

78
2ej



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

"Control de la Producción a Traves del Agotamiento Equilibrado del Yacimiento"

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
ERNESTO ALEJANDRO SANCHEZ ELIZARRARAS



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1990



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 está 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.

Índice de contenidos

CAPITULO 1. DATOS REQUERIDOS, ANALISIS, METODOS DE CONTROL.	1
1.1 Generalidades.	1
1.2 Objetivos.	2
1.3 Análisis y Métodos de control.	3
1.3.1 Análisis con Curvas de Declinación.	3
1.3.2 Gasto de Producción contra Tiempo.	4
1.3.3 Gasto contra Producción Acumulativa.	6
1.3.4 Reparaciones básicas.	7
CAPITULO 2. PROGRAMA DE SUPERVISION DE LA PRODUCCION.	26
2.1 Introduccion.	26
2.2 Pruebas de Producción.	30
2.3 Pruebas de Presión.	31
2.4 Mapas de Burbujas.	35
2.4.1 Mapas para Producción Acumulativa.	35
2.4.2 Mapas de Gasto Máximo.	36
2.4.3 Mapas de RGA.	37
2.4.4 Otros Mapas.	39
CAPITULO 3. REGISTRO DEL AGUA DE INYECCION.	53
3.1 Introducción.	53
3.2 Cartas métricas de inyección.	56
3.3 Pruebas de Índice de Inyectividad.	54
3.4 Mapas de Burbujas.	56
3.5 Pruebas de Decremento de Presión para Pozos Inyectores.	57
3.6 Estudios con Molinete.	58
CAPITULO 4. EFICIENCIA DE LA PRODUCCION CON SISTEMAS DE BOMBEO ARTIFICIAL.	66
4.1 Introducción.	66
4.2 Bombeo Mecánico con Varillas de Succión.	67
4.2.1 Generalidades.	67
4.2.2 Cartas Dinamométricas.	70
4.2.3 Economía del Bombeo con Varillas de Succión.	72
4.2.4 Economía del Bombeo con Sartas de Varillas de Succión Combinadas.	79
4.3 Bombeo Neumático.	91
4.4 Bombeo Hidráulico Subsuperficial.	94
4.4.1 El Bombeo Hidráulico puede solucionar muchos problemas de producción.	96
4.5 Bombeo Electrocentrifugo Subsuperficial.	115
4.6 Como disminuir los costos de operación.	117
4.6.1 Costos asociados con el bombeo artificial.	117

4.6.2 Eficiencia del Bombeo Artificial.	120
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
BIBLIOGRAFIA	126

Indice de figuras

Fig. 1.1- Datos volumétricos y propiedades de la roca	10
Fig. 1.2- Datos volumétricos y propiedades de la roca	11
Fig. 1.3- Propiedades de las capas	12
Fig. 1.4- Datos de muestreo de núcleos	13
Fig. 1.5- Presión de saturación VS. profundidad	14
Fig. 1.6- Bo (diferencial) VS. presión	15
Fig. 1.7- Bo (flash) VS. presión	16
Fig. 1.8- RGA (diferencial) VS. presión	17
Fig. 1.9- RGA (flash) VS. presión	18
Fig. 1.10- Viscosidad del aceite VS. presión	19
Fig. 1.11- Densidad relativa del gas VS. presión	20
Fig. 1.12- Factor de compresibilidad del gas VS. presión	21
Fig. 1.13- Sistema de malla del modelo del campo	22
Fig. 1.14- Curvas de declinación (Q de producción VS tiempo)	23
Fig. 1.15- Curvas de declinación (Q de producción VS tiempo)	24
Fig. 1.16- Curva de declinación(Q VS producción acumulativa)	25
Fig. 2.1- Mapa de isobaras	44
Fig. 2.2- Mapa de isoacumulativa	45
Fig. 2.3- Mapa de RGA	46
Fig. 2.4- Mapa de permeabilidad promedio	47
Fig. 2.5- Mapa de isoporosidades	48
Fig. 2.6- Mapa de isopacas brutas	49
Fig. 2.7- Mapa de isopacas netas/brutas	50
Fig. 2.8- Mapa de isoproducción	51
Fig. 2.9- Datos (k/h) de pruebas en pozos	52
Fig. 3.1- Mapa de inyección acumulativa	63
Fig. 3.2- Mapa del avance frontal de la inyección de agua	64
Fig. 3.3- Mapa estructural	65
Fig. 1- Bomba hidráulica tipo pistón	98
Fig. 2- Bomba hidráulica tipo jet.	99
Fig. 3- Unidad de prueba portátil para bombeo hidráulico.	105
Fig. 4- Bombas jet con camisa deslizable.	107
Fig. 5- Bomba jet fija.	109
Fig. 6- Bombas hidráulicas combinadas con bombas eléctricas.	110
Fig. 7- Uso de bombas jet sin necesidad de extraer la TP.	114

Índice de tablas

TABLA 1: PROGRAMA DE SUPERVISION DE LA PRODUCCION	29
TABLA 2: HERRAMIENTAS DE INGENIERIA PARA LA SUPERVISION	30
TABLA 3: COMO VERIFICAR LOS DATOS PROVENIENTES DE LAS PRUEBAS	34
TABLA DE RESUMEN DE SUPERVISION	62
TABLA 4: RESTRICCIONES EN LA SELECCION DEL SISTEMA DE BOMBEO	68
TABLA 5(a): VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO MECANICO	71
TABLA 5(b): CALCULOS DEL CATALOGO API RP-111 PARA 250 HPD	76
TABLA 5(c): DISEÑO DE UNIDAD DE BVS C - 456 (L. C. 120 pg.)	78
TABLA 5(d): DISEÑO DE UNIDAD DE BVS C - 456 (L. C. 100 pg.)	78
TABLA 5(e): DISEÑO DE UNIDAD DE BVS C - 456 (L. C. 86 pg.)	79
TABLA 6(a): CIFRAS DE PRODUCCION PARA VARILLAS COMBINADAS	82
TABLA 6(b): COMPARANDO CARGAS: VARILLAS ACERO VS. COMBINADAS	83
TABLA 6(c): COMPARANDO TORSION: VARILLAS ACERO VS. COMBINADAS	83
TABLA 6(d): COMPARANDO LA POTENCIA EN LA VARILLA PULIDA	84
TABLA 6(e): INSTALACIONES EN LOS POZOS ANTES Y DESPUES	86
TABLA 6(f): RELACIONES SALIDA/ENTRADA DE LAS INSTALACIONES	88
TABLA 7: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO	94
TABLA 8: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BHSS	96
TABLA 9: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BESS	117

CAPITULO 1. DATOS REQUERIDOS, ANALISIS, METODOS DE CONTROL.

1.1 Generalidades.

El equilibrio en las extracciones de los fluidos de un yacimiento maximizará la recuperación final de sus hidrocarburos. El agotamiento equilibrado también minimizará los pozos "problema", en lo relativo a la formación productora. Además, se tendrán mínimos problemas mecánicos debido a la supervisión extra en la que se ve implicado un buen manejo del yacimiento.

El reto de realizar un agotamiento equilibrado es aquel que puede enfrentar una compañía si carece de un plan adecuado - un plan maestro, por decir algo. Un plan maestro para cualquier yacimiento dado, comienza con el estudio básico del yacimiento, el cual describe:

- a) Las propiedades de la roca (Figs. 1.1, 1.2, 1.3)¹, muestreo (Fig. 1.4)¹ y análisis de registros.
- b) Las propiedades de los fluidos, análisis PVT y análisis de agua, (Figs. 1.5, 1.6, 1.7, 1.8, 1.9, 1.10, 1.11, 1.12)¹.
- c) Estructura, estratigrafía, volumen de poro, mapas de hidrocarburos netos, secciones geológicas detalladas, y diagramas de mallas cruzando el campo pasando a través de cada pozo del mismo, (Fig. 1.13)¹.
- d) Análisis volumétricos de las reservas (de las condiciones originales).
- e) Balance de materia recientemente realizado.

- f) Análisis detallado de curvas de declinación de la producción.
- g) Un modelo composicional en tres dimensiones del yacimiento se podría obtener, pero probablemente no sea necesario.
- h) Desarrollo de curvas de comportamiento de afluencia (IPR) para todos los pozos productores.

Con estos datos básicos acerca del yacimiento, se puede hacer e implementar un plan maestro. El plan deberá ajustar el campo con extracciones programadas para incrementar o decrementar la producción dependiendo de las condiciones del mercado.

1.2 Objetivos.

Los principales objetivos del plan deberán ser encontrar los requerimientos adecuados con la mayor rapidez y eficiencia; y realizarlo de tal manera que minimice el agotamiento inequilibrado en cualquier área del campo.

Un objetivo secundario es producir cada pozo acorde con su capacidad, balanceándolo según las necesidades del mercado. Cada campo tiene uno o dos pozos en los cuales un operador puede, por unos días, incrementar la producción tan frecuentemente como lo requiera la demanda. Este es el método más fácil pero no el mejor para el objetivo perseguido.

Este plan mantendrá tantos pozos como sea posible produciendo la mayor parte del tiempo (a determinando gasto según la demanda del mercado). Si esto no es posible, entonces el plan requerirá el alternar pozos en producción y pozos cerrados, basándose en el estudio del yacimiento.

El plan deberá establecer los ritmos de inyección y de bombeo, estimando la instalación de estranguladores para los pozos fluyentes.

1.3 Análisis y Métodos de control.

1.3.1 Análisis con Curvas de Declinación.

Las curvas de producción o curvas de declinación como son frecuentemente llamadas, son una de las principales herramientas del ingeniero en su trabajo diario. Estas muestran las tendencias de la producción y reflejan las características del yacimiento, y se utilizan junto con los principios de ingeniería de yacimientos en la determinación del comportamiento pasado y futuro del mismo. Igualmente tanto el comportamiento de pozos inyectores, productores, así como las reparaciones de pozos, son evaluadas con curvas de declinación.

Existen distintas formas en que los datos de producción son representados en una gráfica. Cinco de los tipos más comunes son listados a continuación:

- 1) Gastos de producción (aceite, gas y fluidos totales) contra tiempo. La producción de gas se representa normalmente como un promedio de la relación gas-aceite (RGA). Esta RGA se calcula a partir de pruebas recientes de gasto de producción (24 horas), la cual frecuentemente está cambiando cuando la presión de fondo fluyente de los pozos cae por abajo del punto de burbujeo del crudo. La producción de agua se representa con frecuencia en este tipo de

gráficas de producción como un porcentaje, la cual se calcula a partir de pruebas de producción y no de una casual muestra de fluido producido.

En la Fig. 1.14¹ se analiza la predicción (hasta el año 2005), en el Campo Sitio Grande, del comportamiento de la producción de aceite y agua contra el tiempo; en ésta, se observa igualmente el comportamiento de las curvas de presión y de RCA (el comportamiento ascendente de la curva de presión se debe a que la predicción se hizo en base al mantenimiento de la presión mediante pozos inyectoros). En la Fig. 1.15¹ se analiza el mismo Campo, pero ahora la predicción (hasta el año 1995) se hace en base al depresionamiento natural del yacimiento (se puede observar el comportamiento descendente de la curva de presión).

- 2) Gastos de producción (aceite, gas y fluidos totales) contra producción acumulativa.
- 3) Porcentaje de agua contra producción acumulativa.
- 4) Nivel de agua (contacto agua-aceite) contra producción acumulativa.
- 5) Producción acumulativa de gas contra producción acumulativa de aceite.

1.3.2 Gastos de Producción contra Tiempo.

Comunmente esta gráfica se hace en papel semi-log como el logaritmo del gasto contra el tiempo. Este tipo de curva se puede trazar individualmente para cada pozo o bien, para todos los pozos de un campo dado. La escala que más se utiliza es en barriles por día.

Las curvas de declinación comunmente se utilizan para predecir cuanto debe estar produciendo un pozo en términos de la producción de fluidos en un momento dado, con estas un ingeniero puede comparar y verificar si el pozo está funcionando como lo debe hacer.

El ingeniero realiza esto tomando los reportes de la producción de aceite, gas y agua de una prueba de producción en un pozo dado y, comparándolo con el proyecto de cómputo para ese pozo así como con su curva de declinación, el ingeniero podrá pronosticar el pozo que debe atenderse si es que esto ha provocado la disminución de su declinación normal.

Si la comparación entre la producción de aceite medida y la producción pronosticada es buena ($\pm 10\%$), la prueba se considera verificada.

Si la comparación entre la producción medida de aceite y la producción pronosticada no es buena, el pozo deberá probarse nuevamente lo más pronto posible especialmente si la prueba resultó demasiado baja y el pozo es un gran productor en el campo.

Si la segunda prueba resultó aún baja, se necesitan realizar pruebas adicionales tales como las pruebas sónicas para cuantificar los niveles de fluidos. Es posible que se necesiten correr estudios dinámicos, dependiendo del tipo de pozo involucrado. Tal vez se debe hacer un análisis de la carta de amperaje del pozo si es que éste cuenta con una bomba eléctrica sumergible, o una carta de inyección de gas si es que el pozo tiene instalado un sistema de bombeo neumático.

1.3.3 Gasto contra Producción Acumulativa.

Una curva de gasto de producción contra producción acumulativa es similar al primer tipo, en aquella se trata con los gastos diarios de producción de aceite y fluidos totales para un pozo individual o un campo; en ésta, los datos se representan con frecuencia gráficamente en papel coordinado como el gasto contra la producción acumulativa, (Fig. 1.16)¹.

Estos tipos de curvas se pueden usar para evaluar las reparaciones en donde se intenta incrementar la producción y las reservas, tal como se intenta en un ambicioso trabajo de acidificación.

Como se mencionó anteriormente, una razón para estudiar el pasado de la producción es intentar predecir el futuro comportamiento de esta. Esto se realiza con mucha frecuencia suponiendo que la tendencia pasada continuará sin cambio en el futuro. Sin embargo, esto necesita de un cuidadoso escrutinio.

