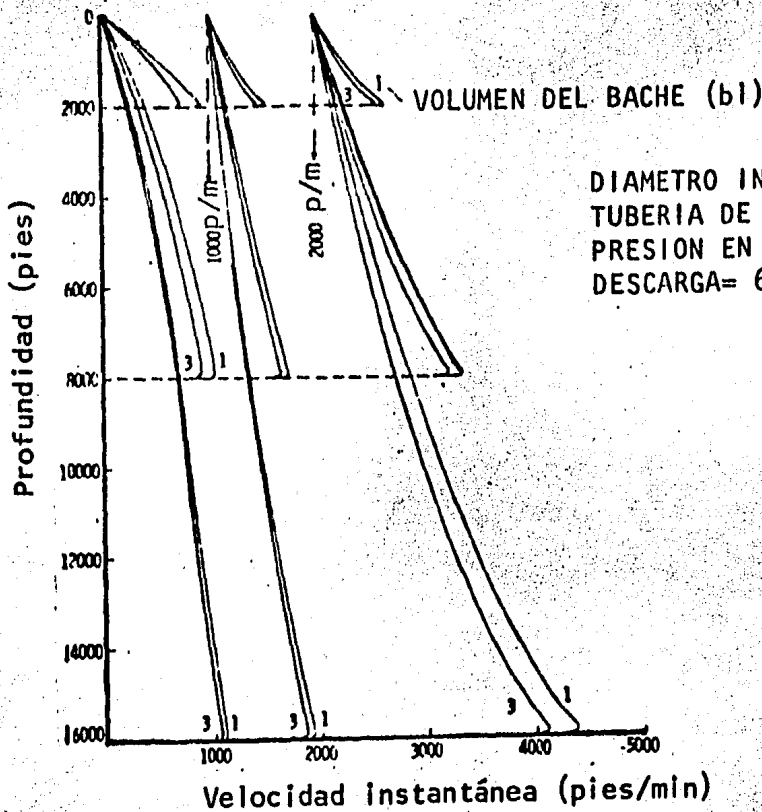


Fig. 25 Perfiles de velocidad para velocidades de 10, 1000 y 2000 Pies/min.

3 RESULTADOS DEL MODELO DINAMICO.

La Fig. 25 muestra los perfiles de velocidad contra la profundidad para velocidades superficiales de 10, 1000 y 2000 pies/min. Temperaturas, gravedad específica del líquido en °API y fracciones de agua se emplearon para calcular las propiedades de los fluidos y generar las curvas. Estas curvas no consideran la posible fuga de gas pasando a través del perímetro del émbolo y del bache de líquido a elevar. Los perfiles ilustran como calcular la velocidad del pistón cuando éste va descendiendo. De la Figura mencionada puede observarse que altas velocidades, serían más convenientes para elevar el émbolo. Sin embargo la Fig. 26 indica que la presión de operación en el espacio anular es función tanto del tiempo como del émbolo y bache de líquido bajo diferentes condiciones.

La Fig. 26 muestra que para una velocidad de 2000 pies/min. en pozos -- profundos, el pistón requerirá de altas presiones en el espacio anular para - alcanzar la superficie. Por otra parte, a una velocidad superficial de ----- 10 pies/min. se requieren bajas presiones de operación en el espacio anular, pero se requieren mayores tiempos en la elevación, posiblemente permitiendo el resbalamiento del gas.

La Fig. 27 muestra los resultados obtenidos por FOSS Y GAUL² que se uti- lizarán para comparar los resultados del modelo dinámico.

La Fig. 28 presenta los resultados aplicando el modelo dinámico con una velocidad de descenso de 2000 pies/min. a través del gas como es recomendado por FOSS Y GAUL.

Se puede observar en la Fig. 29 el mismo caso, pero empleando una velocidad de descenso de 1000 pies/min. recomendada por ABERCROMBIE³.

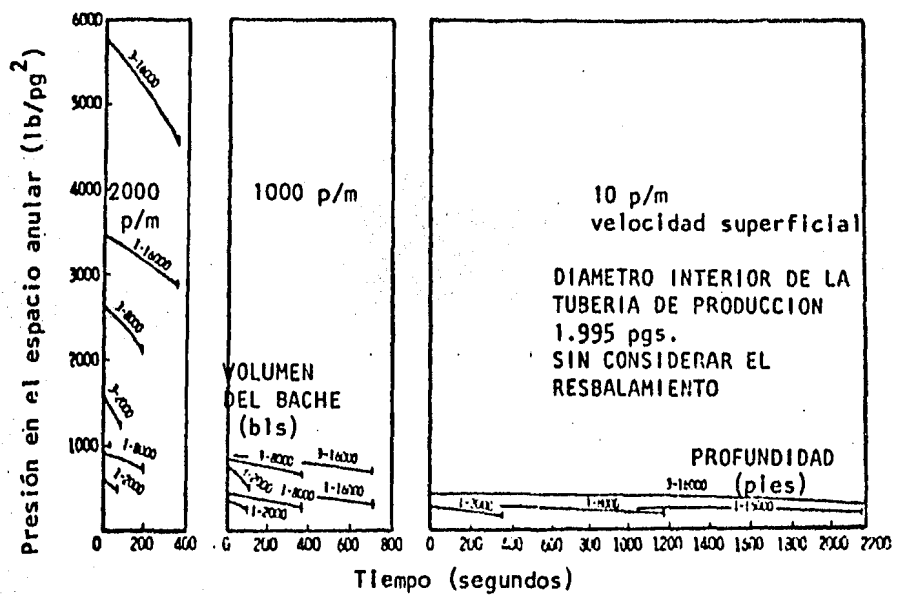


Fig. 26 Presión en el espacio anular Vs. tiempo para diferentes velocidades superficiales del pistón.

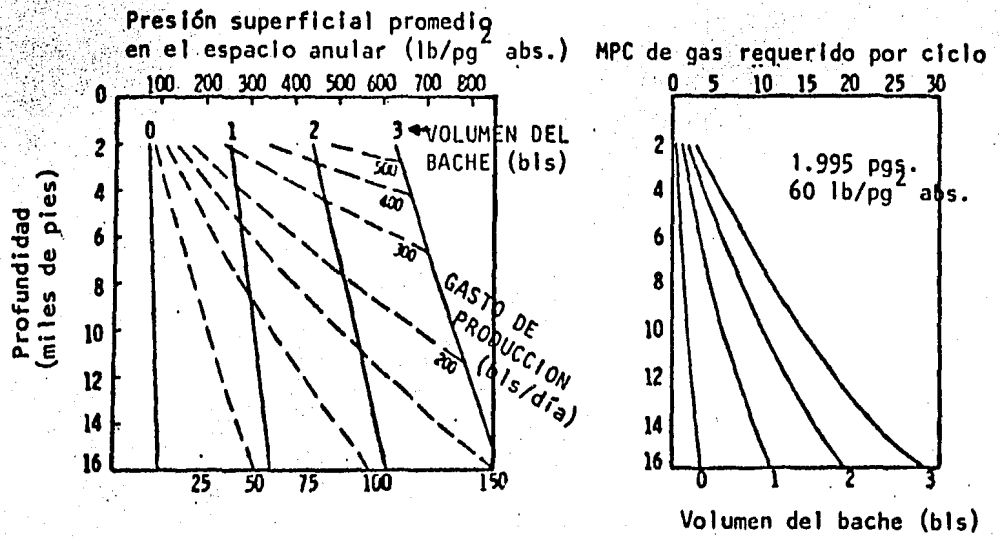


Fig. 27 Resultados obtenidos por FOSS Y GAUL¹.

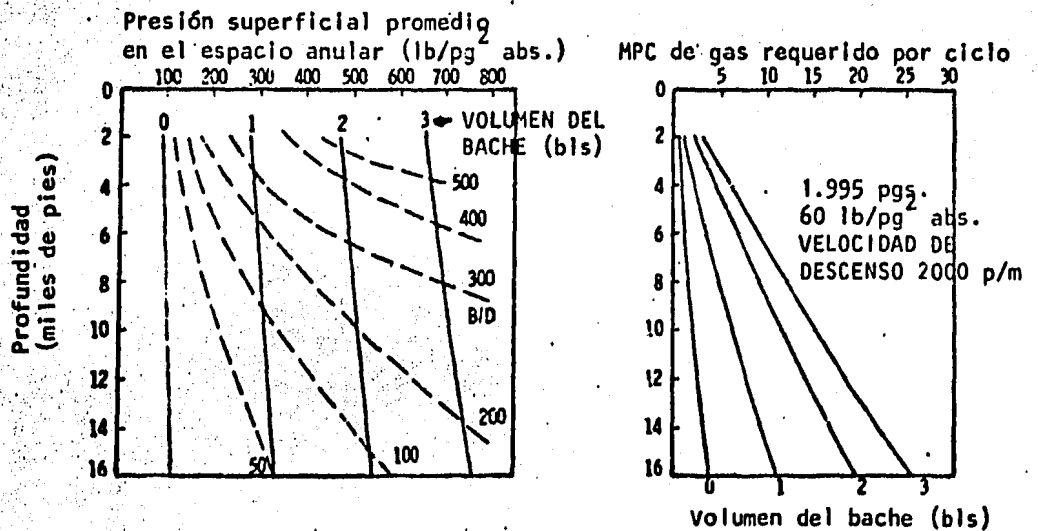


Fig. 28 Resultados del modelo dinámico, empleando una velocidad de descenso de 2000 pies/min.

Las Figs. 28 y 29 fueron generadas usando un volumen de gas en la tubería de producción a una presión máxima, multiplicada por 1.15 para considerar el resbalamiento del gas, como es recomendado por FOSS Y GAUL. Observese que la Fig. 29 es similar a la Fig. 27. Esto se debe a que la velocidad ascendente es en promedio, mayor que los resultados presentados por FOSS Y GAUL y debido a que la velocidad de descenso (1000 pies/min) es muy pequeña.

La ecuación para determinar los ciclos máximos por día (δ) se emplea para obtener la producción, la cual es similar a la ecuación presentada por FOSS Y GAUL.

$$\delta = 1440 \left/ \left(\frac{D - h_1}{v_\delta} + \frac{D}{v_h} + \frac{h_1}{172} \right) \right. \quad \dots (18)$$

Donde:

- h_1 - altura del líquido acumulado en la tubería de producción (pies).
- D - profundidad (pies).
- v_δ - velocidad de descenso (pies/min).
- v_h - velocidad promedio de elevación (pies/min).