La tendencia de la producción en un pozo (o campo) es un reflejo de:

- (1) las características de la formación,
- (2) los fluidos de la formación,
- (3) el pozo en sí mismo,
- (4) el mecanismo por el cual el fluido es impulsado a través del pozo, y
- (5) el mecanismo por el cual el fluido es bombeado hasta la superficie.

Las computadoras han ido a lo largo del camino mejorando la precisión de las representaciones gráficas (pero no de los datos recolectados). La computadora es rápida y los resultados parecen impresionantes en las salidas de la computadora. Pero esta deshumanización ha sido un beneficio mezclado. Si los datos de la producción son proporcionados directamente por la computadora, sin pasar por el ingeniero, el no tendrá oportunidad de emplear los resultados de las pruebas en forma confiable para tomar decisiones operativas y recomendaciones.

Si el ingeniero no verifica los resultados de las pruebas y juzga de un modo u otro que la prueba es válida, entonces los datos erróneos pueden entrar en la computadora y las proyecciones futuras se harían a partir de información errónea.

1.3.4 Reparaciones básicas.

Existen dos categorías básicas de reparaciones, a saber, mayor y menor.

Una reparación mayor requiere de operaciones al otro lado de la tubería de revestimiento, generalmente trata con el yacimiento mismo y realiza cambios permanentes.

Una reparación menor realiza trabajos en el interior de la tubería de revestimiento, tales como cambios de bomba o reemplazos de válvulas de bombeo neumático. La cantidad de dinero invertida en una reparación no clasifica a esta como mayor o menor, en algunas ocasiones una mayor cantidad de dinero se puede invertir en poner en marcha una reparación menor. Como es de suma importancia mantener a todos los pozos

operando en condiciones óptimas ya sean inyectoros o productores, frecuentemente es necesario ejecutar reparaciones mayores en los pozos.

Las reparaciones tienen dos objetivos básicos: primero, incrementar la producción o capacidades de inyección (para lograr el objetivo principal de agotamiento equilibrado del yacimiento) y, normalizar las condiciones operativas del pozo. Una vez que el pozo se ha analizado completamente y su problema se diagnosticó apropiadamente, el paso siguiente en el proceso de planeación de la reparación es el análisis de la historia completa del pozo.

Inyección de cemento. La inyección de cemento es un tipo de reparación común. Desafortunadamente, esta operación es una de las que presentan las más bajas relaciones de éxito en la industria petrolera. Generalmente, los fracasos son ocasionados por la escasa comprensión de los procesos de esta importante operación así como de su planeación e instrumentación.

Acidificación. La acidificación es una forma común de estimulación a un pozo, ya sea que se realice durante la terminación o en cualquier periodo de la vida del pozo ya sea inyector o productor. Esta técnica consiste en bombear ácido (generalmente HCl) a través de la tubería de producción e introducirlo en la formación del pozo. El ácido reacciona ya sea con la formación misma o con el material que está alrededor del agujero el cual está impidiendo el flujo de los fluidos de la formación hasta el pozo.

Inyección de Químicos. La inyección de químicos es una forma poco común de tratamiento. Esta se usa principalmente para tratar bloques con sospecha de emulsión en pozos de aceite.

Antes de que tal inyección sea planeada, se deben comprender los riesgos que involucra un intento de inyección química. Hay dos peligros básicos que pueden suceder en los pozos:

- (1) el químico (surfactante) puede ser incompatible con el fluido del pozo y dañar aun más el pozo, o
- (2) el surfactante es incompatible con la formación y el pozo es perdido por completo.

Como se mencionó, la reparación menor es aquella que trata con trabajos dentro de los confines de la tubería de revestimiento. Sin embargo, precisamente porque estas son generalmente simples, los trabajos estrictamente no deben tomarse a la ligera. Antes de que un equipo de reparación sea instalado para realizar cualquier tipo de reparación, se debe integrar a cada trabajo la suficiente cantidad de diagnósticos y análisis que se juzgue conveniente.

Muchas veces las compañías solo saben una cosa antes de llamar a un equipo de reparación: su producción (o inyección) está baja. La producción puede ser baja por muchas razones, ya sea dentro del pozo o en su vecindad. La reparación debe planearse hasta que el ingeniero encargado realice, mediante la ayuda de todas las herramientas a su alcance, un completo análisis del porqué de la baja producción.

RESUMEN DE DATOS VOLUMETRICOS
Y PROPIEDADES PROMEDIO DE LA ROCA

CAMPO SITIO GRANDE
ESTADO DE CHIAPAS, MEXICO

	CAPA				TOTAL YACIMIENTO
	1	2	3	4	
SUPERFICIE APROXIMADA, ACRÉS	6,496				
VOLUMEN NETO DE ROCA, 10 ³ ACRE-PIE	1,363	1,123	595	1,073	4,154
VOLUMEN POROSO, 10 ⁶ BLS @ C.Y.	807	698	287	395	2,187
VOLUMEN POROSO DE HIDROCARBUROS, 10 ⁶ BLS @ C.Y.	717	624	246	300	1,887
VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE, 10 ⁶ BLS @ C.A.	408	358	142	175	1,083
VOLUMEN ORIGINAL DE GAS, 10 ⁹ PIE ³ @ C.S.	504	433	169	204	1,310
ESPESOR NETO PROMEDIO, PIES	210	207	145	385	639
POROSIDAD PROMEDIO, POR CIENTO	7.6	8.0	6.2	4.7	6.8
SATURACION DE AGUA PROMEDIO, POR CIENTO	11.2	10.7	14.1	24.0	13.8

RESUMEN DE DATOS VOLUMETRICOS
Y PROPIEDADES PROMEDIO DE LA ROCA
DESPUES DELAJUSTE DE LA HISTORIA

CAMPO SITIO GRANDE
ESTADO DE CHIAPAS, MEXICO

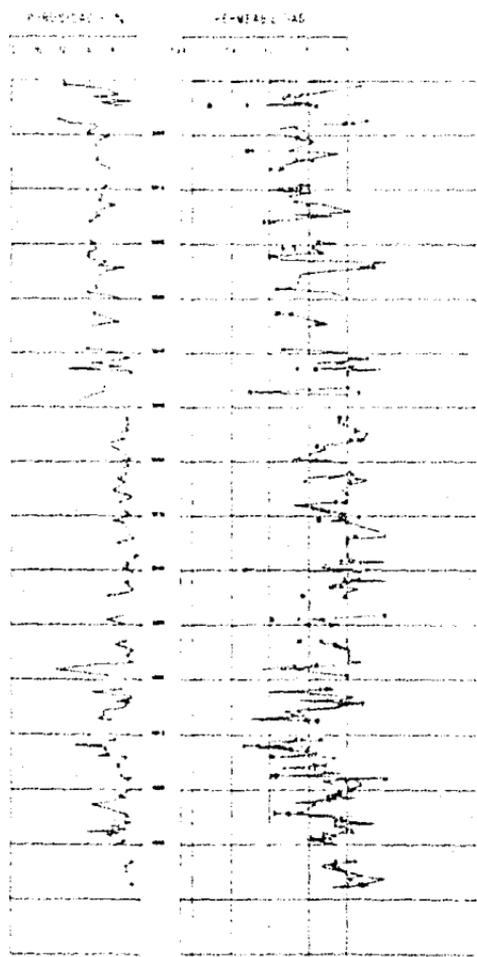
	CAPA				TOTAL YACIMIENTO
	1	2	3	4	
SUPERFICIE APROXIMADA, ACRES	6,496				
VOLUMEN NETO DE ROCA, 10 ³ ACRE-PIE	1,407	1,123	596	372	3,498
VOLUMEN POROSO, 10 ⁶ BLS @ C.Y.	836	688	275	137	1,936
VOLUMEN POROSO DE HIDROCARBUROS, 10 ⁶ BLS @ C.Y.	744	613	233	104	1,694
VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE, 10 ⁶ BLS @ C.A.	423	352	135	60	970
VOLUMEN ORIGINAL DE GAS, 10 ⁹ PIE ³ @ C.S.	524	425	161	71	1,181
ESPESOR NETO PROMEDIO, PIES	217	207	145	411	538
POROSIDAD PROMEDIO, POR CIENTO	7.7	7.9	5.9	4.7	7.1
SATURACION DE AGUA PROMEDIO, POR CIENTO	11.1	10.9	14.8	24.0	12.5

PROPIEDADES DE LAS CAPAS

CAMPO SITIO GRANDE
ESTADO DE CHIAPAS, MEXICO

POZO NO.	ESPESOR BRUTO, PIES				ESPESOR NETO, PIES				POROSIDAD, POR CIENTO		
	CAPA 1	CAPA 2	CAPA 3	TOTAL	CAPA 1	CAPA 2	CAPA 3	TOTAL	CAPA 1	CAPA 2	CAPA 3
SG- 1	230	190	194	614	83	86	83	252	2.0	2.0	3.0
SG- 2	279	197	144	620	123	33	36	192	3.0	1.0	1.0
SG- 4	174	217	154	545	139	50	72	261	6.0	3.0	1.0
SG- 5	266	161	131	558	231	161	112	504	6.0	1.0	3.0
SG- 6D	279	157	151	587	245	131	125	501	10.0	2.0	3.0
SG- 7	233	220	239	692	186	176	186	548	6.0	7.0	3.0
SG- 8	197	217	144	558	197	270	126	535	4.0	8.0	2.0
SG- 51	249	295	187	731	249	260	142	651	8.0	4.0	3.0
SG- 53	221	213	177	611	221	213	177	611	3.0	3.0	3.0
SG- 61	246	223	223	692	234	223	161	638	5.0	7.0	1.0
SG- 63	259	217	167	643	233	206	167	606	3.0	5.0	2.0
SG- 70	336	203	135	674	333	203	135	671	11.0	7.0	3.0
SG- 71	167	266	154	587	149	266	142	557	5.0	4.0	5.0
SG- 73	203	200	184	587	203	185	182	570	6.0	7.2	5.0
SG- 80	346	167	167	680	315	167	141	623	6.0	9.4	6.0
SG- 81	230	190	174	594	227	190	163	580	12.0	12.0	10.0
SG- 82	230	302	161	693	225	290	122	637	8.0	10.0	1.0
SG- 83	265	223	154	642	280	205	154	639	6.0	8.0	9.0
SG- 84	246	312	164	722	246	312	164	722	3.4	5.0	5.0
SG- 85	246	269	148	663	231	256	136	623	8.0	4.6	7.4
SG- 90	372	308	180	860	368	308	168	844	8.0	9.0	9.0
SG- 91	262	295	174	731	262	266	172	700	10.0	12.0	10.0
SG- 92	279	279	203	761	279	279	181	739	8.0	8.5	3.0
SG- 93	236	289	239	764	213	254	225	692	4.0	2.0	8.5
SG- 94	279	361	351	991	279	361	263	903	5.0	6.0	4.0
SG- 95	223	302	223	748	201	302	202	705	7.0	6.0	8.1
SG-100	266	266	272	804	252	266	272	790	11.0	11.0	6.0
SG-101	266	266	200	732	266	266	200	732	10.0	13.0	12.0
SG-102	266	269	387	922	266	269	368	903	9.0	7.3	4.0
SG-103	266	266	249	781	260	266	249	775	10.0	12.0	9.0
SG-104	266	259	217	742	266	259	199	724	5.0	6.0	1.0
SG-110	266	285	417	968	266	278	417	961	8.0	7.3	5.0
SG-111	259	295	354	908	251	283	354	888	8.0	8.0	5.0
SG-112	266	299	390	955	215	295	390	900	7.0	6.5	4.4
SG-121	230	272	371	873	115	256	333	704	6.0	8.0	6.0

Figura- 1.3



TRES VALORES DE PERMEABILIDAD REPRESENTAN
ANALISIS DE NUCLEOS GRANDES (MTC SIG-E)

- O MAXIMA
- X A 50 GRADOS
- Z VERTICAL

LOS VALORES SENCILLOS DE PERMEABILIDAD MTC SIG-E POR 'X',
REPRESENTAN ANALISIS CONVENCIONAL EN TAPONES!