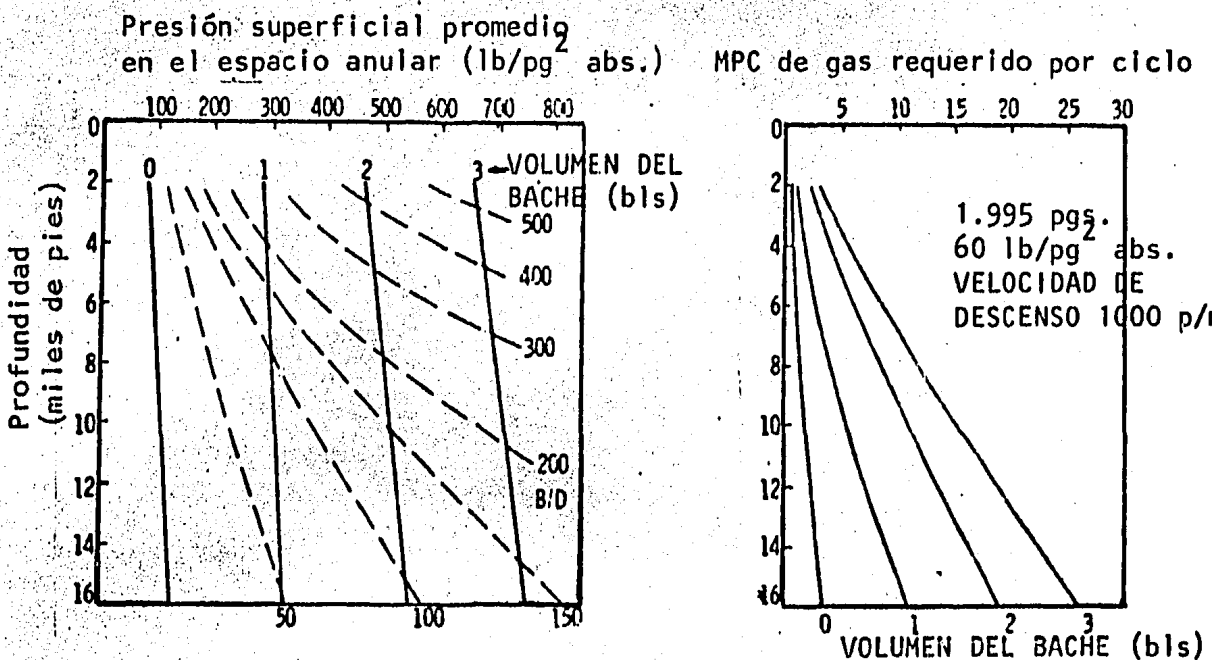


Fig. 29 Resultados del modelo dinámico, empleando una velocidad de descenso de 1000 pies/min.

4 COMO ESTIMAR LAS CORRECCIONES A LOS CALCULOS DE FOSS Y GAUL PARA EXPLICAR LOS EFECTOS DINAMICOS.

La Fig. 30 muestra los resultados obtenidos empleando el modelo dinámico, comparado con los resultados obtenidos por FOSS Y GAUL. Esta Figura -- permite realizar los cálculos utilizando la aproximación de FOSS Y GAUL empleando una velocidad promedio, y así corregir el valor de presión y gas requerido por ciclo como se indicó en el modelo dinámico.

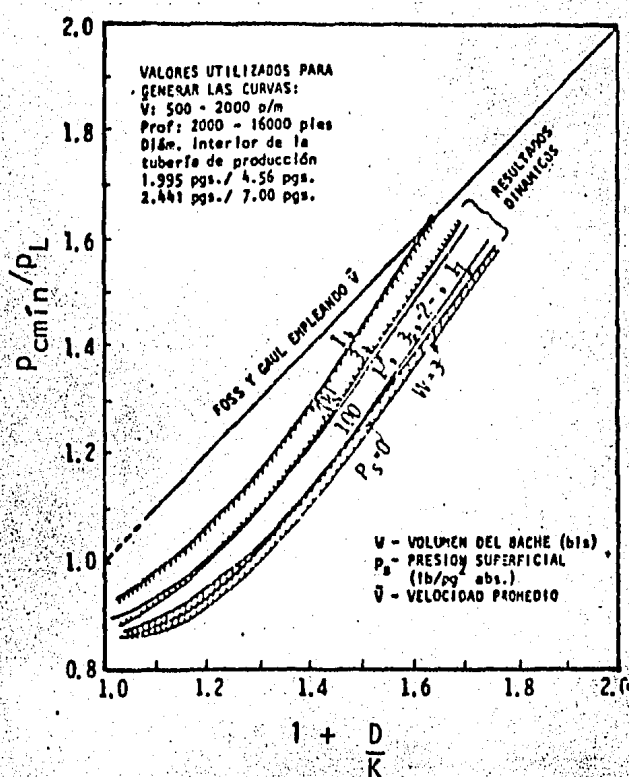


fig. 30 Comparación adimensional del análisis de FOSS y GAUL con el análisis dinámico.

El análisis de FOSS Y GAUL determina las siguientes Ecuaciones para la presión promedio en el espacio anular (\bar{p}_c), durante un ciclo continuo en la operación del pistón

$$\bar{p}_c = \left(1 + \frac{A_t}{2A_a}\right) p_L \left(1 + \frac{D}{K}\right) \quad \dots (19)$$

Donde:

$$p_L = \left[p_p + p_{tmin} + (p_{lh} + p_{lf}) \times W + 14.7 \right]$$

p_p - presión para elevar el peso del pistón (lb/pg²).

p_L - presión en la tubería de descarga (lb/pg²).

p_{lh} - presión para elevar un barril de fluido en la tubería de producción (lb/pg²).

p_{lf} - pérdida de presión del líquido fraccional por barril (lb/pg²).

W - volumen de la carga (barril).

K - fricción del gas.

A_a - Area de la sección transversal del espacio anular (pies²).

De la Ecuación 19 podrá calcularse la presión máxima y mínima en el espacio anular. La presión máxima en el espacio anular ocurre después que el pistón y el bache de líquido empiezan a moverse hacia arriba, y la mínima ocurre cuando el bache y el pistón llegan a la superficie. A continuación se presentan respectivamente estas Ecuaciones:

$$p_{cmin} = \bar{p}_c \left(1 + \frac{A}{2A_a}\right) \quad \dots (20)$$

$$p_{cmax} = \bar{p} \left[\frac{2(A_a + A_t)}{2A_a + A_t} \right] \quad \dots (21)$$

La Ecuación 19 puede escribirse en términos adimensionales:

$$\frac{p_{cm\acute{a}n}}{p_L} = \left(1 + \frac{D}{K} \right) \quad \dots (22)$$

Gráficamente la Ecuación anterior se obtiene una línea recta como se muestra en la Fig. 30

Aunque en la Ecuación presentada por FOSS Y GAUL aparecen constantes - para una determinada velocidad y con ajustes para un campo en particular. Sus relaciones son actualmente función de la velocidad, como se muestra en las siguientes expresiones para K y $p_{\ell f}$. Las velocidades de elevación -- promedio (\bar{v}_h) generalmente están disponibles de las mediciones de campo y se emplean en las siguientes Ecuaciones:

$$\frac{1}{K} = \frac{\rho_g \gamma_g v^2}{d^2 (144) p_L} \quad \dots (23)$$

y

$$p_{\ell f} = p_L \gamma_L \bar{v}_h^2 (5.61) / (d^2 \rho_g \times 144) \quad \dots (24)$$

Donde:

ρ_g - densidad del gas a temperatura y presión promedio ($lb_m/pies^3$).

γ_g - factor de fricción del gas entre el gas y la tubería de producción.

d - diámetro de la tubería de producción (pg).

γ_L - densidad del líquido en el bache ($lb_m/pies^3$).

Las densidades que aparecen en las Ecuaciones 23 y 24 pueden determinarse empleando apropiadas correlaciones de los fluidos, y el factor de fricción puede estimarse calculando el Número de Reynolds a la velocidad promedio y por los diagramas del factor de fricción. A continuación se presenta un Ejemplo, donde el principal interés es ilustrar el uso de la Fig. 30 no explicándose con detalle los procedimientos mencionados anteriormente. Las curvas se generaron gráficamente las presiones superficiales calculadas empleando el modelo dinámico, basadas en las velocidades superficiales contra los parametros de FOSS Y GAUL. Los datos se presentan en la misma Fig. 30.

EJEMPLO 5

Comparación de los resultados obtenidos por FOSS Y GAUL con los obtenidos empleando el modelo dinámico. Los datos se presentan en la Tabla IV.

TABLA IV.

Profundidad del pozo D (pies)	7,500
Diámetro interior de la tubería de producción (pgs)	1.995
Diámetro exterior de la tubería de producción (pgs)	2.375
Diámetro interior de la tubería de revestimiento (pgs)	4.56
Volumen del bache cargado W (barril)	1.0
Altura h (pies)	258.6
Factor de fricción del gas K	83,033.0
Pérdida de presión del líquido fraccional por barril p_{lf} (lb/pg ²)	61.30
Presión para elevar un barril de fluido en la tubería de producción p_{lh} (lb/pg ²)	100
Area de la sección transversal de la tubería de producción A_t (pies ²)	0.0217

TABLA IV. CONTINUACION.

Area de la sección transversal del espacio anular (pies ²)	0.826
Presión en la tubería de descarga p_t (lb/pg ² abs.)	100
Presión para elevar el peso del pistón p_p (lb/pg ²)	5
Velocidad \bar{v}_h (pies/min)	1,000

SOLUCION:

$$\begin{aligned}
 p_L &= [p_p + p_t (p_{lh} + p_{lf}) \times W + 14.7] \\
 &= [5 + 100 + (100 + 61.3) \times 1 + 14.7] \\
 &= 281.0 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}
 \end{aligned}$$

$$\left(1 + \frac{D}{K}\right) = \left(1 + \frac{7500}{83033}\right) = 1.09$$

Por lo tanto:

$$p_{cmín} = p_L \left(1 + \frac{D}{K}\right) = 306 \text{ lb/pg}^2$$

$$y \quad p_{cmáx} = \left(\frac{0.0217 + 0.0826}{0.0826}\right) (306) = 286 \text{ lb/pg}^2$$

Los resultados anteriores se obtuvieron empleando el análisis de FOSS Y GAUL. Sin embargo si entramos en el eje de las abscisas con un valor de 1.09 en la Fig. 30 $p_{cmín}/p_L$ es aproximadamente 0.92, por lo tanto:

$$p_{cmín} = (0.92)(281) = 258 \text{ lb/pg}^2$$

$$y \quad p_{cmáx} = 325 \text{ (usamos sólo la corrección del volumen del espacio anular)}$$

El volumen requerido por ciclo puede calcularse con la siguiente expresión:

$$V_g = \frac{V_t}{1000} \times \frac{p_{cm\acute{a}x}}{14.7} \times \frac{520}{\bar{T}_w + 460} \times \frac{1}{z} \times F_{gs} \quad \dots (25)$$

Donde:

V_g - Volumen de gas (MPC/ciclo)

V_t - Volumen en la tubería de producción arriba del bache (pies³)

\bar{T}_w - Temperatura promedio del pozo (°F)

z - Factor de compresibilidad del gas

F_{gs} - Factor de resbalamiento del gas.

(FOSS Y GAUL emplearon un factor del 15% (1.15). Lo que representa - un 2% por 1000 pies, considerando la profundidad que ellos analizaron).