**POROSIDAD Y PERMEABILIDAD
DE NUCLEOS**
VS
PROFUNDIDAD
POZO SG-60
CAMPO SITIO GRANDE
ESTADO DE CHAPAS, MEXICO
CORE LABORATORIES, INC
ENGINEERING & CONSULTING DEPT
1967

Figura- 1.4

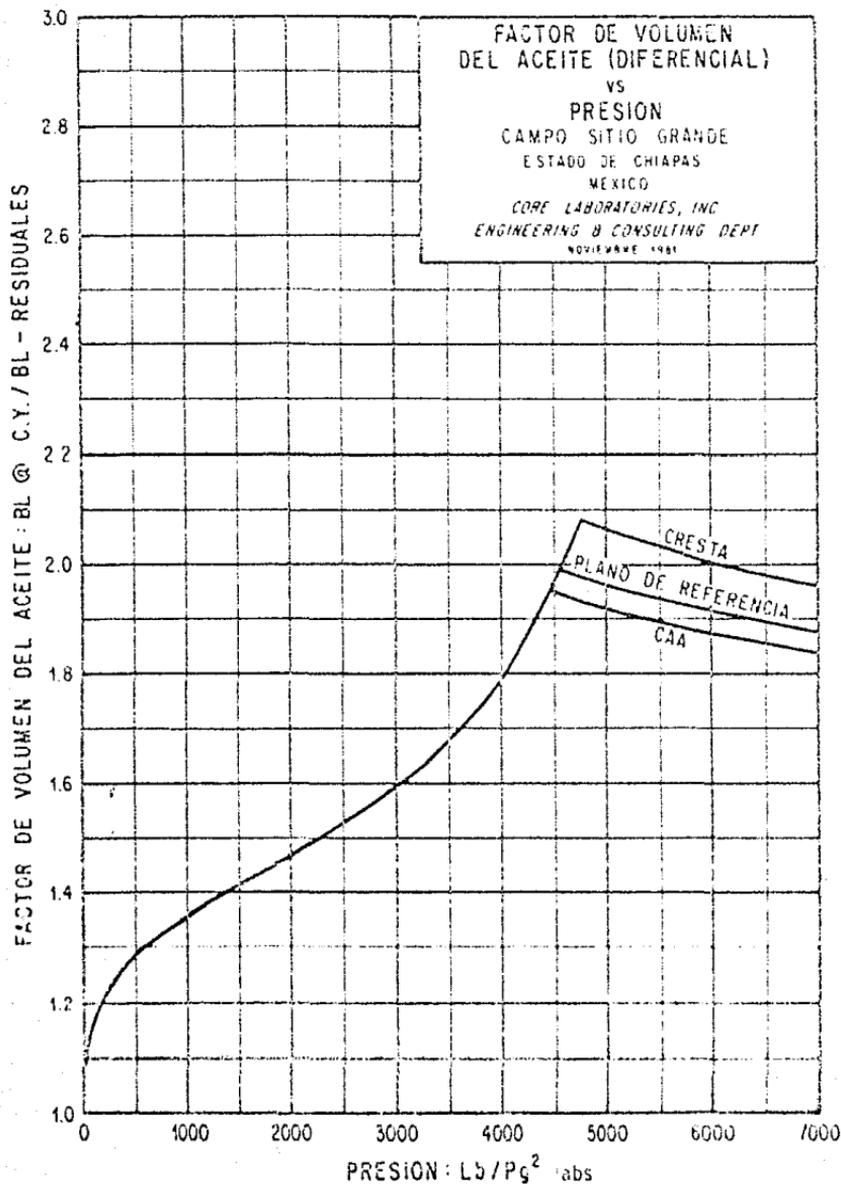


Figura- 1.6

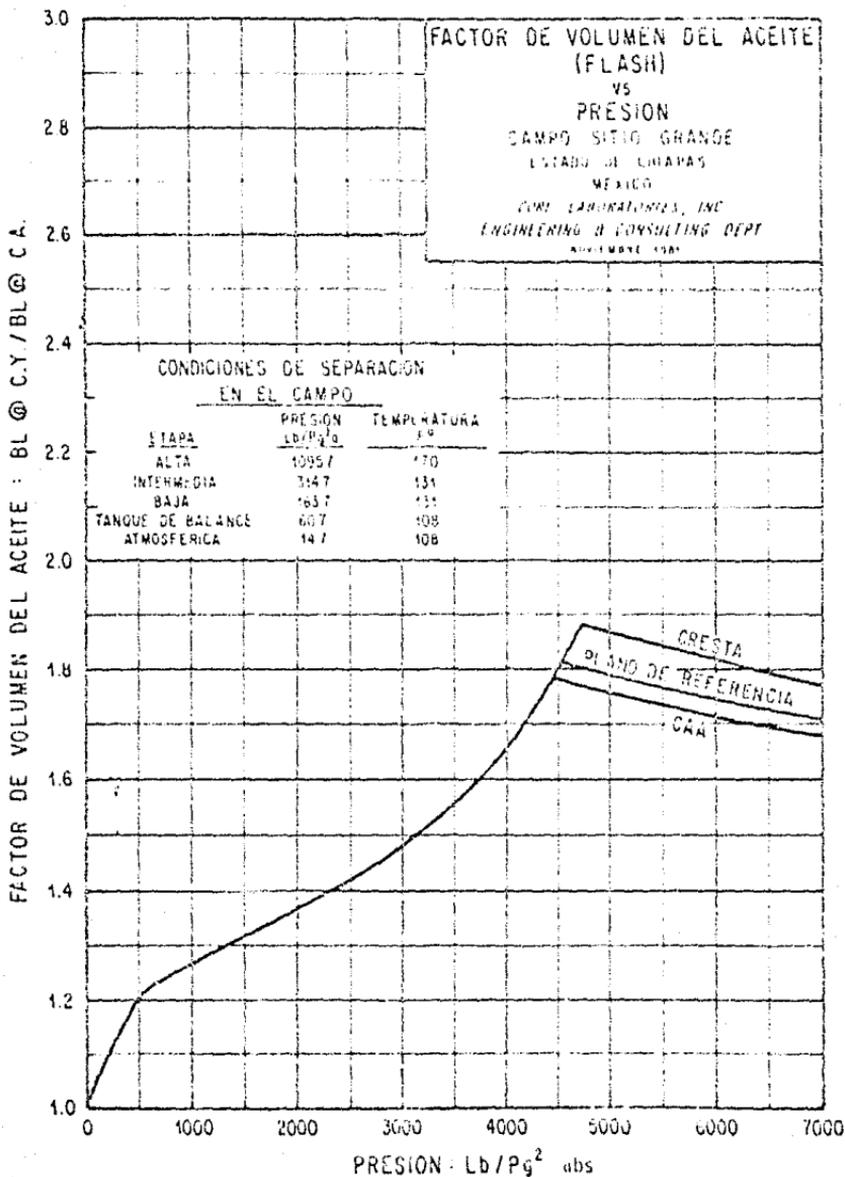


Figura- 1.7

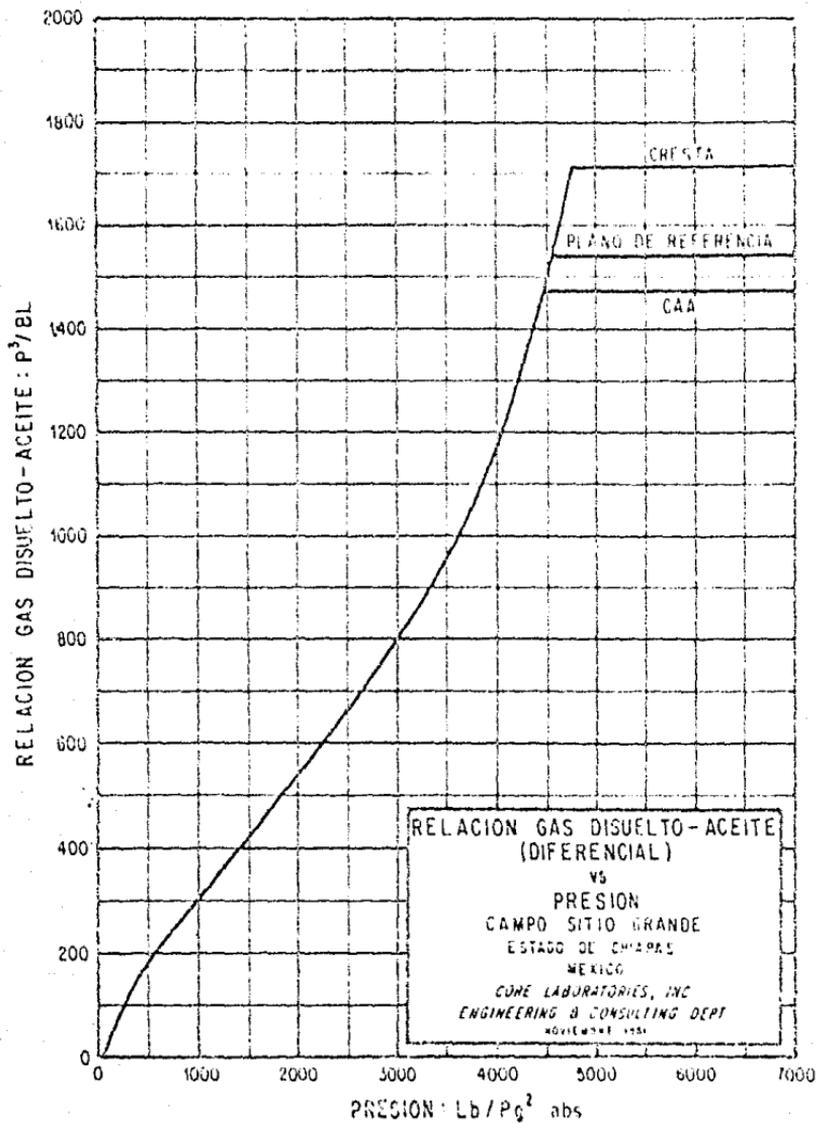


Figura- 1.8

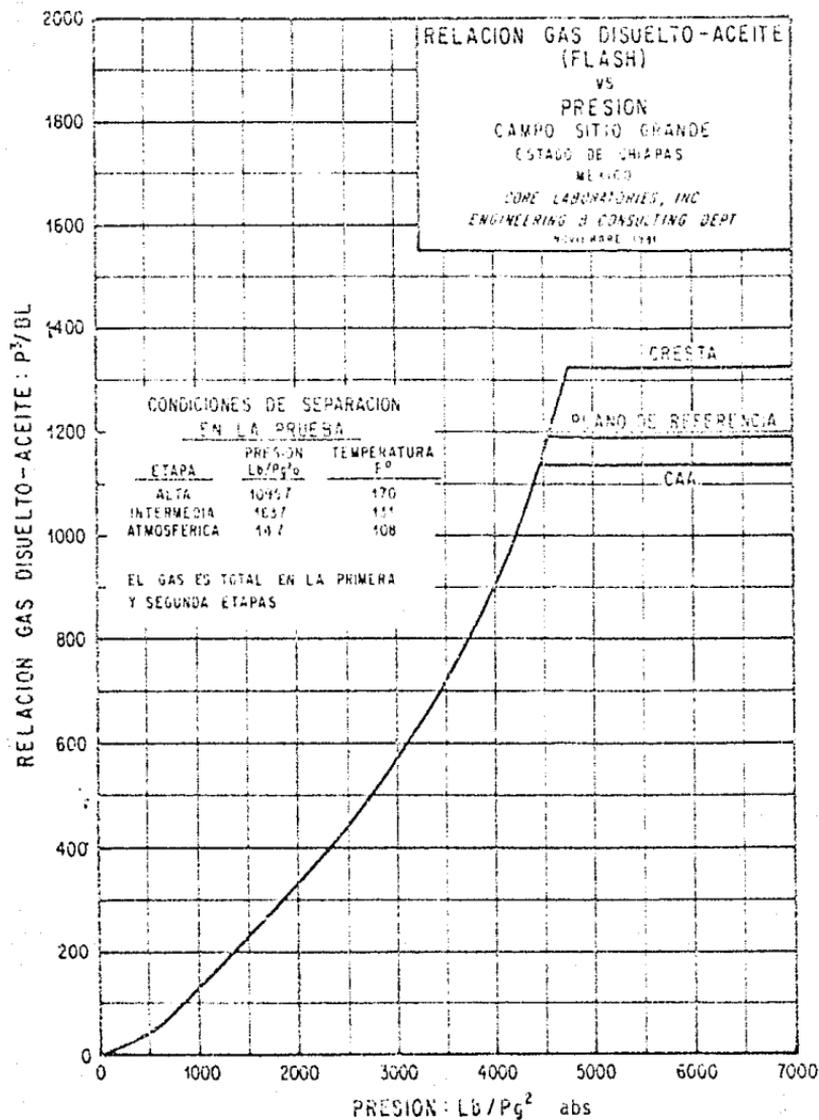


Figura- 1.9

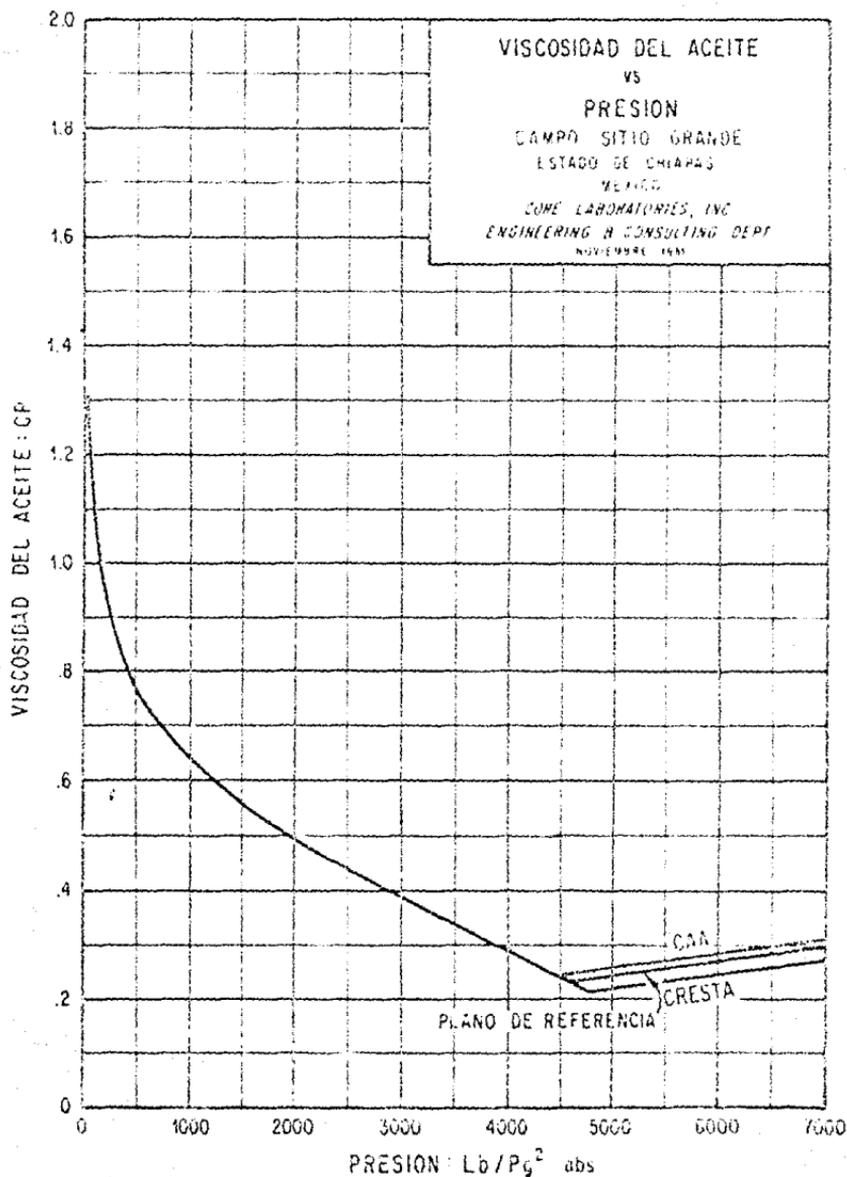


Figura- 1.10

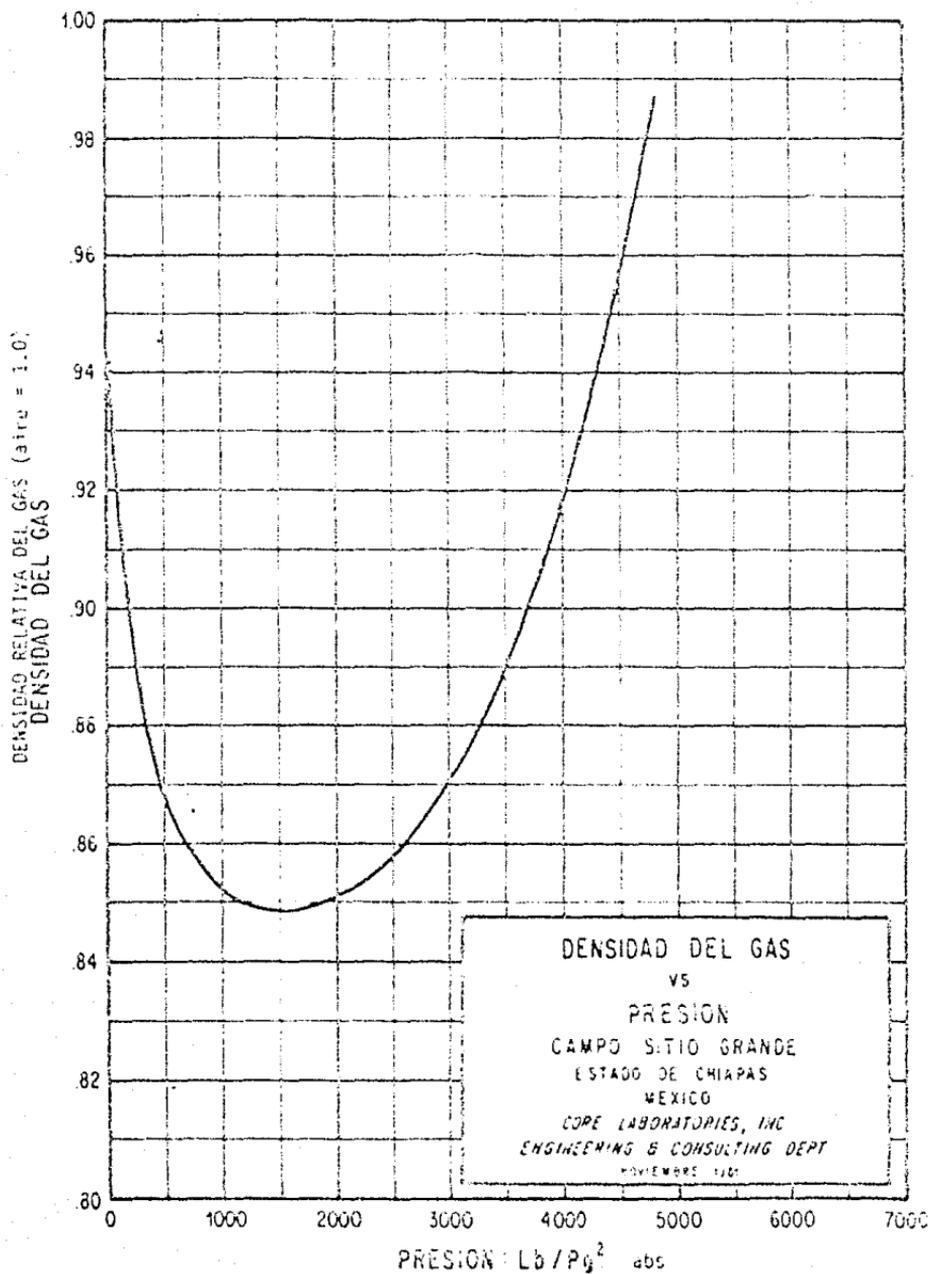


Figura- 1.11

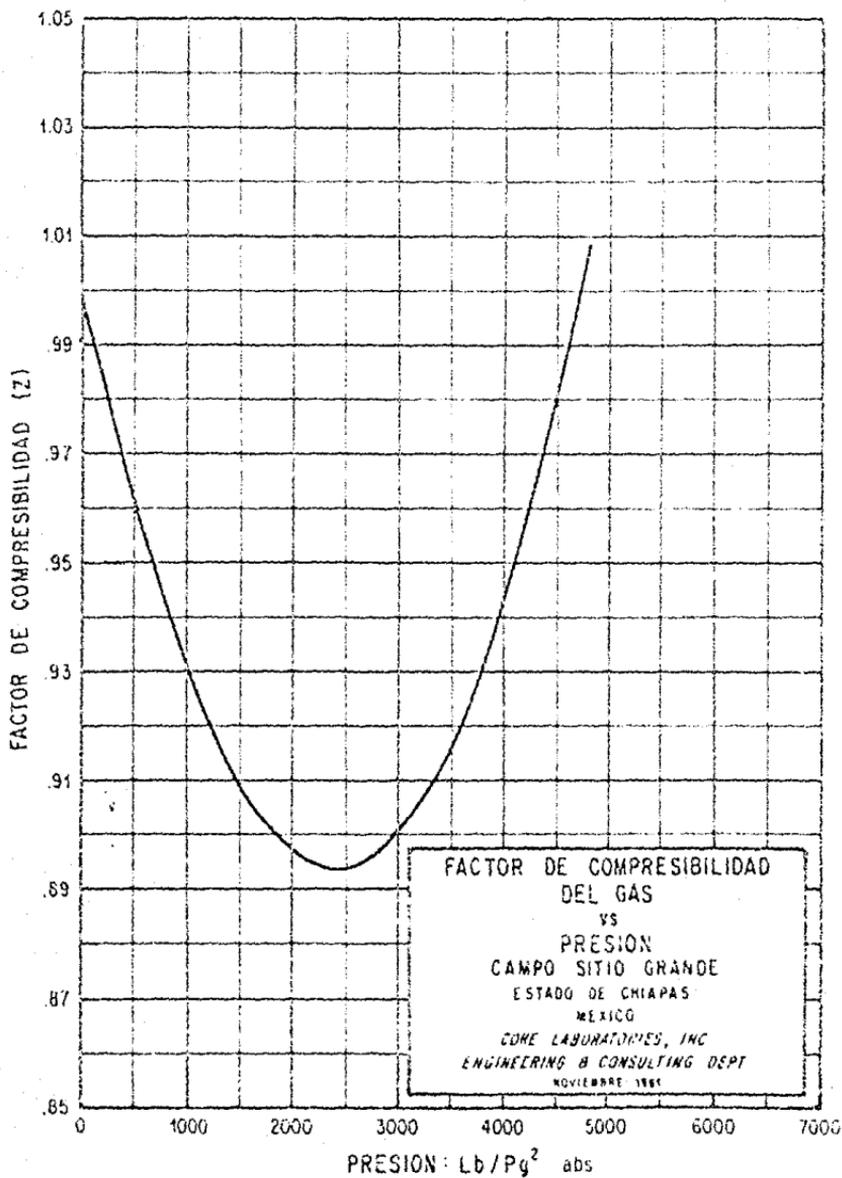


Figura- 1.12

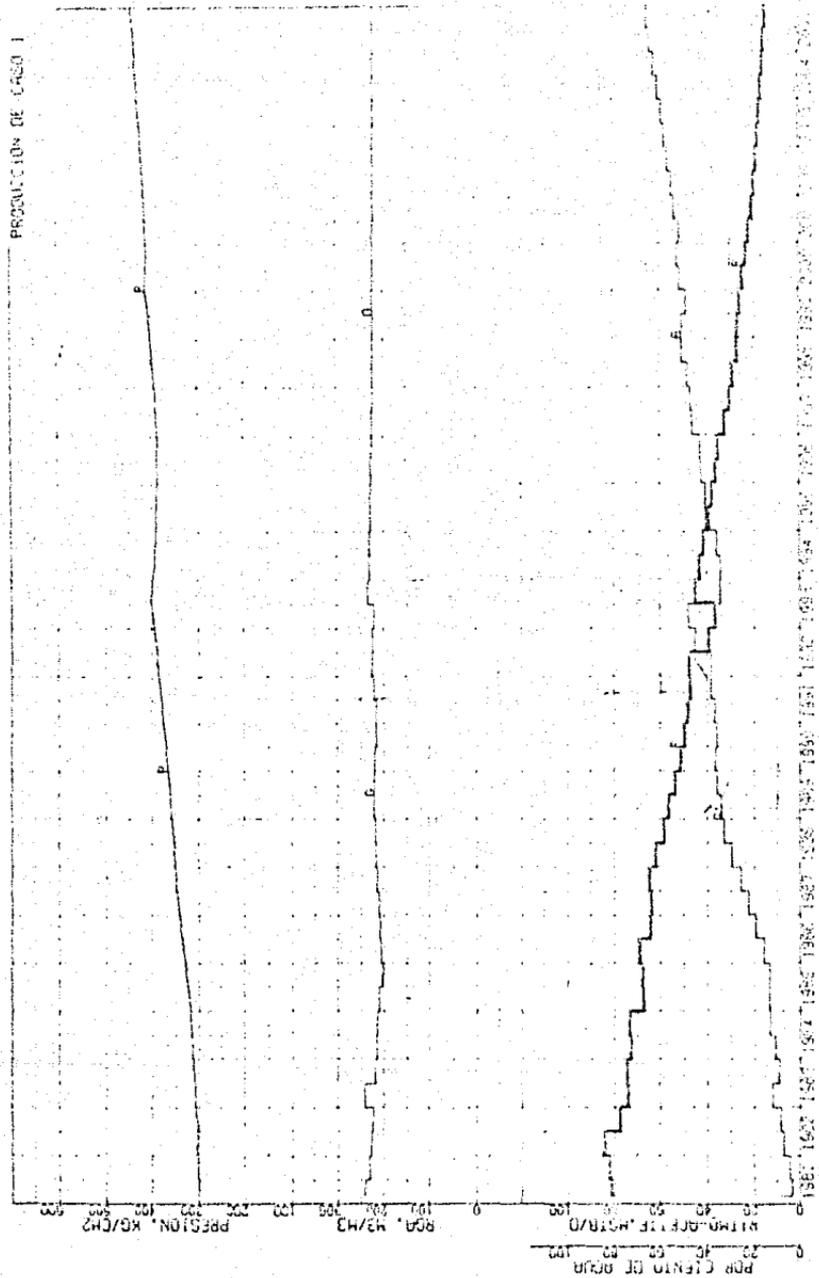


Figura- 1.14

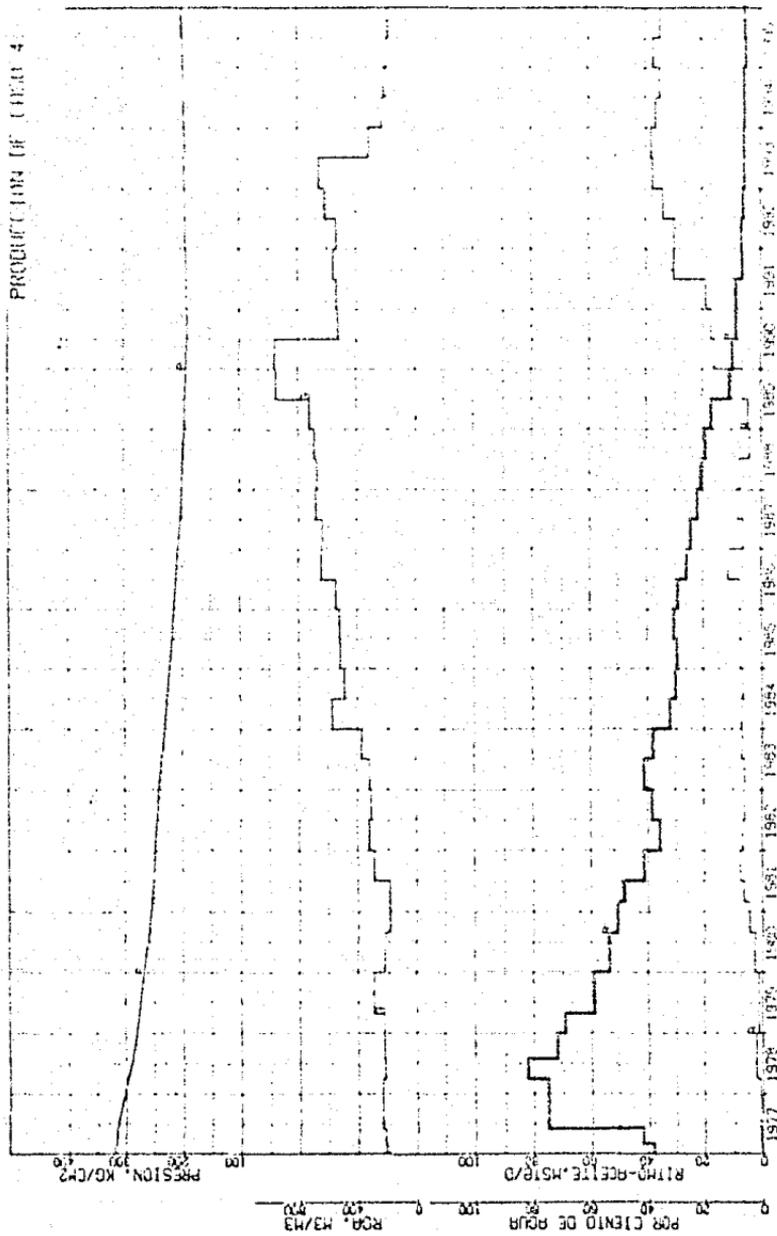


Figura- 1.15

CAMPO SÍTIO GRANDE
 PRODUÇÃO TOTAL

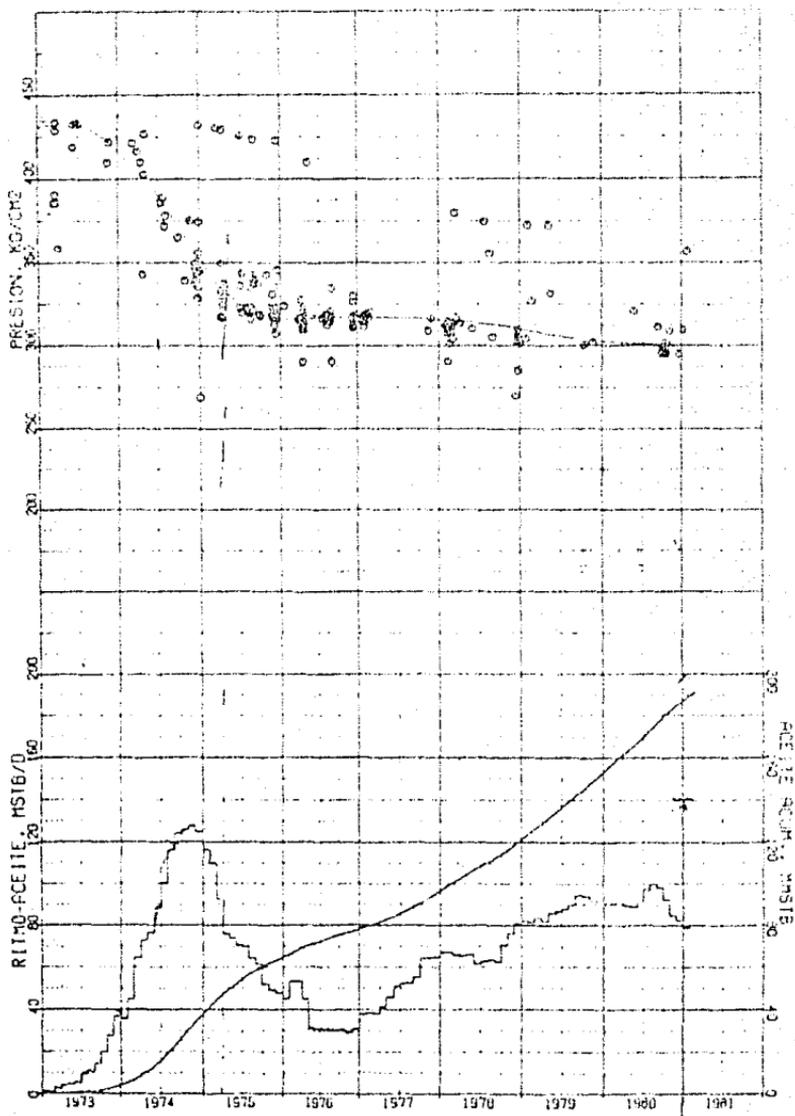


Figura- 1.16

CAPITULO 2. PROGRAMA DE SUPERVISION DE LA PRODUCCION.

2.1 Introducción.

La mayor parte del estudio va más allá de lo que concierne a recopilación y análisis de datos. La Tabla 1 es un programa de supervisión de la producción que lista el tiempo en que deberá tomarse cada tipo de prueba y en cada tipo de pozo, a saber:

- con flujo natural,
- con bombeo neumático,
- con bombeo de varillas de succión,
- de inyección, y
- en pozos cerrados.

Es responsabilidad del ingeniero de campo determinar los tipos de pruebas que deben ejecutarse para generar los datos requeridos y programarlos dentro del presupuesto, del equipo, y algunas otras limitaciones particulares que pudieran existir.

Por ejemplo, si el campo tiene más de 30 pozos productores, sería imposible probar cada pozo cada mes. En este caso, es necesario darle prioridad al pozo que se esté probando; esto es, programando las pruebas acorde con la importancia de los pozos para poder lograr el objetivo total de producción y el agotamiento equilibrado del yacimiento. Los mejores pozos se deben probar con tiempo y precisión, así continuarán siendo los mejores. Los pozos en mal estado (si es que ellos están verdaderamente en mal estado, y no necesitan de más atención) se pueden probar, si es que es necesario, con una base bimensual.

Los eventos diarios y trimestrales pueden y deben completarse como se programó, de una manera puntual y precisa.

La tarea de supervisar un yacimiento puede parecer abrumadora a menos que el trabajo sea planeado y emprendido de una manera ordenada. La Tabla 1 auxiliará al ingeniero en la planeación y programación de su trabajo.

El primer paso que el ingeniero debe dar con cualesquiera de los resultados de una prueba es precisamente verificar el método de prueba. Si la prueba (sea de cualquier naturaleza) no fue corrida utilizando los procedimientos correctos, los valores de las mediciones no se deben utilizar y se deberá programar una nueva prueba. En algunos campos esta nueva prueba no ofrece mayor problema. En otros, con un gran número de pozos en relación con la disponibilidad del equipo de prueba, esta nueva prueba tendrá que ser incluida con el programa normal de los pozos.

Si la metodología es buena, entonces el ingeniero verificará los datos de prueba comparándolos con los resultados esperados (no importa la fuente). Si la comparación es buena, el dato de prueba puede ser reportado con el analista de datos para su almacenamiento en la base de datos.

Una de las más importantes funciones de un ingeniero petrolero que trabaja con un campo (o campos) en particular, es la supervisión del adecuado agotamiento del yacimiento.

La supervisión de la producción del yacimiento es, como su nombre lo indica, la observación, la evaluación, y el control de todos los aspectos del campo, tal como está siendo producido

y agotado. Esto asegura que el yacimiento está siendo apropiadamente manejado y, por consiguiente, uniformemente agotado.

Sobreproduciendo parte de un yacimiento, por cualquier razón, dañará al yacimiento y dará como resultado un excesivo flujo de gas, agua, o de ambos, al igual que un pobre drenaje y una baja recuperación del mismo. Bajoproduciendo otras partes del campo resultará en áreas sin drenar y proporcionarán un fácil paso del agua o del gas. Esto hará necesario perforar nuevos pozos en esas áreas sin drenar, si es que estas pueden ser identificadas, para recuperar dicho aceite.

Esto no es posible hacerlo sin enfatizar la importancia que tiene la toma de pruebas precisas y confiables de gasto de aceite, gas y agua en una base periódica.

El ingeniero responsable de un campo tiene varias herramientas de supervisión disponibles. (Tabla 2).

TABLA 1.

PROGRAMA DE SUPERVISION DE LA PRODUCCION

<u>Pozos con flujo natural</u>	
Diario:	presiones - TP y TR, diámetro de estranguladores
Mensual:	gastos - aceite, agua, y gas (estabilizado 24 horas)
Trimestral:	gradiente fluente, Pwf, incremento de presión
<u>Pozos con Bombeo Hidráulico</u>	
Diario:	presiones - TP y IR, datos de cartas métricas
Mensual:	gastos - aceite, agua, y gas; comparar el gasto medido con el óptimo
Trimestral:	gradiente fluente, Pwf, incremento de presión
<u>Pozos con Bombeo Eléctrico</u>	
Diario:	presiones - TP y IR, datos de superímetro
Mensual:	gastos - aceite, agua, y gas
Trimestral:	estudio de comportamiento de eficiencia (gastos con presiones), incremento de presión (inspección sónica del nivel de fluido)
<u>Pozos con Bombeo Mecánico</u>	
Diario:	presiones - TP y IR
Mensual:	gastos - aceite, agua, y gas; mediciones por minuto y longitud de carrera
Trimestral:	estudio de IPR, incremento de presión (inspección sónica del nivel de fluido), y estudio dinámico
<u>Pozos cerrados</u>	
Trimestral:	gradiente y presión de fondo estática
<u>Pozos con inyección en superficie</u>	
Diario:	presión y gastos de inyección
Trimestral:	presiones de fondo inyectadas
Semestral:	estudio de decremento de presión

TABLA 2.

HERRAMIENTAS DE INGENIERIA DISPONIBLES PARA LA SUPERVISION
DE CAMPOS

Supervisión de la presión

Análisis de pruebas en régimen variable

Presiones de fondo en pozo cerrado (Pwa) y de fondo fluyendo (Pwf), transmisibilidad, y daño

Mapas de isobaras (información de producción e inyección)

Mapas de Pws y Pwf

Pwa vs. Líquidos acumulativos (pozo individual y campo)

Supervisión de la producción e inyección

Mapas de burbujas

Producción acumulativa

Inyección acumulativa

Mapas de isobaras y Omex

Mapas de isobaras e índice de inyectividad (II)

Supervisión del agua de inyección

Mapas de isobaras y frente de invasión de agua (WC)

Mapas de Pws y Pwf (isobaras)

Expansión de la capa de gas

Mapas de Pws y Pwf (isobaras)

Mapas de relación gas aceite

2.2 Pruebas de Producción.

Las pruebas de gasto de producción normalmente se realizan en pozos productores cuando menos una vez al mes por un periodo de 24 horas. Se deben realizar mediciones precisas de aceite, gas y agua utilizando medidores en las tres fases.

Los datos de estas mediciones se utilizan para:

- Medir la afluencia de agua.
- Medir la expansión de la capa de gas.

- Supervisar la producción en cada categoría del pozo (flujo natural; bombeo neumático, bombeo eléctrico sumergible, bombeo hidráulico subsuperficial, y bombeo con varillas de succión).