Si empleamos la Ecuación 21 con una relación del gas requerido de acuerdo a FOSS Y GAUL, y el utilizado en el análisis dinámico en la relación de $p_{cm\acute{a}x}$ obtenemos:

$$\frac{V_g \text{ (dinámica)}}{V_g \text{ (FOSS Y GAUL)}} = \frac{325}{386} = 0.84$$

Para estimar la velocidad de ascenso, primeramente se corrige p_L para un valor pequeño, ya que esta sería la velocidad superficial dinámicamente calculada.

$$p_{L \text{ corr}} = p_L \left(\frac{0.92}{1.09} \right) = 0.844 p_L$$

Resolviendo para $p_{L\delta}$, la cual será función de la velocidad superficial (v_δ) en lugar de la velocidad de elevación promedio (\bar{v}_n).

$$p_{L\delta}(\text{dinámica}) = \frac{p_{L \text{ corr}} - 14.7 - p_p - p_t}{w} - p_{Lh}$$

$$= \frac{(0.844 \times 281) - 14.7 - 5 - 100}{1} - 100 = 17.46$$

Si suponemos que $\rho_L = 52 \text{ lb}_m/\text{pie}^3$, empleando la Ecuación 24 obtenemos:

$$p_{L\delta} v_\delta^2 = \frac{(17.46) d 2g^A t 144}{\rho_L 5.61}$$

$$= \frac{(17.46) (1.995/12) (2 \times 32.2) (0.0217) (144)}{(52) (5.61)} = 1.85 \text{ lb}_m/\text{pie} \cdot \text{seg}^2$$

Para una tubería comercial, la rugosidad relativa es 0.0009 y teniendo flujo completamente turbulento, $f_L = 0.0915$, obtenido del diagrama de MOODY; -- por lo tanto:

$$v_\delta = 60 \left(\frac{1.85}{0.0915} \right)^{1/2} = 632 \text{ pies/min}$$

Para verificar que existe flujo completamente turbulento calculamos el Número de Reynolds, suponiendo que la viscosidad cinemática es $\mu = 3 \times 10^{-5} \text{ pies}^2/\text{seg}$.

$$NR_e = \frac{dv}{\mu} = \frac{(1.995) (632)}{(12) (60) (3 \times 10^{-5})} = 58,375$$

Si la velocidad de ascenso del fluido no corresponde a flujo completamente turbulento, se requerirán pocas iteraciones para determinar $f_L = 0.025$ y $v_\delta = 532 \text{ pies/min}$.

5 LIMITES DE DISEÑO EN LAS OPERACIONES DEL PISTÓN VIAJERO EN POZOS CON ALTAS RGL (POZOS DE GAS).

La operación del pistón viajero instalado en pozos con altas relaciones gas-líquido puede dividirse en 2 períodos de tiempo: el primer período de tiempo ($0 - t_1$) se presenta cuando el pistón es detenido en la superficie mientras el gas está produciéndose. Durante éste período, los líquidos se acumularán en el fondo del pozo mientras la producción de gas disminuye, y si se permite continuar más tiempo, el pozo podrá descargar y dejar de producir.

El segundo período de tiempo ($t_1 - t_2$) considera el pozo cerrado, el descenso del pistón y el continuo incremento de la presión en el espacio anular, hasta alcanzar un valor establecido y elevar el émbolo con el bache de líquidos a la superficie.

Los dos períodos mencionados anteriormente se analizarán a continuación:

PERIODO 1

ASCENSO DEL PISTÓN A LA SUPERFICIE.

Para analizar éste período, se ha desarrollado una expresión para indicar como la acumulación de líquidos reduce la producción con el tiempo. La Ecuación que puede representar el flujo de gas en el yacimiento es:

$$q_g = C(\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2) \quad \therefore n=1 \quad \dots (26)$$

Donde:

\bar{p}_R - presión promedio del yacimiento (lb/pg^2)

p_{wf} - presión de fondo fluyendo (lb/pg^2)

C - constante ($\text{pies}^3/\text{día}/(\text{lb/pg}^2)^2$)

Para un pozo de gas represionado resulta difícil aplicar la Ecuación anterior, sin embargo si la Ecuación 26 puede estimarse, los resultados obtenidos pueden representar una información útil. Además en la Ecuación 26 -- se consideran algunas suposiciones: la presión de fondo fluyendo se estima a partir de la presión superficial, los efectos del gradiente de gas y el -- peso de los líquidos acumulados.

El término exponencial que aparece en la siguiente expresión, esta corregido por el peso de la columna de gas, la cual es función de la profundidad:

$$p_{wf} = p_s \exp \left[\frac{\gamma_g \times D}{53.34 (\bar{T}_w + 460)} \right] + \rho_L \times h_1 \quad \dots (27)$$

Donde:

p_s - presión superficial en la tubería de descarga (lb/pg²)

γ_g - gravedad específica del gas

ρ_L - densidad de los fluidos en el pozo (lb_m/pie³)

h_1 - altura de los fluidos en la tubería de producción (pies)

La Ecuación 27 no considera la fricción del flujo de gas. La relación de la variación de la altura del fluido con respecto al tiempo, puede expresarse mediante la siguiente Ecuación de contrapresión como:

$$\frac{dh_1}{dt} = \frac{C(5.61) p_R^2}{F_{gL} (A_t)} \left(1 - \frac{\left\{ p_s \exp \left[\frac{\gamma_g D}{53.34 (\bar{T}_w + 460)} \right] + \gamma_L \times h_1 \right\}^2}{\bar{p}_R^2} \right) \dots (28)$$

Donde:

F_{gL} - relación gas-líquido en el pistón viajero (pies³/bl)

t - tiempo (días)

γ_L - gradiente de densidad del líquido (lb/pg²/pie)

La Ecuación 28 puede transformarse en forma adimensional tanto con respecto al tiempo (t_D) como a la altura del bache (h_D):

$$\frac{dh_D}{dt_D} = 1 - h_D^2 \quad \dots (29)$$

Donde:

$$\tau = \frac{T_D}{\theta}, \quad \theta = \frac{C(5.61)\gamma_L \bar{p}_R}{A_x (F_{gL})}, \quad 1/\tau \quad \dots (30)$$

$$h_1 = \frac{-p_s \exp \left[\frac{\gamma_g D}{53.34(T_w + 460)} \right] + \bar{p}_R \times h_D}{L} \quad \dots (31)$$

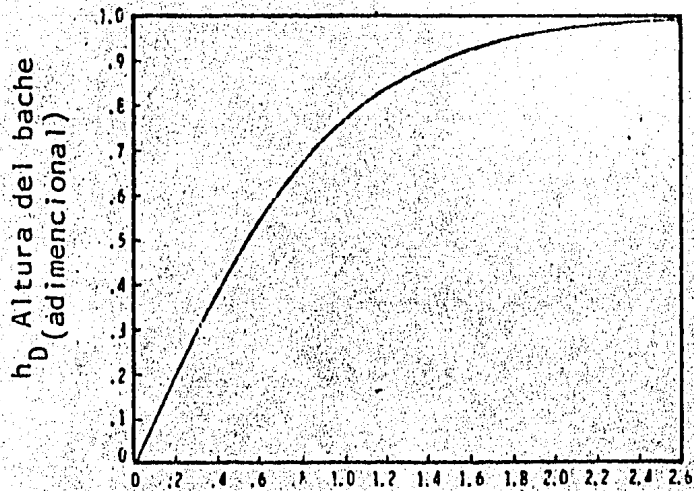
La solución a la Ecuación 29 es:

$$t_D = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{1 + h_D}{1 - h_D} \times \frac{1 - K}{1 + K} \right) \quad \dots (32)$$

$$K = \frac{p_s \exp \left[\frac{\gamma_g D}{53.34(T_w + 460)} \right]}{\bar{p}_R} \quad \dots (33)$$

En la Fig. 31 se presenta la gráfica de la Ecuación 32. Se puede observar en dicha gráfica que cuando el pozo descarga a un mayor tiempo, la altura del bache (h_D) sufre un pequeño incremento, es decir cuando la presión de fondo fluyendo se aproxime a la presión media del yacimiento. El decremento en la producción esta de acuerdo con la relación gas-líquido.

La solución presentada anteriormente supone que el líquido no es llevado a la superficie por el gas que se esta produciendo. También supone un deslizamiento del 100% entre el gas y el líquido.



$$t_D = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{1 - K}{1 + K} \right)$$

Fig. 31 Incremento adimensional de la altura del bache para un pozo de gas. (Se supone que el líquido no es llevado a la superficie por el gas que se está produciendo)

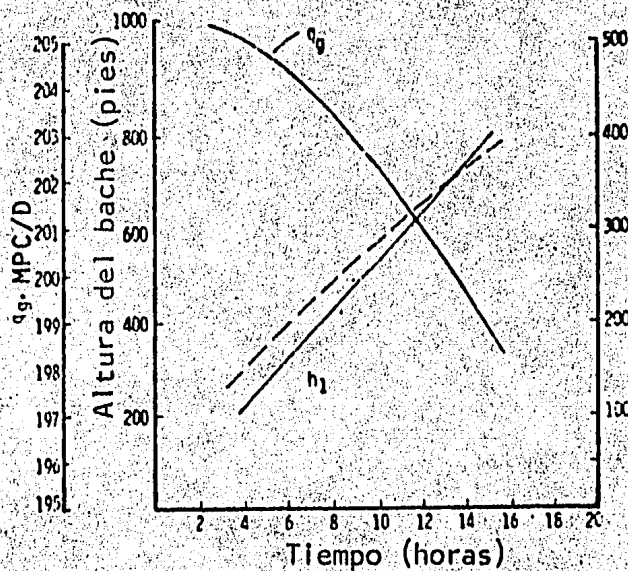


Fig. 32 Incremento del bache y reducción del flujo durante el período de depresionamiento.

La Ecuación podrá predecir el volumen del bache durante el período de producción del gas mientras el pistón es desplazado a la superficie. El valor obtenido del tiempo, empleando las Ecuaciones (29 a 33) podrá compararse con el obtenido a partir de una regla de campo: observando la diferencia de presión entre el espacio anular y la tubería de producción inmediatamente después de cerrar el pozo cuando se utiliza el pistón, y convirtiendo esta diferencia de presión en columna hidrostática del fluido en la tubería de producción.

PERIODO 2

POZO CERRADO

Una vez que se ha producido gas durante el período 1. Se procederá a cerrar el pozo y el pistón deberá descender al fondo, la presión en el espacio anular y la tubería de producción alcanzarán un valor establecido para elevar los líquidos que se han acumulado durante el período 1 y también durante el período 2.

La altura del bache acumulado durante el depresionamiento puede estimarse como se indicó anteriormente. Se supone que el líquido adicional que entra tanto en el espacio anular como a la tubería de producción durante el período 2 son iguales. Además también se supone que las presiones en el espacio anular y la tubería de producción al final del período 1 son iguales. Sin embargo, si la presión en el espacio anular no es igual o cercana a la presión en la tubería de producción, podría presentarse flujo preferencial en la tubería de producción mientras el pozo está cerrado.

La altura del líquido que ha entrado al espacio anular y a la tubería de producción durante el período de cierre es h_2 , y puede estimarse de acuerdo al desarrollo presentado en el APENDICE B, la cual está en función de la variación de la presión en el espacio anular p_c .

Una diferencia puede observarse entre la relación gas-líquido que el pozo produce en forma natural (F_{gL}) y la relación gas-líquido presente en la tubería de producción (F_{gLt}). Cuando el pozo está cerrado y empieza un nuevo ciclo, se provoca un depresionamiento, el cual dará como resultado un F_{gLt} más pequeño. Entonces cuando el pozo está cerrado, tanto en el espacio anular como en la tubería de producción el F_{gLt} se incrementará con el tiempo. Este análisis se hizo para poder trabajar con los datos publicados en términos del gas requerido por ciclo.

Cuando F_{gLt} alcanza un valor mínimo, podrá abrirse el pozo contra la presión en la tubería de descarga, entonces el pistón y el líquido alcanzarán la superficie. F_{gLt} puede estimarse mediante la siguiente expresión - desarrollada a partir de los gases reales y considerando la geometría del pozo:

$$F_{gLt} = \frac{(5.61) p_{ts} (520) (1.15)}{14.7 (\bar{T}_w + 460) \bar{z}} \frac{\left(\frac{D}{T + h_1 + h_2} - 1 \right)}{\left(\frac{A_a/A_t}{1 + h_1/h_2} + 1 \right)} \dots (34)$$

Donde:

- h_1 - altura de los fluidos acumulados durante el período de depresionamiento en la tubería de producción (pies)
- h_2 - altura de los fluidos acumulados en el espacio anular y la tubería de producción cuando el pozo está cerrado (pies)
- \bar{z} - factor de compresibilidad promedio.
- p_{ts} - presión superficial en la tubería de producción cuando el pozo está cerrado (lb/pg^2) donde $p_c = p_{ts} - h_1 \gamma_L$ si h_1 permanece en la tubería de producción
- 1.15 - factor determinado por FOSS y GAUL para considerar el resbalamiento del gas que pasa a través del perímetro del pistón.

Cuando el valor de F_{gL} alcanza un valor adecuado, calculado con el modelo dinámico, el pistón teóricamente alcanzará la superficie con los líquidos acumulados. El análisis descrito calcula el bache máximo y la presión requerida para elevar los líquidos acumulados.

El siguiente Ejemplo ilustra el empleo de las Ecuaciones anteriores -- con ciertos detalles para describir el ciclo del pistón.

EJEMPLO 6

Determinar el volumen del bache de fluido al finalizar el depresionamiento, y la presión requerida en el espacio anular para elevar el bache a la superficie. Los datos se presentan en la Tabla V.

TABLA V.

Profundidad D (pies)	7,500
Presión superficial p_s (lb/pg^2)	60
Relación gas-líquido	40,000
Diámetro interior de la tubería de producción (pgs)	1.995
q_g cuando la presión en el espacio anular es $=300 \text{ lb/pg}^2$ (MPC/D)	200
Gravedad del gas γ_g	0.6
Presión promedio del yacimiento \bar{p}_R (lb/pg^2)	2,000
Temperatura promedio del pozo \bar{T}_w ($^{\circ}\text{F}$)	160
Constante para la Ecuación de contrapresión C	0.0516
Gradiente de densidad del líquido γ_L (lb/pg^2)/pies	0.4
Diámetro interior de la tubería de revestimiento (pgs)	4.56

Análisis del período 1 ($0 - t_1$). Suponiendo que no hay producción de líquido con gas por el pistón, determinar el volumen del bache, la presión de fondo fluyendo y el gasto de gas contra el tiempo mientras el pozo fluye con una presión en la tubería de descarga de 60 lb/pg^2 (el pistón está detenido en la superficie).

- 1) Calcular los valores correspondientes para entrar en la Fig. 31.
- 2) Determinar el factor del gradiente de gas $E(D)$ para hacer la corrección por el peso de la columna del gas.

$$E(D) = \exp \left[\frac{\gamma_g D}{53.34 (\bar{T}_w + 460)} \right]$$

$$= \exp \left[\frac{0.6(7500)}{53.34(620)} \right] = 1.14$$

empleando la Ecuación 30 y 31 se obtiene:

$$h_D = \frac{h_1 \gamma_L + p_\delta E(D)}{\bar{p}_R}$$

$$= \frac{h_1(0.4) + 60(1.14)}{2000} = \frac{h_1}{5000} + 0.034$$

$$= \frac{C(5.61) \gamma_L \bar{p}_R}{A_t F_{gL}} \quad (\text{Ecuación 31})$$

$$= \frac{0.0516(5.61)(0.4)(2000)}{(0.0217)(40000)} = 0.267 \frac{1}{\text{días}}$$

$$t = \frac{t_D}{\beta}$$

$$K = \frac{p_\delta E(D)}{\bar{p}_R} = \frac{60(1.14)}{2000} = 0.0342$$

$$p_{w6} = p_\delta E(D) + p_L x h_1$$

$$= 60(1.14) + 0.4(h_1)$$

Suponiendo algunos valores de h_1 en la Ecuación anterior se construye la Tabla VI.

TABLA VI

h_1 (pies)	h_D	abscisa Fig. 31	t_D	t (horas)	p_{wf} (lb/pg ²)	q_g (Ec. 26) (pies ³ /dia)
200	0.074	0.075	0.041	3.7	148	205,263
400	0.114	0.115	0.081	7.3	228	203,708
600	0.154	0.16	0.126	11.3	308	201,492
800	0.194	0.20	0.166	15.0	388	198,616

$h_1/258.5 = bL$

Con los datos presentados en la Tabla VI se elaboró la gráfica de la Fig. 32, en la cual se puede observar la acumulación de gas, y la pequeña -- caída en el porcentaje del flujo de gas. Sin embargo el volumen del bache se incrementa rápidamente, y por lo tanto se requerirá un tiempo mayor en el cierre del pozo, para que la presión se incremente a un valor establecido y eleve el bache de líquido.

Segundo período ($t_1 - t_2$) suponiendo que se ha seleccionado el primer punto de la Tabla VI para la operación. Lo cual indica que el pozo podría cerrarse cuando hay 0.77 barriles de fluido o aproximadamente 200 pies de líquido en la tubería de producción.

El siguiente cálculo determina el nivel del líquido adicional que entra a la tubería de producción durante el período de cierre. Cuando el pozo se cierra F_{gLt} (definiendo $z=0.95$) es aproximadamente:

$$\begin{aligned}
 F_{gLt} &= \frac{p_s (5.61) (520) (1.15)}{(0.95) (14.7) (620)} \left(\frac{D}{h_1} - 1 \right) \\
 &= \frac{60 (5.61) (520) (1.15)}{(0.95) (14.7) (620)} \left(\frac{7500}{200} - 1 \right) \\
 &= 865 \text{ (pies}^3\text{/barril) (Ec. 34)}
 \end{aligned}$$

$F_{gLm\bar{c}n}$ para elevar el líquido a la superficie a una velocidad de 1000 pies/min cuando se emplea el modelo dinámico se lee de la Fig. 30 a 7500 - pies y de 1 a 3 barriles para establecer F_{gL} .

$$F_{gLm\bar{c}n} = \frac{1000 - 4000}{3 - 1} = 3500 \text{ pies}^3/\text{barril}$$

Sin embargo el pozo deberá permanecer cerrado hasta que F_{gL} se incremente de 865 a 3500 pies/barril. Empleando la Ecuación B -4 (APENDICE B) obtenemos:

$$h_2 = \frac{(p_c - 140)(777.6)}{p_c (0.1043) + 12,786.6}$$

Donde:

$$A_a = 0.0826 \text{ (pies}^2\text{)}$$

$$A_t = 0.0217 \text{ (pies}^2\text{)}$$

$$A_a + A_t = 0.1043 \text{ (pies}^2\text{)}$$

$$A_a/A_t = 3.806 \text{ (pies}^2\text{)}$$

$$V_t + V_a = 0.1043 \times D$$

$$= 782 \text{ pies}^3$$

Usando la Ecuación 34:

$$F_{gLt} = (p_c - 80)(0.395) \frac{7500}{h_2 + 200} - 1 \cdot \frac{3.806}{1 + \frac{200}{h_2}} + 1$$

En la Tabla VII se muestra la estimación de h_2 , relacionando la presión en el espacio anular (supuesta) y la relación gas-líquido en la tubería de producción.

Los resultados de la Tabla VII muestran que el pistón viajero elevará el líquido a la superficie cuando la presión en el espacio anular se incremente hasta 427 lb/pg² (Este valor se obtiene interpolando).

TABLA VII.

p_c (supuesta) (lb/pg ²)	h_2 (E. 2B-4) (pies)	F_{glt} (Ec. 34)
400	15.76	3,324
500	21.8	3,962
600	27.83	4,464
700	33.86	4,911

El líquido será 0.77 barriles o 200 pies al finalizar el ciclo de depresionamiento más el líquido adicional (22 pies) arriba del pistón al final del ciclo de incremento. La carga máxima del bache de líquido que será el vada resulta aproximadamente de 1.2 barriles.

El tiempo para cada ciclo de depresionamiento e incremento es de 3.7 horas, más el tiempo del incremento de presión a 427 lb/pg², más el tiempo que tarda el pistón en llegar a la superficie.

1 APLICACIONES.

A continuación se enuncian y describen cada una de las posibles aplicaciones del pistón viajero:

- 1) Eliminación de líquidos acumulados en pozos de gas.
- 2) En pozos de aceite con alta RGL.
- 3) Control de parafinas e hidratos en la tubería de producción.
- 4) Incrementa la eficiencia de los pozos instalados con bombeo neumático intermitente.

1.1 ELIMINACION DE LIQUIDOS ACUMULADOS EN POZOS DE GAS.

La mayoría de los pozos de gas, algunas veces durante su vida fluyente producen líquidos. Estos volúmenes de líquidos dependerán tanto de las condiciones de los pozos como de la velocidad de los líquidos en la tubería de producción. Los líquidos son llevados a la superficie junto con el gas --- (presentándose el flujo multifásico).

Si la velocidad de los líquidos es menor que una "velocidad crítica", los líquidos tienden a resbalarse al fondo de la tubería de producción y empezarán a almacenarse. TURNER⁴ muestra que esta velocidad crítica es función de la presión en la cabeza del pozo, el tipo de fluido (agua, condensado, etc.), temperatura y diámetro de la tubería de producción.

Mientras que el pozo sea capaz de descargar los pequeños baches por su propia energía, no habrá problemas, pero si las mediciones obtenidas en los registradores de flujo, instalados en la tubería de descarga, no son las adecuadas, el problema aumentará hasta que el pozo no descargue y se obstruya totalmente el flujo.

El objetivo del pistón viajero es prevenir estas acumulaciones de líquidos al momento en el cual el pozo podría dejar de producir o requerir un

tiempo de cierre para recuperar presión y posteriormente descargar los líquidos. El pozo deberá cerrarse cuando se detecta la presencia de un bache de líquido en el pozo, y deberá abrirse cuando la presión en el espacio anular se incrementa a un valor establecido, para elevar los líquidos acumulados a través de la tubería de producción con la ayuda del émbolo y la liberación del gas que ocurre en el fondo. Esta presión y velocidad deberán ser las adecuadas para vencer la presión que existe en la tubería de descarga.

En el viaje del pistón a la superficie, la sarta de producción está completamente libre de líquidos. En este momento la presión de formación encuentra resistencia al flujo. Dependiendo del potencial del pozo, pueden obtenerse gastos altos de flujo.

El uso de pistones viajeros se ha ampliado aún en pozos de gas que tienen baja presión de fondo y buena productividad. Dando como resultado, una mayor frecuencia en el ciclo del pistón y eliminando pequeñas cantidades de líquidos a un determinado tiempo. La liberación del gas adecuada provoca la recuperación de la presión en el espacio anular, cuando la presión se incrementa hasta un valor establecido, el pistón iniciará un nuevo ciclo. Utilizando este sistema podrá esperarse un incremento en la producción.

1.2 EN POZOS DE ACEITE CON ALTA RGL.

Para la instalación del pistón viajero no se considera si el pozo es de aceite o el pozo sea de gas, sino en que el pozo proporcione la energía necesaria (gas liberado) para desplazar el émbolo en forma ascendente y descendente en la tubería de producción. En la mayoría de los casos, los pozos son los mismos, sólo los mecanismos de operación cambian.