- Proporcionar información para ayudar en el balance de las extracciones de los fluidos producidos.

Por estas razones, y debido a la importancia que presenta el tiempo, no se debe dejar de hacer énfasis en lo importante que son los resultados precisos de las pruebas de gauto de producción.

2.3 Pruebas de Presión.

Existe una gran variedad de pruebas de presión, tales como las pruebas de incremento y decremento de presión para pozos productores y pruebas de decremento de presión para pozos inyectoros, las cuales pueden correrse en cualquier pozo de un campo dado. La Tabla 1 resume su programa recomendado. La Tabla 3 proporciona una referencia rápida de lo que se debe hacer con los datos provenientes de las pruebas.

De estas pruebas, el ingeniero puede medir o calcular la presión de fondo fluyente, la presión de incremento en pozo cerrado, la transmisibilidad, los efectos de daño, los comportamientos de afluencia (o inyección) (IP), y el gasto máximo.

Estos datos de presión son tan importantes como el dato del gasto de producción, debido a que se utilizan para medir o controlar la afluencia de agua, la inyección (superficial y de fondo), y la optimización de la producción. Por ejemplo, el incremento de presión en pozo cerrado y la presión de fondo

fluyente, tomadas de pruebas de presión de pozo en régimen variable, se utilizan para desarrollar mapas de isobaras que sirven para supervisar la expansión de la capa de gas, la entrada de agua, y la inyección de agua.

Los mapas de isobaras son la mejor herramienta del ingeniero para medir el agotamiento equilibrado del yacimiento, (Fig. 2.1)¹. Los pozos que están sobre o bajoproduciendo se visualizan fácilmente en este tipo de mapas. Los sobreproducidos tienen bajos valores isobáricos de presión de pozo cerrado, mientras que los sobreinyectados tienen un alto valor en isobaras de pozo cerrado, esto es relativo a el área total en la cual están localizados en el campo.

Los datos de presión también son necesarios para el análisis y diagnóstico de pozos problema y la planeación de las subsiguientes reparaciones. También se utilizan para la evaluación de las reparaciones posteriores.

La fuente de los datos para supervisar la presión es generalmente pruebas en régimen variable, desde las cuales podemos medir o calcular la presión de fondo fluyendo (Pwf), la presión de fondo en pozo cerrado (Pws), el daño a la formación (si es que lo hay), y la transmisibilidad.

Utilizando los datos provenientes de las pruebas en régimen variable, el ingeniero puede desarrollar mapas isobáricos del campo tanto de Pws como de Pwf. Mientras más corto sea el tiempo entre la toma de datos y el trazado de las curvas isobáricas, más significado y sentido tendrán los mapas; esto es particularmente cierto en los mapas de Iso-Pwf (mapas con líneas de igual Pwf.)

Los mapas isobáricos se crean mediante la toma de un mapa base para un campo dado y, colocando los valores de las Pwf's para cada pozo en su correspondiente ubicación (o Pws's dependiendo de que tipo de mapa se desarrolle), se procede a trazar las curvas isobáricas (líneas de igual presión) en el mapa.

El mapa de Iso-Pwf indicará los pozos que se están sobre o bajoproduciendo en un área dada del campo. Esta sobre o bajo producción se podría estar haciendo con algún propósito, o pudiera ser causa de problemas mecánicos con el pozo. Idealmente, la Pws (presión promedio del yacimiento en los límites del área drenada), sería toda igual si el yacimiento se estuviese depresionando uniformemente.

TABLA 3.

COMO VERIFICAR LOS DATOS PROVENIENTES DE LAS PRUEBAS

- Verificar la metodología de las pruebas de pozo
 () Si es mala - reprogramar prueba
 () Si es buena - reportar datos al analista
- Verificar las nuevas pruebas
 () Si es anómala - hay problemas
- Verificar lecturas de cartas métricas de registro de gas
 () Si es anómala - hay problemas
- Verificar lecturas de anemómetro en el bombeo eléctrico
 () Si es anómala - hay problemas
- Verificar presiones en cabeza de pozo de inyección superficial
 () Si es buena - reportar datos al analista
 () Si no - hay problemas
- Verificar cartas sónicas
 () Si el método es malo - reprogramar
 () Si el método es bueno - analizar
 () Si es como se esperaba - reportar datos al analista
 () Si es anómala - hay problemas
- Verificar semanalmente cartas métricas de bombeo neumático
 Calcular promedio diario de gas utilizado
 Comparar con el óptimo
 () Si es buena - reportar datos al analista
 () Si es anómala - hay problemas
- Verificar semanalmente las cartas de anemómetro para bombeo eléctrico
 Comparar con el regular
 () Si es buena - reportar datos al analista
 () Si no - hay problemas
- Verificar cartas dinámicas
 () Si el método es malo - reprogramar
 () Si el método es bueno - analizar
 Comparar con el regular
 () Si es buena - reportar datos al analista
 () Si es anómala - hay problemas
- Verificar estudios con molinete
 () Si el método es malo - reprogramar
 () Si es bueno - analizar
 Comparar con el regular
- Verificar pruebas de decremento de presión para pozos inyectoras
 () Si el método es malo - reprogramar
 () Si es bueno - analizar

2.4 Mapas de Burbujas.

2.4.1 Mapas para Producción Acumulativa.

Los mapas de burbujas (mapas con curvas de igual valor) basados en la producción líquida acumulativa anual, son útiles para supervisar las extracciones en un campo. Frecuentemente la producción acumulativa se normaliza para considerar las heterogeneidades del yacimiento.

Si los yacimientos presentan con frecuencia problemas, se recomienda que los mapas de burbujas para producción acumulativa se realicen con una mayor frecuencia digamos semestral o tal vez trimestralmente.

Para aquellos campos con inyección, los mapas de burbujas basados en la inyección de agua acumulativa normalizada, asistirán al ingeniero en determinar si existe cualquier sobreinyección en cualquier parte del campo.

Si existe un considerable número de pozos en un campo que fueron perforados y puestos a producción por un tiempo largo, es necesario normalizar la producción acumulativa basada en años (o quizá meses) de producción. Esto permite a los pozos antiguos con mayor producción acumulativa ser inspeccionados con mayor claridad comparado con los pozos que solo tienen pocos años o meses.

Las unidades para la producción acumulativa normalizada deberán ser barriles acumulativos por año de producción (o por mes, en algunos campos) para cada pozo. Las unidades acumulativas se deberán situar en la localización de cada pozo sobre el mapa de campo. La inyección acumulativa se deberá normalizar con el tiempo.

Los mapas de burbujas son construídos sobre mapas base de campo despues de situar sus respectivos líquidos acumulativos (normalizados o no) para cada pozo.

Debido a que la producción de un pozo es directamente proporcional a su permeabilidad y al espesor de la zona productora, puede ser necesario en campos con gran variación de permeabilidad o espesor, normalizar además las unidades acumulativas (ahora serán barriles acumulativos por unidad de tiempo). Esto está dado dividiendo cada acumulación normalizada en tiempo de cada pozo (relativo en tiempo) por la "kh" del pozo. Los valores de "k" y "h" son calculados de pruebas para pozo en régimen variable y de registros geofísicos respectivamente.

Las nuevas acumulaciones normalizadas tienen unidades de barriles acumulativos por año (o mes)/kh, y son situadas en la respectiva localización del pozo sobre un mapa de campo. Entonces se selecciona la escala para la nueva acumulación normalizada y se procede a construir el mapa de burbujas. Si la viscosidad del aceite crudo varía a lo largo del campo, se podrá requerir además normalizar dividiendo la acumulación normalizada en tiempo por kh/ μ .

Utilizando la acumulación normalizada, las burbujas idealmente podrían ser todas iguales en tamaño si el decremento del yacimiento fue idealmente equilibrado, (Fig. 2.2)¹.

2.4.2 Mapas de Gasto Máximo.

Otro mapa que ayuda a la supervisión de la producción es un mapa de gasto máximo (Q_{max}) basado en estudios de comportamiento de afluencia (IP). El Q_{max} que puede aportar

un pozo, es el flujo térrico de líquido a pozo completamente abierto. Los cambios en estos mapas revelarán los pozos con problemas, los cuales si no se atienden darán por resultado un agotamiento desequilibrado del yacimiento.

Los mapas de Q_{max} se desarrollan casi igual que los mapas isobáricos. Posteriores a los recientes estudios de IPR que se realizaron y sus correspondientes Q_{max} calculados, los valores para cada pozo son situados en su respectiva localización, procediendo a trazar las curvas o contornos de Iso- Q_{max} .

Los mapas de Q_{max} indicarán los pozos con el mayor potencial (en un momento dado) de producción. Mientras más alto sea el valor de Q_{max} mejor deberá funcionar el pozo.

Los mapas de Q_{max} usados en combinación con los mapas de Iso-Pwf indicarán los pozos que necesitan reparación. Por ejemplo, un pozo con un relativamente alto Q_{max} y una alta Pwf sería un candidato para incrementar su producción mediante algún cambio en su sistema de bombeo artificial (si es que lo tiene), nuevo diseño del sistema presente, o quizá solo una nueva bomba, o tal vez todo un nuevo sistema de bombeo.

Los mapas de Q_{max} deberán actualizarse cuando menos dos veces por año.

2.4.3 Mapas de RGA.

En campos que presentan yacimientos con aceite saturado, o donde la presión de fondo del pozo cerrado en el yacimiento (Pws) ha caído por debajo de la presión de burbujeo (Pb), la

observación de la expansión del casquete de gas es otra herramienta que ayuda al ingeniero en el balance de las extracciones del yacimiento, (Fig. 2.3)¹.

Los mapas de Iso-presión ayudan en la supervisión de la expansión del casquete de gas, pero un mapa aún más útil, es el basado en la relación gas-aceite (RGA). Como al igual que en otros mapas, lo que presenta importancia, es el cambio en los contornos de un mapa de RGA con otro mapa de RGA realizado en otro tiempo.

Los mapas de RGA son desarrollados sobre un mapa base del campo asignando las actuales RGA's para cada pozo (las mediciones deben ser provenientes de pruebas recientes de pozo) y trazando líneas de Iso-RGA (líneas de igual RGA). Si el casquete de gas aparenta estar expandiéndose rápidamente, los mapas de RGA se deberán preparar cada mes con una nueva serie de pruebas de pozo.

Cuando se sobrepone un mapa de RGA con uno de Pws, un área de alta RGA coincidirá con un área de baja Pws.

Si hay una producción de gas altamente anómala (lejos de la expansión del casquete de gas) es probable que el gas pudiera estar proviniendo "de atrás de la tubería de revestimiento", es decir, desde otra zona no terminada adecuadamente, pero que sin embargo, está produciendo a través de canalizaciones de cemento hasta las perforaciones productoras.

Un estudio del gradiente de temperatura del fondo ayudará a encontrar tal problema. Una vez que la fuente de la anómala salida de gas se encuentra, se puede planear una reparación en base a una inyección de cemento.

Con el mapa de Iso-Pws, se presentarán los pozos que se están sobre o bajoproduciendo. Idealmente, la presión promedio del yacimiento en los límites de drenaje será igual en su totalidad si es que el yacimiento se está agotando equilibradamente. Las áreas de baja presión son frecuentemente áreas con alta RGA, esto es útil si se sobreponen los mapas de RGA y Pws para observar si las áreas con alta RGA coinciden con las áreas de baja presión. Si existe un área de alta RGA proveniente de un pozo en un área de relativa presión normal, se puede sospechar que la fuente del gas está al otro lado de la tubería de revestimiento.

Desafortunadamente, no se puede hacer mucho cuando se habla del casquete de gas como lo que se podría hacer con los distintos pozos del campo, al menos en términos de reparaciones para el control del gas. Generalmente, cuando se presenta una alta RGA, no se puede hacer mucho exceptuando la utilización de métodos de control de gasto y restringiendo simplemente la producción de los pozos que están produciendo "demasiado gas".

2.4.4 Otros Mapas.

Otros mapas importantes que se deben desarrollar para un campo dañado son los siguientes:

- Mapas de " kh " (permeabilidad x espesor de formación).
- Mapas de permeabilidad promedio, (Fig. 2.4)¹.
- Mapas de isoporosidades, (Fig. 2.5)¹.
- Mapas de isopacas brutas, (Fig. 2.6)¹.
- Mapas de isopacas netas/brutas, (Fig. 2.7)¹.

- Mapas de isoproducción, (Fig. 2.6)¹.
- Mapas de hidrocarburos netos, etc.

Los datos para un mapa de "kh" tienen dos fuentes:

- a) el espesor (h) proviene de núcleos en agujero descubierto, y
- b) la permeabilidad (K) proviene de pruebas de pozo en régimen variable para pozos individuales.

Una vez que estos datos se han establecido (Fig. 2.9)¹, los valores de kh son situados en un mapa apropiado del campo y se procede a trazar los contornos o líneas acordes con los valores mostrados.

El ingeniero establece los datos para un mapa de hidrocarburos netos los cuales pueden provenir de muchas fuentes. Primero considera la ecuación para los hidrocarburos netos:

$$\text{Hidrocarburos Netos} = 7.758 Ah \Phi \frac{(1 - S_{wa})}{B_o}$$

donde:

A = acres drenados por el pozo, 1 Km² = 246 acres

h = espesor productor neto, pies

Φ = porosidad, fracción decimal

S_w = saturación de agua, inicial

B_o = factor de volumen de formación del crudo,
yacimiento b_l/STB

7,752 = factor de conversión

El h , ϕ , y la Sw son parámetros obtenidos de núcleos en agujero descubierto. El área drenada (A) se puede estimar o calcular de pruebas para pozo en régimen variable (si es que la prueba fue lo bastante amplia). El B_o se puede calcular utilizando correlaciones o medirlo y reportarlo en un análisis PVT de aceite crudo proveniente de uno o más pozos en el campo.

Los valores de los hidrocarburos netos son calculados y situados para cada respectivo pozo en el mapa del campo. Los contornos de los hidrocarburos netos de igual valor se trazan como se trazaría cualquier otro contorno.

Aquí se presentan algunos pasos generales para realizar el trazo de los contornos, así como para verificar y completar los mapas:

- a) Determinar tendencias regionales (altas o bajas, fuertes o moderadas)
- b) Anotar trayectorias y tendencias regionales (también irregularidades)
- c) Irregularidades en las tendencias de las líneas y en las estructuras locales
- d) Irregularidades en los intervalos teniendo en cuenta las desviaciones relativas del terreno
- e) Igual espaciamiento (temporalmente) de las curvas y suavizar las mismas
- f) Extrapolar las curvas a través de las áreas sobre las que se tiene poco control

- g) Tomando en cuenta la experiencia, se puede adicionar una interpretación personal mediante la alteración del espaciamento y las altitudes de las curvas de igual espaciamento, esto para reflejar la forma de las estructuras, tendencias, etc., como se desee mostrar

También verifique que:

- h) Las curvas se trazan del lado en que se encuentran los puntos dato y que se numeren apropiadamente
- i) No debe presentar errores tales como líneas altas o bajas ni curvas cruzadas
- j) Las áreas favorables se justifican con el control o, si la carencia de control es indicativa, se tendrá que respaldar con información adicional
- k) Se deberán incluir las escalas y niveles apropiados y la explicación de símbolos
- l) Se debe hacer evidente el control.

El propósito de lo expuesto no es enseñar al lector como trazar mapas de burbujas, pero sí que entienda los efectos de algunas de las relaciones que existen entre incertidumbre, control de datos de prueba, distribución de la producción y datos del yacimiento, interpretación, parcialidad y confiabilidad.

Con estos conceptos en mente, el lector tendrá ahora una mejor o tal vez distinta idea de como interactúan las diferentes facetas del comportamiento del yacimiento con otras. Se deben percibir las áreas problemáticas sobre un mapa de campo y

tratarlas según el caso. La importancia de la interpretación y su dependencia sobre la información externa confiable y segura se debe enfatizar.

Recuerde que el ingeniero es esencialmente el director que junto con la visualización que tenga de las características de un área, y puesto que se van a tener que poner en juego considerables sumas de dinero sobre la capacidad del ingeniero, se espera que la dirección de este sea correcta. Conociendo algunos de los conceptos discutidos anteriormente, ayudará a minimizar los inevitables aspectos débiles de los datos de producción y de yacimiento y haciendo esto, maximizar los aspectos fuertes.