Las características físicas del yacimiento tendrán un factor determinante sobre el diseño mecánico empleado para producir los pozos de aceite

con altas relaciones. Las dos principales aplicaciones son: pozos con baja presión de fondo fluyendo pero con alta productividad, y alta presión de fondo con baja productividad.

Cuando la presión de fondo baja continuamente, y no es la adecuada para mantener las velocidades de los fluidos en la tubería de producción, los líquidos no podrán ser llevados a la superficie. Una indicación en problemas de descarga se puede observar en el medidor de la tubería de descarga, - el cual indicará una producción errática.

La instalación del pistón para este tipo de aplicación, deberá contemplar ciclos tan frecuentes como sean posibles. También deberá considerar - tiempos rápidos para recuperar el nivel del fluido y producir de acuerdo a - las condiciones de producción a un mayor gasto. La operación anterior puede producir únicamente fracciones de un barril por ciclo, pero como tenemos calificado al pozo con alta productividad, recuperará pronto su nivel para - iniciar otro ciclo. El lubricador deberá incluir un dispositivo de cierre automático a la llegada del pistón, para minimizar el período de flujo después que el émbolo ha llegado a la superficie. El período de cierre del pozo puede determinarse por los controles de tiempo o presión en el espacio -- anular o sobre la tubería de descarga.

Generalmente se presentan resultados inmediatos con este tipo de instalación. El incremento tanto para el fluido como para el gas, dependerá del índice de productividad real (IPR) del pozo.

Los pozos con altas presiones de fondo pueden presentar altos gastos, pero a diferencia con los pozos de bajas presiones de fondo, producirán muy poco gas. Generalmente el yacimiento está represionado y el manómetro en la tubería de descarga indicará un flujo errático. Cuando el fluido es producido, llega en grandes baches y su ciclo de descarga no es uniforme.

Como el pozo no recuperará rápidamente el émbolo, no es necesario un desviador de flujo (bypass) como en el caso en que se tiene un ciclo rápido de descenso. La presión de operación no deberá ser un valor elevado cuando hay poco gas y más líquido por ciclo. La frecuencia del ciclo deberá determinarse por la recuperación de la presión en el espacio anular.

1.3 CONTROL DE PARAFINAS E HIDRATOS EN LA TUBERIA DE PRODUCCION.

Los costos de operación se incrementan anualmente al tratar de eliminar los depósitos parafínicos o de hidratos en el fondo de los pozos. El primer factor es el costo del equipo de línea de acero y el tiempo en el cual se baja el equipo de corte.

La parafina empieza a formarse aproximadamente abajo de una temperatura de 100 °F, como una película microscópica. Esta película no representa ningún problema, hasta que la depositación empieza a tener un espesor mayor debido a la acumulación sobre un intervalo de tiempo. La parafina puede precipitarse por la expansión del gas en la tubería de producción, como resultado de un efecto de enfriamiento. Los pozos que tienen suficiente relación gas-líquido (pozos de gas) emplean al pistón viajero como una solución a este problema.

La instalación del pistón viajero con aditamento retenedor y resorte amortiguador abajo de la línea parafínica, facilita la utilización del émbolo para "limpiar" la tubería de producción varias veces en un día, previniendo la formación de parafinas. Los pistones no "cortan" la parafina, pero cuando son instalados limpian la tubería de producción previniendo la acumulación. La frecuencia del ciclo dependerá de la severidad del problema.

Los hidratos se forman a presiones y temperaturas altas en el fondo del pozo. Este problema ha sido solucionado satisfactoriamente instalando

el émbolo viajero. Los pozos de gas con altas presiones de fondo son los -- que presentan este problema: la formación de hidratos es causada por la presencia de agua en el fluido producido. El efecto de enfriamiento, provocado por la expansión del gas, y la presencia del agua en el fluido producido cau sarán la formación de hidratos; obstruyendo el paso del fluido en la tubería de producción.

La formación de hidratos se ha eliminado en algunos pozos, instalando el pistón viajero adicionado con un inyector con metanol en la superficie. El metanol aligerará el bache de hidratos para que el pistón en el siguiente ciclo remueva cualquier depósito.

1.4 INCREMENTA LA EFICIENCIA DE LOS POZOS INSTALADOS CON BOMBEO NEUMÁTICO INTERMITENTE.

Los problemas que se presentan en pozos profundos con bombeo neumático intermitente son numerosos. Los fluidos son elevados desde el fondo hasta la superficie en forma de "baches". La eficiencia en elevar a los baches depen de de varios factores: Uno de ellos, es el diámetro y longitud de la tubería de producción en la cual el pistón se moverá en forma ascendente y descendente. La pared de la tubería de producción estará expuesta a ciertas fuerzas de fricción, que los baches ejercen cuando se están elevando hacia la super--ficie; otro factor es el resbalamiento, la severidad del resbalamiento estará en función de la velocidad del bache. Esta velocidad se ve afectada por la presión de inyección del bombeo neumático y de la presión superficial. De--pendiendo de estos factores, la eficiencia de elevación puede variar desde el 60% hasta un valor menor al 30%.

El resbalamiento se presenta generalmente cuando se tienen altos gradi--entes de flujo en la tubería de producción y altas presiones de fondo. La -instalación del émbolo, directamente arriba de la válvula operante ofrece

varios beneficios. Cuando la válvula del bombeo neumático abre y el gas se inyecta debajo del pistón, éste empezará a desplazarse hacia la superficie junto con el bache de líquidos. Cuando la presión es mayor debajo del pistón que arriba, no hay deslizamiento del fluido hacia el fondo del pozo. Por el contrario, una pequeña cantidad de gas escapará hacia arriba, alrededor del perímetro del émbolo efectuando una acción de limpieza en la tubería de producción. El efecto anterior previene el resbalamiento, y ayuda a compensar la presión superficial y sus restricciones.

La eficiencia de elevación se incrementa aproximadamente al 100%. Los beneficios que se obtienen instalando el pistón viajero son: reducción en el gas inyectado, por lo que se reducen los costos de compresión, reducción del gradiente de flujo en la tubería de producción, y una menor presión de fondo fluyendo. Un beneficio adicional es eliminar por completo cualquier problema de parafina o depositación de hidratos.

2 VENTAJAS.

Algunas ventajas de este sistema son: bajo costo inicial, bajo mantenimiento y en algunas ocasiones no es necesaria una fuente de energía externa (gas de inyección).

La principal ventaja de instalar un pistón para producir un pozo, es el económico. Una instalación del pistón viajero costará (\$ 626,500.00) * más costos por algunos servicios, los cuales dependerán de la compañía que suministre el equipo. Comparando el costo anterior con el costo de una unidad de bombeo para realizar el mismo trabajo (\$ 5,012,000.00) * o un pequeño compresor (\$ 5,728,000.00) *. Adicionalmente el pistón viajero no consume energía eléctrica.

* Publicado en el mes de Abril de 1983. (ver Referencia 7).

Toda la energía la proporciona el pozo (gas liberado). Se considera que el pistón producirá más eficientemente que cualquier otra forma de producción artificial.

Otra ventaja de este sistema es su bajo costo de mantenimiento. Generalmente la única parte que se desgastará será el pistón. Si éste se inspecciona mensualmente y es evidente que se ha desgastado, podrá cambiarse o repararse a un costo mínimo. En resumen, el pistón viajero es un equipo de producción muy económico y eficiente, por lo cual deberá compararse con otras formas de producción artificial.

3 LIMITACIONES.

Las aplicaciones que se han discutido en la sección anterior tienen limitaciones. En todos los casos tenemos esfuerzos. La presión de operación y el gasto de gas de inyección requerido para determinada profundidad y volumen de fluido se muestra en las gráficas (Fig. 33). Estas gráficas son conservadoras, debido a que muestran una alta presión de operación total y RGL que la necesaria para operar algunos pistones. Sin embargo, si el pozo considerado es adecuado a las gráficas, podremos asegurar una buena instalación.

Otros factores que se deben considerar son las condiciones mecánicas de la tubería de producción y el diámetro del cabezal. La tubería de producción deberá ser del mismo diámetro desde la superficie hasta el fondo del pozo. Una corrida de calibración con equipo de cable de acero indicará cualquier desperfecto en el diámetro, y en caso de encontrarse cierta anomalía deberá corregirse.

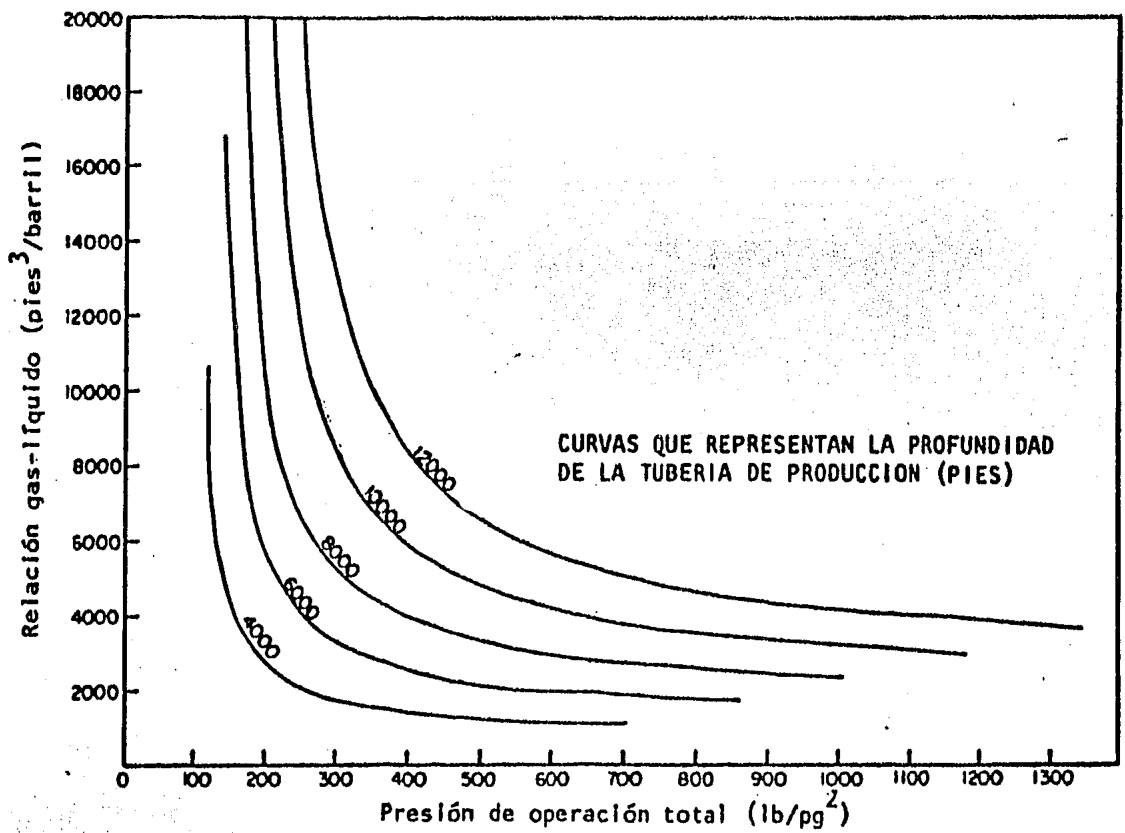


Fig. 33 Presión de operación y gasto de gas de inyección requerido para un pistón viajero de 2 pulgadas de diámetro.