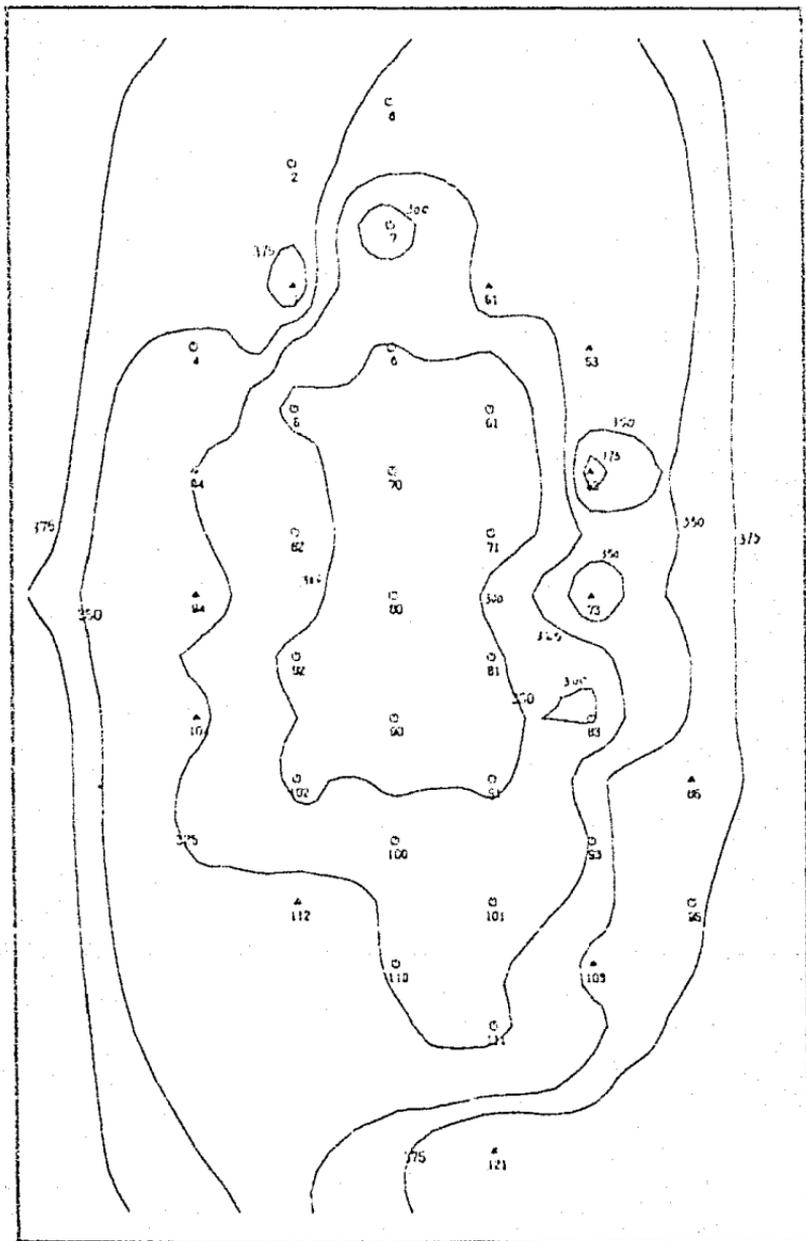


Figura- 2.1

NIVEL GAS/ACEITE. ESTRATO 1. CASO 4

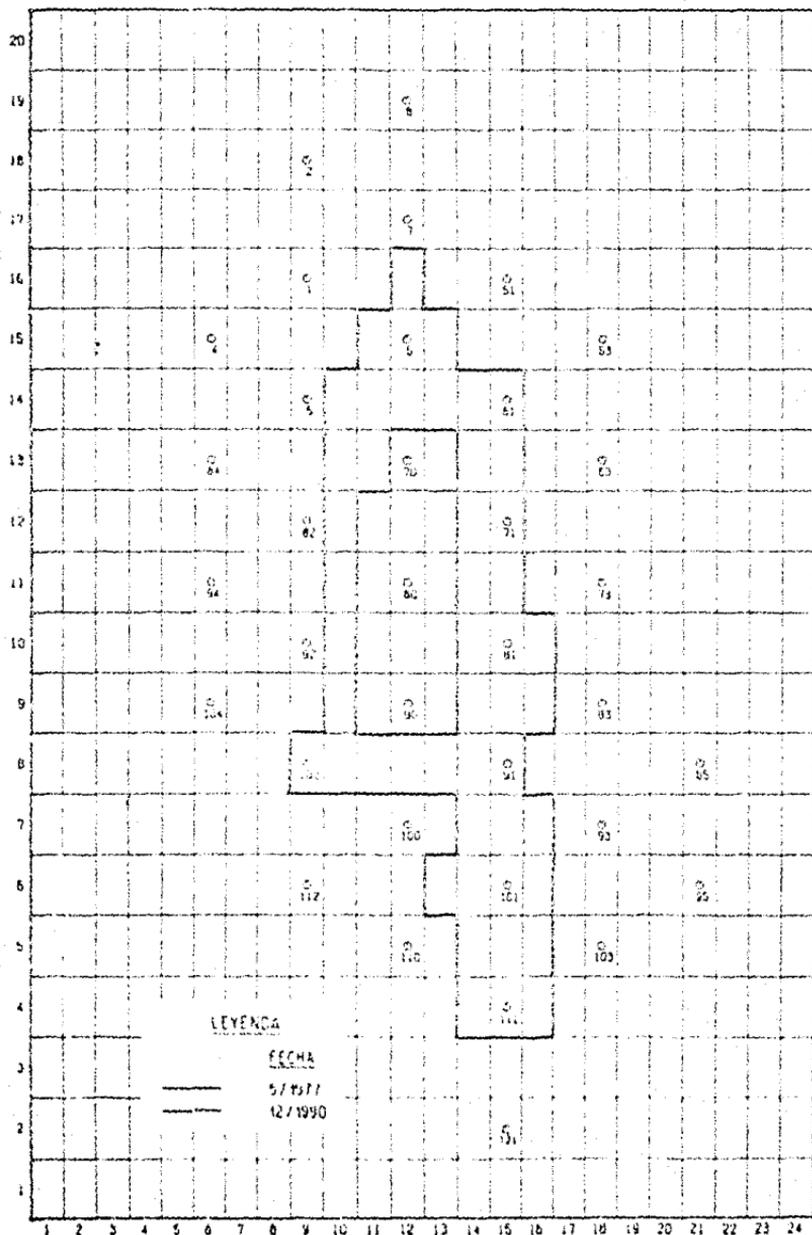


Figura- 2.3

PERMEABILIDAD PROMEDIO INV. TA. 2ND. ESTRATO 2.

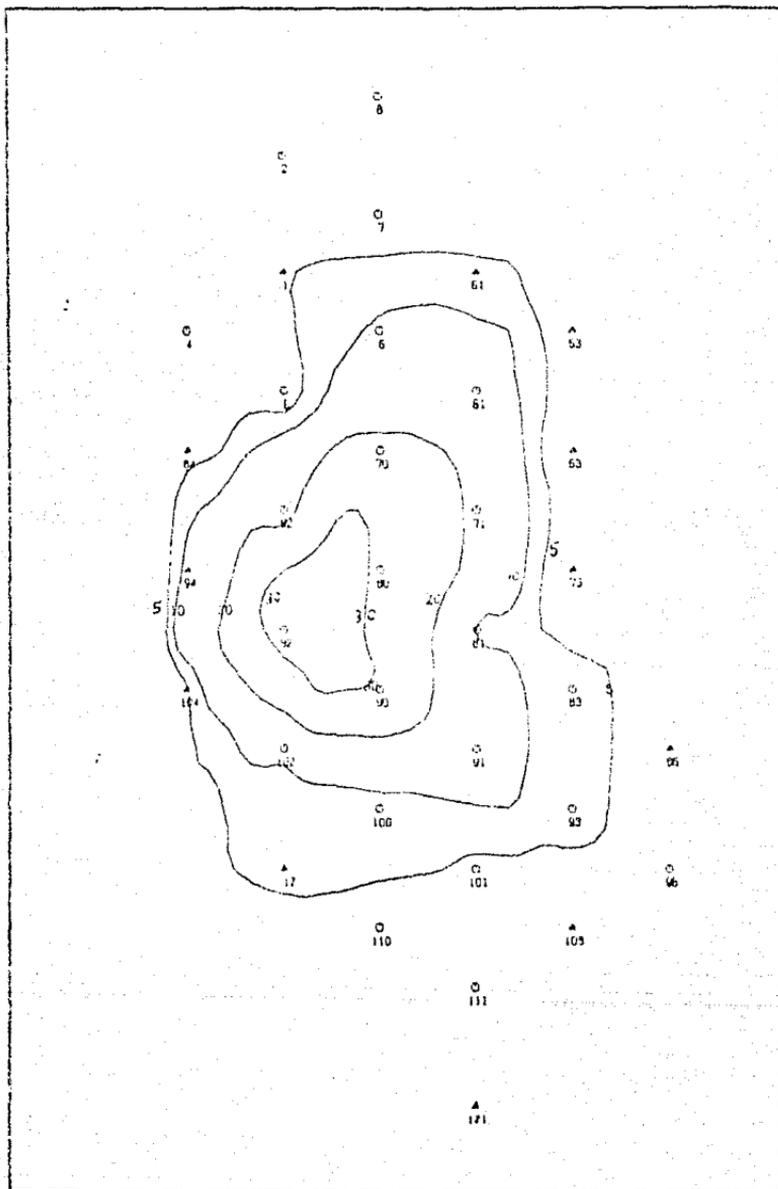


Figura- 2.4



Figura- 2.5

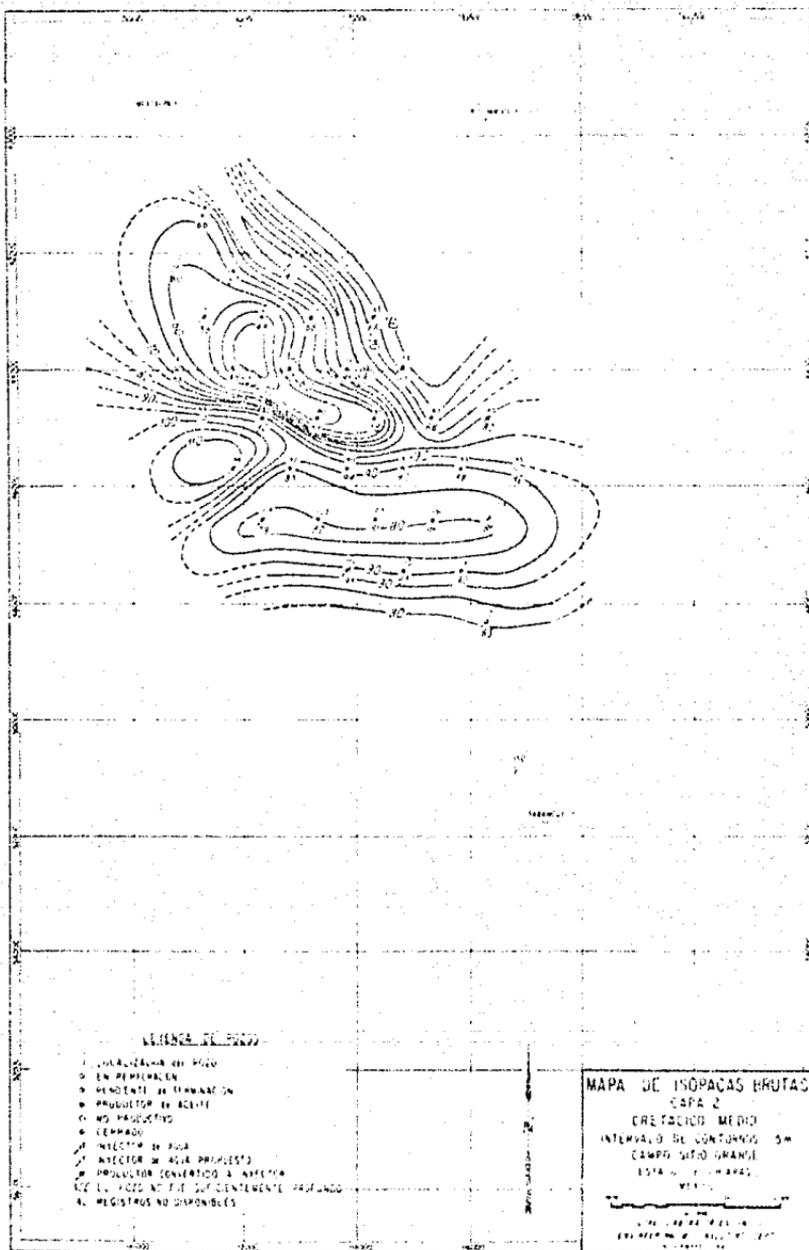


Figura- 2.6

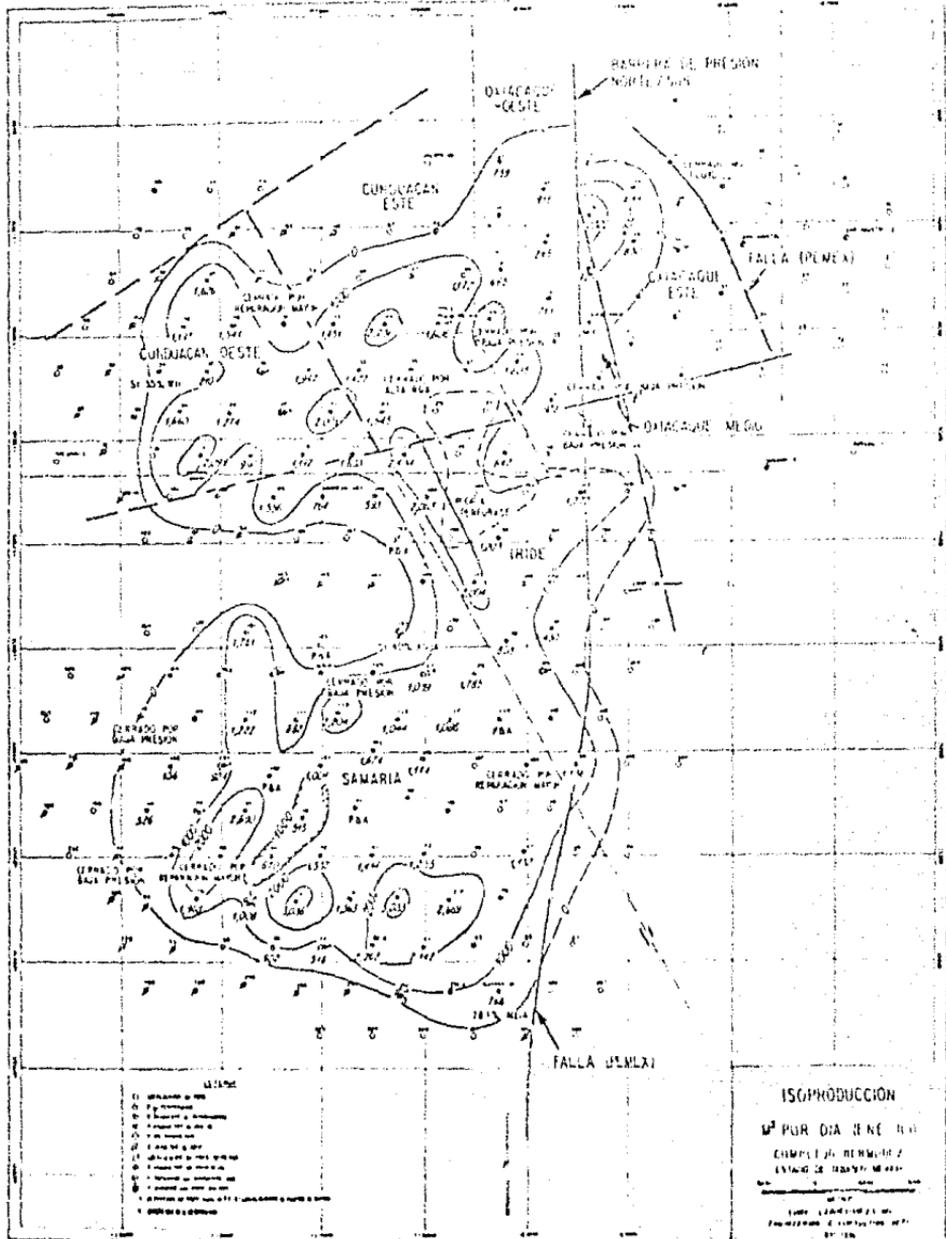


Figura- 2.0

CAPITULO 3. REGISTRO DEL AGUA DE INYECCION.