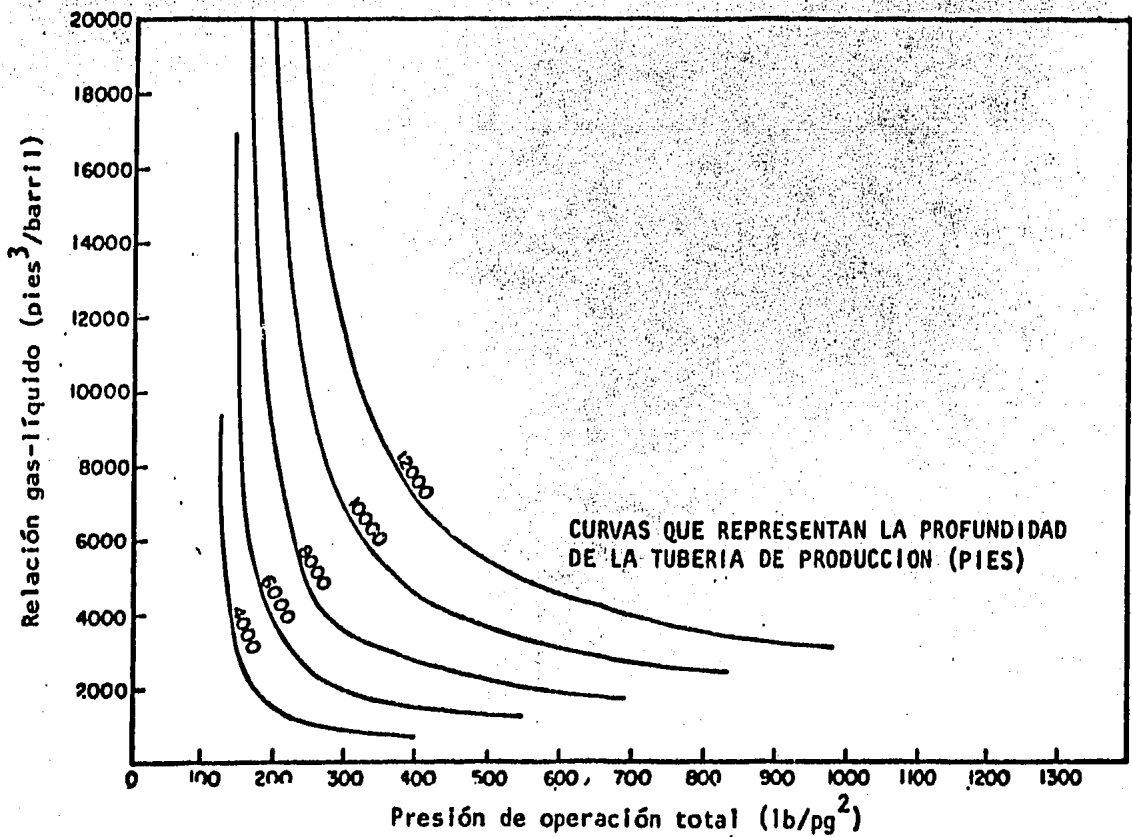


Fig. 34 Presión de operación y gasto de gas de inyección requerido para un pistón viajero de 2-1/2 pulgadas de diámetro.

CAPITULO VII

59

1 INTRODUCCION.

El objetivo de este capítulo es responder las preguntas frecuentemente cuestionadas por los Ingenieros de producción, dedicados al estudio del pistón viajero como sistema artificial. A continuación se enlistan y describen estas preguntas:

- 1 - ¿Proporcionará el pozo la presión necesaria para elevar el pistón viajero?
- 2 - ¿Proporcionará el pozo el volumen de gas adecuado para desplazar el pistón viajero?
- 3 - ¿Funcionará el pistón viajero en una instalación con empacador?
- 4 - ¿La presión en la tubería de descarga es muy alta?
- 5 - ¿Cuáles son los costos de operación y mantenimiento?
- 6 - ¿Cuánto tiempo será efectivo?
- 7 - ¿Trabajará en una instalación de bombeo neumático?
- 8 - ¿Trabajará en pozos que manejan parafinas?
- 9 - ¿Qué beneficios podremos obtener con el empleo del pistón viajero?

Del análisis detallado de las respuestas a las preguntas anteriormente formuladas, dependerá el diseño óptimo de una instalación del pistón viajero.

2 ¿PROPORCIONARA EL POZO LA PRESION NECESARIA PARA ELEVAR EL PISTON VIAJERO?

Esta es una de las preguntas más importantes en relación a la operación del pistón viajero, ya que la presión, obtenida de la liberación del gas, será la energía que llevará el pistón y el bache de líquido a la superficie. La respuesta a esta pregunta no es fácil.

Si todos los pistones proporcionarán un sello perfecto y operarán como un cilindro uniforme, la presión necesaria para desplazar el pistón podría

cálcularse dividiendo el peso del émbolo entre el área de la sección transversal de la tubería de producción; es recomendable consultar las tablas -- que determinan las características de la tubería de producción. Debido a la importancia de considerar el área de flujo (by-pass) que puede existir entre el perímetro del émbolo y el área interior de la tubería de producción. Cuando se toma en cuenta el área de flujo, la presión para desplazar el pistón no podrá calcularse en forma ideal, como se indicó anteriormente.

La barra sólida del pistón que regula el diámetro del émbolo, tiene un diámetro exterior menor que el diámetro interior de la tubería de producción; dando como resultado un área de flujo. Esto puede solucionarse con el empleo del pistón con accesorios de expansión.

La presión necesaria para desplazar estos pistones del mismo peso varía, dependiendo del tipo de sello que efectue cada uno de ellos. La presión requerida para elevar el pistón es de 5 - 7 lb/pg². Sin embargo el objetivo de la instalación del pistón es ayudar a desplazar los líquidos a la superficie.

¿Qué volúmenes tan grandes de líquido pueden elevarse?

La respuesta a esta pregunta considera algunos factores, pero principalmente dependerá del potencial de pozo y la facilidad para suministrar una constante presión total al pistón y al bache durante el movimiento ascendente. La presión total deberá identificarse como la presión en el espacio anular menos la máxima presión en la tubería de descarga durante un ciclo. Esta presión total convertida a columna hidrostática es usada frecuentemente como punto de partida teórica para determinar el volumen del bache que puede elevar el pistón.

Otros factores que deben considerarse son: la fricción que se genera por el desplazamiento del fluido, la fuerza necesaria para elevar el bache,

y la cantidad de líquido que produce el pozo detras del pistón durante el ciclo ascendente.

Una regla de campo considera que el volumen del bache dentro de la tubería de producción podría ser 50% de la presión total al iniciar el ciclo. Este bache puede ser más grande dependiendo del potencial del pozo y de las condiciones superficiales para aceptar un gasto de producción más alto. Es importante hacer notar que no hay limitación en el volumen del bache. En casos donde hay baja presión de fondo pero alta productividad estos baches pueden ser fracciones de un barril. Existen muchas instalaciones en la -- Industria Petrolera donde los pistones son operados a presiones en el espacio anular menores a 100 lb/pg^2 y producen de 5 - 8 barriles de líquido al día, en pozos con profundidades de 6000 pies.

3 ¿PROPORCIONARA EL POZO EL VOLUMEN DE GAS ADECUADO PARA DESPLAZAR EL PISTÓN VIAJERO?

La respuesta a ésta pregunta podría ser en un momento dado, la que nos daría los lineamientos a seguir para predecir el tipo de instalación subsuperficial más adecuado, dependiendo del potencial del pozo y de las características de los fluidos producidos.

La expansión del gas es la fuerza motriz que sirve para desplazar cualquier tipo de pistón viajero, que a su vez genera la velocidad necesaria para elevar los líquidos a la superficie. Cuando la producción de los pozos empieza a declinar, en la mayoría de los casos, se debe a la manera como se está liberando el gas, provocado principalmente por estrangulamiento, altas presiones en la tubería de descarga o cambios en la relación gas-líquido -- (incremento de agua)

Generalmente la instalación del pistón viajero se realiza en pozos someros y en sistemas de baja presión (menores a 100 lb/pg^2); para estos casos,

la formación proporcionará el volumen de gas (liberado) necesario para elevar los líquidos a la superficie. Cuando el pistón viajero es instalado en pozos profundos y en sistemas de alta presión, será necesario inyectar un volumen de gas adicional. Si la relación gas-líquido es muy alta, se incrementarán las ventajas.

4. ¿FUNCIONARA EL PISTÓN VIAJERO EN UNA INSTALACION CON EMPACADOR?

Un operador con experiencia podrá instalar o sustituir piezas del émbolo viajero durante un tiempo bastante reducido y como consecuencia a un costo mínimo. El tiempo podría incrementarse principalmente dependiendo del tipo de operación y el grado del daño sufrido por el dispositivo.

Si el estado mecánico presenta empacador o la tubería de producción se encuentra libre, se tendrán ventajas y desventajas en una u otra forma para el buen funcionamiento del pistón viajero.

De acuerdo a la experiencia obtenida, se ha determinado que los pozos de Bombeo Neumático con pistón viajero son mejor operados, en una instalación sin empacador. Esto no quiere decir que el émbolo no funcionará en pozos equipados con empacador, prácticamente el parámetro indicativo será el potencial del pozo y las propiedades de los fluidos producidos. La instalación con empacador se ha empleado únicamente en pozos donde hay suficiente liberación de gas, es decir, donde hay una alta relación gas-líquido (pozos de gas).

Una de las ventajas de una instalación abierta (sin empacador) consiste en mantener una capacidad almacenadora de gas de formación en el espacio anular. Esta energía de reserva auxiliará a la formación con baja productividad para mantener altos gastos instantáneos, necesarios para elevar el pistón y el líquido a la superficie. Cuando el émbolo ha terminado un ----

ciclo, el pozo deberá cerrarse en forma automática para que el pistón regrese al fondo y se inicie otra carga. En este momento el yacimiento continúa produciendo y represionando el espacio anular. El tiempo de cierre puede exceder al tiempo requerido para regresar el pistón al fondo, pero este no deberá ser mayor al tiempo en el cual el espacio anular recupera su presión inicial.

Otra ventaja de una instalación abierta es que el pozo puede producir a una baja presión de fondo, consecuentemente la vida útil de la instalación es mayor.

5 ¿LA PRESIÓN EN LA TUBERÍA DE DESCARGA ES MUY ALTA?

El buen funcionamiento del pistón viajero también depende de las condiciones de operación de la tubería de descarga, es decir, si se presentan -- obstrucciones por parafinas, arenamientos, hidratos, restricciones en el -- área de flujo, o mal movimiento en las válvulas superficiales, etc. Esto -- provocará una contrapresión en la cabeza del pozo, reflejándose de inmedia-- to en la correcta operación del émbolo viajero, ya que por un lado se dis-- torciona la operación y por otra parte se incrementa el consumo de gas in-- yectado para poder desplazar el pistón viajero y el bache de líquido a la -- superficie.

Por lo anterior es recomendable mantener el área de flujo de la tube-- ría de descarga libre de impurezas y desviaciones (by-pass) manteniendo un control periódico de limpieza o inyectándole agentes inhibidores, dependien-- do de las características de los fluidos producidos, además, la presión de separación en la central de recolección se mantendrá a la presión con la -- cual se efectuó el diseño del pistón viajero.

6 ¿CUALES SON LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO?

Los costos de operación y mantenimiento del pistón viajero dependerán tanto del tipo de instalación superficial como subsuperficial que se instale. Debido a que el sistema trabaja en forma cíclica y utiliza controles automáticos, el tiempo del personal que supervisa el funcionamiento del sistema será de muy poca consideración. Un registrador de flujo instalado en la tubería de descarga eliminará considerablemente el tiempo de supervisión ya que la operación subsuperficial se puede observar en la gráfica y proceder a su corrección en el momento preciso.

Cuando se presentan variaciones en las condiciones de operación, tales como; cambios en el potencial del pozo, cambios en la presión de fondo fluyendo, etc. será necesario realizar los ajustes adecuados para el buen funcionamiento del émbolo viajero. Estos ajustes pueden efectuarse en la supervisión normal del operador al pozo.

La única parte del equipo que estará en continuo movimiento ascendente y descendente en el interior de la tubería de producción, es el émbolo, por lo cual sufrirá desgaste, y su vida útil será corta. El pistón deberá inspeccionarse por lo menos 1 vez por mes, pero es recomendable hacerlo cada dos semanas.

Los controles automáticos empleados en la instalación superficial, tendrán muy poco mantenimiento, sobre todo si se utilizan controles electrónicos, los cuales no requieren inspecciones, sólo requieren un cambio de batería cada 8 ó 12 meses.

Comparado con otros sistemas de producción, el pistón viajero ha presentado más beneficios, ya que el fenómeno de resbalamiento que se presenta en la tubería de producción es eliminado, provocando un incremento en la recuperación de líquidos y como consecuencia los costos de operación disminuyen considerablemente.

7 ¿CUANTO TIEMPO SERA EFECTIVO?

En este aspecto el pistón viajero ofrece muy buenas ventajas. Debido a que el émbolo es la única parte móvil del equipo, la vida útil del sistema dependerá de la construcción propia del pistón. A continuación se analizarán cada una de las partes que integran el sistema:

- a) El aditamento retenedor y el resorte amortiguador instalados en el fondo del pozo, normalmente no sufren desgaste. Considerando que no se tienen condiciones severas en la operación, tales como; producción de arena o corrosión, estos accesorios del equipo no requieren mantenimiento y su empleo será prolongado.
- b) El émbolo es básicamente la única parte móvil y no requiere mucha atención. El desgaste del pistón dependerá del material con el cual está construido, de la velocidad y volumen del bache y la frecuencia de los ciclos. En forma práctica se ha presentado el desgaste excesivo cuando el émbolo está desplazándose a velocidades mayores de 1000 pies/min. La inspección periódica del pistón y reparación o sustitución del equipo cuando sea necesario, asegurará una correcta operación del émbolo aumentando su vida útil.
- c) El equipo superficial incluye al lubricador y receptor, los cuales prácticamente no requieren de mantenimiento y su vida útil se prolonga por varios años.
- d) Los controles del pistón y válvula motora, ocasionalmente requerirán mantenimiento, remplazamiento o reparación. Cuando son empleados los controles electrónicos no será necesaria la inspección, sólo se deberá tener cuidado en cambiar la batería cada 8 - 12 meses.

Las condiciones del yacimiento, así como las condiciones del pozo, tendrán gran influencia en la efectividad del pistón viajero. Aplicando a las presiones superficiales del espacio anular la curva IPR o IP es posible predecir el tiempo de la efectividad del émbolo viajero. Deberá recordarse que el sistema pistón viajero es 100% recuperable sin el empleo de un equipo de reparación y es fácilmente transferible a otro pozo.

8 ¿TRABAJARA EN UNA INSTALACION DE BOMBEO NEUMATICO?

El bombeo neumático intermitente consiste en producir periódicamente baches impulsados por gas a alta presión. El gas es inyectado en la superfi--cie al espacio anular por medio de un interruptor, un regulador o por la combinación de ambos. Este gas pasa posteriormente del espacio anular a la tubería de producción a través de una válvula, que va instalada en dicha tubería dentro del pozo. Cuando la válvula abre, el líquido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción, es expulsado al exterior en forma de un tapón a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno de resbalamiento* de líquido que ocurre dentro de la tubería de producción, solo una parte del bache inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al bache en formación.

Después de que la válvula cierra transcurre un período de reposo aparente, durante el cual la formación productora continua aportando líquido al pozo, hasta formar otro bache con el que se inicia otro ciclo.

Por lo anterior se puede observar, que de acuerdo al principio físico - del pistón viajero, es un dispositivo que ayuda a eliminar el colgamiento - del líquido y como consecuencia a obtener la máxima recuperación de acuerdo al potencial del pozo.

* Fenómeno que se manifiesta en todas las instalaciones de bombeo neumático intermitente y cuyo valor indica el grado de eficiencia en el proceso de levantamiento. El resbalamiento de líquido puede definirse como el % del bache inicial que no se recupera en la superficie.

9 ¿TRABAJARA EN POZOS QUE MANEJAN PARAFINAS?

De acuerdo a la experiencia, se ha demostrado que la parafina empieza a formarse aproximadamente abajo de una temperatura de 100 °F. como una película microscópica. Este decremento de la temperatura puede ser provocado por la expansión del gas o por las características de los fluidos producidos.

Conforme se vaya acumulando la parafina en un determinado punto de la tubería de producción empezará a endurecer, a tal grado que obstruirá el área de flujo, hasta que el pozo deje de fluir a la superficie, si es fluyente, o el sistema artificial deje de operar por la contrapresión presentada.

Dadas las características del funcionamiento del pistón viajero, es decir, realizando movimientos ascendentes y descendentes en la tubería de producción, provocará una acción mecánica de limpieza, eliminando constantemente la película de parafina antes de su endurecimiento, con respecto al diámetro exterior del émbolo viajero; de esta manera se obtiene mayor recuperación de líquidos sobre un área de flujo libre. Como el pistón viajero funciona en forma intermitente desplazará los fluidos hacia la superficie a un mayor gasto que el flujo normal, previniendo un decremento en la temperatura y menor tiempo para la depositación. Un pistón que efectúa 3 ó 4 ciclos por día, controlará todos los problemas severos de parafina.

10 ¿QUE BENEFICIOS PODREMOS OBTENER CON EL EMPLEO DEL PISTON VIAJERO?

Como se puede observar, los 8 incisos anteriormente explicados, están fundamentados básicamente sobre ciertas reglas de campo, obtenidas de la experiencia en un determinado número de pozos dentro de un rango establecido de parámetros (profundidades, potenciales, propiedades de los fluidos, etc)

Cuando el pistón viajero es instalado en condiciones favorables para su funcionamiento, obtendremos muy buenos resultados.

Los Ingenieros de producción deberán efectuar un análisis dinámico en cada pozo, para determinar el comportamiento del pistón viajero, y los resultados obtenidos de este análisis deberán compararse con los datos medidos, con la finalidad de hacer los ajustes necesarios y disponer de un modelo físico representativo de las condiciones reales del comportamiento del pistón viajero.

Es importante hacer notar, que para determinar el comportamiento del émbolo viajero en los pozos, generalmente se han aplicado reglas de campo. Lo anterior se debe a que nunca se había realizado un estudio detallado o un análisis dinámico. JAMES F. LEA⁵ propuso un método analítico, el cual actualmente es utilizado en lugar de las reglas de campo.

N O M E N C L A T U R A

CAPITULO II

- D - Profundidad o distancia desde la superficie hasta el punto en el cual entra el gas a la tubería de producción (pies).
- G/L - Relación del volumen del gas producido @ c.s. con el volumen de líquido producido @ c.s. (pies³/bl).
- G_c - Volumen de gas producido por ciclo (pies³/bl).
- L_c - Volumen del bache producido (bls/ciclo).
- $p_{cmáx}$ - Presión máxima superficial en el espacio anular (lb/pg²).
- $p_{cmín}$ - Presión mínima superficial en el espacio anular (lb/pg²).
- $p_{tmín}$ - Presión mínima superficial en la tubería de producción (lb/pg²).
- p_{wf} - Presión de fondo fluyendo promedio (lb/pg²).
- J - Índice de productividad (bls/día/lb/pg²).
- p_{ws} - Presión de fondo estática (lb/pg²).
- $q_{máx}$ - Gasto máximo de producción (bls/día).
- $t_{cmín}$ - Tiempo mínimo requerido para que el pistón termine un ciclo (min/ciclo).
- $\frac{G/L}{D/1000}$ - Gradiente de relación gas-líquido (pies³/bl/pies/1000).
- $p_{cmáx} - p_{tmín}$ --- Presión de operación total (lb/pg²).
- $p_{cmáx} - p_{cmín}$ --- Incremento de presión (lb/pg²).

CAPITULO V

- a - Aceleración del pistón y del bache de líquido en cualquier punto de la tubería de producción (pies/seg).
- A_a - Área de la sección transversal del espacio anular (pies³).
- A_t - Área de la sección transversal de la tubería de producción (pies³).
- C - Constante (pies³/día/lb/pg²).
- d - Diámetro de la tubería de producción (pulgadas).
- D - Profundidad (pies).
- $E(D)$ - Factor del gradiente de gas.

- δ - Ciclos máximos por día.
- δ_g - Factor de fricción entre el gas y la tubería de producción.
- δ_L - Factor de fricción entre el bache de líquido y la tubería de producción.
- δ_s - Fricción entre el bache de líquidos y la pared de la tubería de producción.
- F - Fuerza (lb_f).
- F_{gL} - Relación gas-líquido natural del pozo en el pistón viajero ($pies^3/bl$).
- F_{gLt} - Relación gas-líquido existente en la tubería de producción ($pies^3/bl$).
- F_{gs} - Factor de resbalamiento del gas.
- g - Constante gravitacional ($lb_m \times pies/lb_f \times seg^2$).
- h_1 - Altura de los fluidos acumulados en la tubería de producción (pies).
- h_2 - Altura de los fluidos acumulados durante el período de cierre, tanto en la tubería de producción como en el espacio anular (pies).
- h_D - Altura del bache adimensional.
- K - Fricción del gas.
- L - Distancia (pies).
- L_s - Longitud del bache en la tubería de producción (pies).
- L_{st} - Longitud total del bache (pies).
- m_g - Masa del gas (lb_m).
- NR_e - Número de Reynolds.
- p_b - Presión para elevar el pistón y el bache (lb/pg^2).
- \bar{p}_c - Presión promedio en el espacio anular (lb/pg^2).
- p_f - Presión superficial en la tubería de producción (lb/pg^2).
- p_{lf} - Pérdida de presión del líquido fraccional por barril (lb/pg^2).
- p_{lh} - Presión para elevar un barril de fluido en la tubería de producción (lb/pg^2).
- p_L - $\left[p_p + p_{tmín} + (p_{lh} + p_{lf}) \times w + 14.7 \right]$
- p_p - Presión para elevar el peso del pistón (lb/pg^2).
- \bar{p}_R - Presión promedio del yacimiento (lb/pg^2).
- p_s - Presión superficial (lb/pg^2).
- p_x - Presión en la tubería de descarga (lb/pg^2).
- p_{ts} - Presión superficial en la tubería de producción durante el período de cierre (lb/pg^2).
- p_{wf} - Presión de fondo fluyendo (lb/pg^2).

- p_L - Presión en el espacio anular, corregida por el peso de la columna y fricción del gas (lb/pg^2).
 q_g - Gasto de gas ($\text{pies}^3/\text{día}$).
 R - Constante de los gases reales.
 t - Tiempo (días).
 t_D - Tiempo adimensional.
 \bar{T}_w - Temperatura promedio del pozo ($^{\circ}\text{F}$).
 v - Velocidad (pies/min).
 v_d - Velocidad de descenso (pies/min).
 \bar{v}_h - Velocidad promedio de elevación (pies/min).
 v_s - Velocidad superficial (pies/min).
 V_g - Volumen de gas (MPC/ciclo).
 V_t - Volumen en el interior de la tubería de producción arriba del bache (pies^3).
 w_p - Peso del pistón (lb_f).
 w_s - Peso del bache (lb_f).
 w_t - Peso total (pistón y bache) (lb_f).
 W - Volumen cargado (bbls).
 z - Factor de compresibilidad.
 \bar{z} - Factor de compresibilidad promedio.
 γ_g - Gravedad específica del gas.
 γ_L - Gradiente de la densidad del líquido ($\text{lb/pg}^2/\text{pies}$).
 μ - Viscosidad cinemática (pies^2/seg).
 ρ_g - Densidad del gas a presión y temperatura promedio ($\text{lb}_m/\text{pies}^3$).
 ρ_L - Densidad de los líquidos ($\text{lb}_m/\text{pies}^3$).
 τ - Esfuerzo cortante ($\text{lb}_f/\text{pies}^3$).
 τ_D - Esfuerzo cortante adimensional.

A P E N D I C E A

ECUACIONES EMPLEADAS EN EL MODELO DINÁMICO.

Para analizar el desplazamiento ascendente del pistón viajero, se sugirió un modelo dinámico¹, el cual considera un sistema de fuerzas, que intervienen en el movimiento, tales como; la fuerza que impulsa al pistón y el bache, la -- fuerza opuesta al movimiento del émbolo, la fuerza de fricción del fluido, y el peso total, es decir tanto el peso del pistón como el peso del bache. La Fig. 24 muestra el sistema de fuerzas, y empleando la segunda ley de Newton obtenemos la siguiente Ecuación:

$$F = A_t(p_f - p_b) - w_t - \tau \times L_{st} d = \left(\frac{w_t}{g}\right) a \quad \dots (A-1)$$

donde:

L_{st} - Longitud total del bache (pies).

τ - Esfuerzo cortante (lb/pie²).

w_t - Peso total (émbolo y bache) (lb_f).

La presión opuesta al movimiento del bache p_b , se calcula con el valor de la presión superficial p_s . Corrigiendo ambas presiones por elevación y - fricción se obtiene:

$$p_b = p_s \exp \left[\frac{\gamma_g (D - L)}{(53.34) z (\bar{T}_w + 460)} \right] + \delta_e \frac{(D - L) v^2 \rho_g}{2dg} \quad \dots (A-2)$$

La presión que impulsa al pistón y el bache p_f , se calcula del cambio - de la presión en el espacio anular p_c :

$$p_b = p_c \exp \left[\frac{\gamma_g (D - L - L_{st})}{(53.34) z (\bar{T}_w + 460)} \right] - \frac{\delta_e L \rho_g v^2}{2dg} \quad \dots (A-3)$$

Si los líquidos son producidos con gas libre, deberá emplearse una correlación de flujo multifásico para determinar p_b .

La masa de gas m_g , atrapada en el espacio anular se calcula en base a la presión inicial en el espacio anular p_{ci} . Debido a la expansión del gas en el interior de la tubería de producción, la presión en el espacio anular empieza a disminuir. El cambio, en el volumen disponible para la expansión del gas es:

$$V = D \times A_a + L \times A_t \quad \dots (A-4)$$

Entonces la presión superficial en el espacio anular puede determinarse como:

$$p_c = \frac{m_g \times z \times R \times (\bar{T}_w + 460)}{V(144)} \quad \dots (A-5)$$

donde: R - constante del gas.

El esfuerzo cortante en la pared de la tubería de producción, debida al movimiento del bache, se estima empleando el factor de fricción (DARCY-WEISBACH) con una velocidad local del bache (v) y utilizando adecuadas correlaciones para calcular el número de Reynolds. La fórmula del esfuerzo cortante se determinó en base a pruebas de laboratorio; los baches fueron llevados a la superficie en un pozo de prueba de 700 pies de profundidad, utilizando una bala en lugar de un pistón, y con la expansión del gas usada como mecanismo de desplazamiento. La tubería de producción fue de 2 pulgadas de diámetro interior y los bache de agua de un rango de 10-4- pies de longitud.

$$= \frac{\delta_L (v)^2 L}{g} \quad \dots (A-6)$$

Es también importante calcular la velocidad descendente del émbolo, pero resulta difícil hacer una cuantificación.

A P E N D I C E B

PISTÓN VIAJERO EN POZOS CON ALTA RGL.

El análisis expuesto en el CAPITULO V, estima una altura del bache (h_1) en la tubería de producción durante el periodo de producción de los pozos con alta RGL. En seguida el pozo deberá cerrarse automáticamente, el pistón descenderá y la presión en el espacio anular deberá incrementarse. Durante este periodo estarán entrando gas y líquido tanto al espacio anular como a la tubería de producción. En el siguiente análisis, la cantidad de líquido que entra al pozo durante el periodo de cierre se calcula en función de la presión en el espacio anular. La cantidad de líquidos acumulados durante el periodo de depresionamiento, se supone que permanecerá en la tubería de producción, y para el fluido adicional que ingresa, se supone un incremento de nivel h_2 en la tubería de producción y el espacio anular, aunque la exacta distribución no afecta el resultado final considerablemente.

El volumen de gas (pies³ estandar) en la tubería de producción y el espacio anular en el periodo de cierre del pozo es V_{gi} , y puede estimarse como:

$$V_{gi} = (V_t - h_1 \times A_t) \left[\frac{p_s \times E(D/2) \times 520}{14.7 (z) (\bar{T}_w + 460)} \right] + \left[\frac{p_s \times E(D/2) + h_1 \times \delta_L}{(z) (14.7) (\bar{T}_w + 460)} \right] \times 530 \times V_c \quad \dots (B-1)$$

Donde:

$$E(D/2) = \exp \left[\frac{\delta_g (D/2)}{(53.34) (\bar{T}_w + 460) \times z} \right]$$

Para corregir por el gradiente de gas.

El volumen de gas adicional a cualquier tiempo (V_{g2} en pies³ estandar) en función del incremento de presión y en términos del incremento de nivel del fluido (h_2) tanto en el espacio anular como en la tubería de producción es:

$$V_{g2} = \frac{F_{gl}(h_2)(A_a + A_t)}{5.61} \quad \dots(B-2)$$

Realizando un balance másico entre el gas calculando desde V_{g1} hasta V_{g2} , y de las presiones en el espacio anular (p_c) y la presión en la tubería de producción (p_{ts}) obtenemos:

$$\frac{(V_{g1} + V_{g2}) \times 14.7}{R(520)} = \frac{p_c \times E(D/2) \times (V_c - h_2 \times A_a)}{R \times (T_w + 460) \times z} + \frac{p_{ts} \times E(D/2) \times V_t - (h_1 + h_2) \times A_t}{R \times (T_w + 460) \times z} \quad \dots(B-3)$$

Donde:

p_c - Presión superficial en el espacio anular en el período de cierre (lb/pg²).

p_{ts} - Presión superficial en la tubería de producción en el período de cierre (lb/pg²).

$$p_c E(D/2) = p_{ts} \times E(D/2) + \rho_L x h_1$$

Suponiendo que la compresibilidad y los efectos del gradiente de gas -- son pequeños, se puede calcular el incremento de la altura de los fluidos h_2 .

$$h_2 = (p_c - p_a + \rho_L x h_1) (V_t + V_c - h_1 x A_t) /$$

$$\left\{ \left[\frac{F_{gL} (14.7) (\bar{T}_w + 460)}{(5.61) (520)} + p_c \right] (A_t + A_a) \right.$$

$$\left. - \gamma_L h_1 x A_1 \right\}$$

... (B-4)

El resultado de la Ecuación (B-4) se utiliza como dato en la Ecuación 34 para determinar el valor de F_{gLt} a cualquier tiempo.

C O N C L U S I O N E S

La recopilación, selección y comparación de la literatura técnica especializada en el estudio del émbolo viajero (PLUNGER LIFT), desde su inicio hasta las investigaciones recientes, han sido el soporte fundamental de las conclusiones cuestionadas en este trabajo.

1. Empleando el modelo dinámico propuesto por (JAMES F. LEA¹) se puede predecir el comportamiento del pistón viajero en la tubería de producción, pudiéndose incorporar el algoritmo empleado a un programa de cómputo para efectuar el diseño óptimo; al menor tiempo posible y de esta manera sensibilizarlo con los parámetros de calibración más importantes.
2. Los investigadores que han estudiado la operación del pistón viajero, concluyen que la operación de este sistema, comparado con los métodos de producción existentes (Bombeo Neumático, Bombeo Hidráulico, Bombeo Mecánico, Bombeo Electrocentrífugo), dentro de sus limitaciones, el mantenimiento y supervisión es insignificante.
3. La información que se presenta en este trabajo, es de gran utilidad para determinar si el pistón viajero es aplicable a un caso específico, recomendando el diseño óptimo de la instalación.
4. En pozos que presentan problemas de formación de parafinas o hidratos, es recomendable el empleo del émbolo viajero, debido a que reduce o elimina estos problemas.
5. En los casos en que el pistón viajero se emplea junto con el Bombeo Neumático Intermitente, se ve incrementada la eficiencia, ya que se elimina o reduce el resbalamiento del líquido.

6. Un factor, que probablemente sea el más importante para obtener éxito en la correcta operación del émbolo viajero, y el cual no tiene discusión, es la operación en campo del equipo y el interés que muestre el personal técnico y los operadores.
7. Independientemente del método artificial de producción que se emplee, es necesario e imprescindible, determinar o predecir el potencial del pozo y además conocer las características de los fluidos, para poder implantar el método más adecuado y rentable.

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

1. Lea, James F., "Dinamic Analysis of Plunger Lift Operations". *Journal of Petroleum Technology*, Vol. 34, No. 11, pp 2617-2629. (Nov. 1982).
2. Foss, D. L., and Gaul, R. B., "Plunger Lift Perfomance Criteria with Operating Experience - Ventura Avenue Field", *API Drilling and Production Practice*. (March 1965).
3. Abercrombie, B., "Plunger Lift," *The Technology of Artificial Lift Methods*, K. E. Brown (ed), Petroleum Publishing Co., Tulsa (1980).
4. Turner, R. G.: "An Analysis of the Continuos Removal of Liquids from Gas -- Well", MS Thesis, U. of Houston (1967).
5. Chilingar, G. V. and Beeson, C. M., "Surface Operations in Petroleum Pro--: duction", American Elsevier Publishing Company, Inc., pp 238-306 (1969).
6. Hacksma, J. D., "How to Predict Plunger Lift Perfomance", *Oil and Gas Jour^{nal}*, Vol. 70, No. 22, pp 66-73, (May. 1968).
7. Beauregard, E. M. and Ferguson, P. L.: "How Plunger Lift Affets Production" *Pet. Eng. Intl*, (April 1983).