3.1 Introducción.

La supervisión de la producción del yacimiento es, como su nombre lo indica, observar, evaluar y controlar todos los aspectos del campo, tal como está siendo producido y agotado. Esta es una de las herramientas para manejar apropiadamente el yacimiento para así poder lograr un uniforme agotamiento del mismo.

Para campos con pozos de inyección (no importando si estos son inyectores de gas o de agua) es necesario mantener en lo posible un patrón de inyección constante. Si el patrón de inyección no es constante, afecta totalmente el objetivo de agotamiento equilibrado, y afecta desfavorablemente la recuperación final del campo.

Por ejemplo, si uno de los inyectores en la superficie deja de inyectar agua (por cualquier razón, mecánica o problemas en la formación), idealmente, los otros pozos inyectores en este patrón deberán cerrarse hasta que el pozo afectado halla resuelto sus problemas y se encuentre inyectando nuevamente. De esta manera existirán menos problemas en la inyección general de agua.

Frecuentemente, no solo se continua inyectando a través de los otros pozos del sistema, sino que si uno de los pozos inyectores deja de funcionar, se inyecta el agua correspondiente a ese pozo a través de los otros pozos, causando aún más disturbios en el sistema. Obviamente, esto es una mala práctica.

3.2 Cartas métricas de inyección.

Los pozos de inyección en superficie son supervizados de dos formas:

- a) con lecturas diarias de la presión en la cabeza del pozo, y
- b) con cartas métricas de orificio para medir el volumen de líquido inyectado en 7 días

Los volúmenes irregularmente bajos de inyección indicarán problemas con los pozos.

Si el volumen inyectado es muy bajo comparado con el regular y nada ha ocurrido en la superficie (una válvula o estrangulador esté funcionando mal), hay probablemente una obstrucción en la cara de la formación y se requerirán pruebas adicionales en el fondo del pozo, tales como pruebas de decremento de presión para pozos inyectores.

3.3 Pruebas de Índice de Inyectividad.

Los índices de inyectividad se toman en la misma forma en que se tomaría el índice de productividad o un estudio del comportamiento de afluencia en un pozo productor. Esto es, la presión de fondo fluente (Pwf), o en el caso de pozos de inyección, la presión de inyección de fondo (Piny), se debe tomar con un medidor de presión de fondo mientras se está midiendo el volumen de inyección correspondiente a ese día. El pozo se cierra para medir el decremento de presión (P*).

El índice de inyectividad (II) es la razón de los barriles de agua de inyección por día (BWPDI_{iny}) entre la presión de inyección diferencial (Piny - P*):

$$II = \frac{BWP D_{inj}}{(P_{inj} - P^{**})}$$

Cada pozo de inyección debe tener un estudio de índice de inyectividad para poder comparar cuando los ritmos de inyección caigan por abajo de lo esperado. Repitiendo sistemáticamente las pruebas para confirmar los índices de inyectividad y comparando los índices nuevos con los anteriores, será un método para poder determinar la razón del bajo gasto de inyección.

En campos con pozos de inyección, los mapas con curvas de igual nivel (burbujas) para índices de inyectividad, servirán para encontrar los pozos que estén admitiendo de más o de menos fluido, estableciendo que ninguno de los dos casos es bueno para la recuperación final del yacimiento.

El mapa de II es un mapa de Iso-inyectividad desarrollado mediante la asignación de los más recientes valores de los índices de inyectividad de los pozos de inyección en sus respectivas localizaciones en un mapa base de campo, además de incluir las líneas de nivel de Iso-II.

El mapa de Iso-II se puede utilizar más efectivamente para supervisar la afluencia de agua cuando se usa con los mapas del frente de invasión (WC)*, y los mapas de Iso-Pws cuando se usa la presión isobárica de fondo en pozo cerrado. Si hay áreas con altos frentes de invasión que están pasando por áreas de alto índice de inyectividad, entonces los pozos de inyección están probablemente tomando más agua (la inyección se facilita con altos índices de inyectividad).

*Conocido en inglés como "water cut"

Las áreas con alta presión en los mapas de iso-pws son aptas para coincidir con áreas de altos índices de inyectividad. En forma recíproca, las áreas con baja presión están probablemente asociadas con áreas de bajos índices de inyectividad.

3.4 Mapas de Burbujas.

Los mapas de burbujas se basan en la inyección líquida acumulativa anual (Fig. 3.1)¹ (o más frecuentemente en yacimientos problemáticos) y son útiles en la supervisión de la producción de un campo. Algunas veces la inyección acumulativa se normaliza (esto a fin de suavizar cuantitativamente las heterogeneidades del yacimiento) dividiendo la inyección acumulativa de los pozos entre su transmisibilidad, esto cada vez que se desarrolle un mapa.

Para aquellos campos con inyección (ya sea de superficie o de fondo), los mapas de burbujas basados en una inyección de agua acumulativa, ayudarán al ingeniero en la determinación de la posible existencia de alguna sobreinyección de cualquier parte del campo.

Los mapas de burbujas están contruidos sobre un mapa base de campo donde se sitúan sus respectivos líquidos acumulativos (totales o normalizados).

Los mapas de isobaras se hacen mediante la toma de un mapa base de un campo dado y asignando los valores de las Pwf's para cada pozo productor y los Piny para cada pozo inyector (ya sea de gas, vapor o agua) en su respectiva ubicación (o

P^* , dependiendo el mapa que se está desarrollando), se procede a trazar las curvas isobáricas (líneas de igual presión) en el mapa.

Con el mapa de Iso- P^* , se mostrarán los pozos que se están sobre o bajoinyectando. Idealmente, P^* o P_{ws} (presión promedio del yacimiento en los límites del área drenada) sería toda igual si el yacimiento se estuviese perfecta e igualmente agotando al igual que completamente inyectando.

3.5 Pruebas de Decremento de Presión para Pozos Inyectores.

Hay una gran variedad de pruebas de presión tales como las pruebas de incremento y decremento para pozos productoras, pero solo las pruebas de decremento de presión* se utilizan para pozos de inyección.

Una prueba de decremento de presión en un pozo inyector es lo opuesto a una prueba de decremento de presión en un pozo productor. Una bomba medidora de presión de fondo es introducida en el fondo del pozo mientras el pozo está inyectando. Una vez que el medidor está en la profundidad apropiada, se queda suspendida ahí por tres horas para establecer un equilibrio en la temperatura y registrar la presión de inyección. Después el pozo es cerrado (con la válvula lateral, no con la válvula maestra) por 48 horas para registrar el comportamiento del decremento en la presión.

El decremento de presión se puede analizar en forma similar a una prueba de incremento de presión, obteniendo transmisibilidad y efectos de daño.

*Conocidas en inglés como pruebas "falloff"

Como se mencionó anteriormente el mantener un patron de inyección constante en cualquier sistema de inyección de agua, es una parte esencial del proyecto general para optimar el comportamiento del yacimiento. Las pruebas de decremento de presión para pozos de inyección se pueden utilizar para supervisar el comportamiento de la inyección.

3.6 Estudios con Molinete.

Los estudios con molinete que se realizan abajo del empacador en los pozos inyectores de superficie, cuantifican la cantidad de agua que fluye a través de la cara de la formación y así, ayudan al ingeniero a encontrar las zonas que están admitiendo ya sea poca o mucha agua.

Los estudios con molinete son especialmente útiles en inyectores de fondo para establecer no solo los ritmos de inyección por zona sino también es el único medio para medir los volúmenes totales de inyección en los inyectores de fondo.

Los problemas en los pozos tales como el taponamiento, se detectarán con una prueba de decremento de presión para pozos inyectores. La mayoría de los problemas por taponamiento se pueden corregir mediante una acidificación o un trabajo de inyección química. Algunas veces el taponamiento ocurre cuando el aceite crudo se oxida y es acarreado en forma de una microemulsión aceite en agua en el agua producida. Se pueden utilizar surfactantes para limpiar dichos depósitos. Sometiendo muestras de agua para su análisis en el laboratorio, se pueden hacer las recomendaciones necesarias.

Una manera común de estimulación a un pozo de inyección, ya sea durante su terminación o durante la vida posterior del

pozo, es la acidificación. Una forma no muy usual de tratamiento al fondo de un pozo, es la inyección química. Esta es utilizada principalmente para tratar bloques con sospecha de emulsión en los pozos. Antes de proceder a la planeación de dicha inyección, uno debe entender los riesgos que involucra el intentar una inyección química. Existen dos tipos básicos de peligros para el pozo:

- (1) el químico (surfactante) puede ser incompatible con el fluido del pozo (y dañarlo aún más) o
- (2) el surfactante es incompatible con la formación (y el pozo se perderá por completo).

El comportamiento de los campos en relación con el agua de afluencia es un factor importante para supervisar. Frecuentemente la producción de agua es reportada incorrectamente (si se reportó de alguna manera) basada en un insuficiente muestreo y, suponiendo que fue precisa, muchas veces no es suficiente para hacer una adecuada interpretación.

Una vez que el ingeniero ha obtenido buenos datos de una prueba de agua, se puede supervisar la afluencia de agua mediante el desarrollo de mapas de Iso-WC (mapas con líneas de igual frente de invasión de agua) en una base periódica. Mediante la comparación de estos mapas de un periodo de tiempo a otro, se mostrará el avance frontal del agua, ya sea que provenga de la inyección de agua o de un empuje natural.

Los mapas de burbujas correspondientes al frente de invasión de agua se crean como sigue. En un mapa de campo base, se sitúan las WC's a un cierto punto en el tiempo para cada pozo individual en su respectivo sitio. Entonces se trazan las líneas de Iso-WC (líneas de igual WC) (Fig. 3.2)¹.

Si la afluencia de agua en un campo se mueve rápidamente, los mapas de WC deben ser actualizados en una base mensual y comparados con los mapas de WC mensuales previos.

Los mapas de WC se deben colocar encima de los mapas de Iso-Pwf e Iso-Pws. Se podrían esperar áreas de baja presión para las áreas anómalas de alta WC que se encuentran encimadas. Esto indicaría un problema de conificación donde el pozo ha sido sobreproducido. Un mapa de WC sobrepuesto a un mapa estructural del campo (Fig. 1.3)¹, ayudará a identificar áreas en el campo con una excepcionalmente alta WC (anómala). Se espera que en las áreas estructuralmente bajas se tengan incrementos de las WC antes que en las áreas que están localizadas estructuralmente más arriba. De cualquier modo, sobreproduciendo un pozo puede causar una temprana "digitación o canalización" de agua a través de las vetas de alta permeabilidad.

Los rasgos anómalos en un mapa de WC indicaran las áreas de una inusual surgencia o irrupción de agua, o fugas en la tubería de revestimiento; y sería necesaria información adicional para determinar la fuente del agua. Las fugas en la tubería de revestimiento pueden ser ordinariamente reparadas con una inyección de cemento, si es que son detectadas lo suficientemente temprano (antes que el daño pueda ser muy severo para la tubería de revestimiento).

El análisis de agua de un campo de petróleo se utiliza para ayudar a señalar el surgimiento o irrupción del agua de inyección en pozos productores y ayuda en la determinación del origen de una inusual producción de agua en un pozo que no debiera estar produciendo agua aún. Si están disponibles los suficientes análisis de agua en un área dada de las distintas

aguas de formación (capaz de ser producidas a través de canalizaciones abajo de la tubería o por una fuga de la tubería de revestimiento), el origen del agua se puede detectar.

RESUMEN DE SUPERVISIÓN, RECORREPERIA DE OBRAS, Y FACTORES DE CONTROL PARA
 LA APLICACIÓN DEL MÉTODO YACHTING

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Supervisión con:									
Cursos de electricidad.	X		X	X	X	X	X		
Mapas de obras.	X		X	X	X	X	X		
Mapas de MT.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Mapas de RM.	X		X	X	X	X	X	X	X
Mapas de instalaciones.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Mapas de Instalación de Agua.	X							X	
Mapas de Instalaciones.	X								
(Preparación de planos y dibujos)	X		X	X	X	X	X	X	
Planes de instalación.	X	X						X	
Mapas de instalaciones.	X	X		X	X	X	X	X	X
Cursos de OPA y OCP.			X	X	X	X	X	X	
Grupos de trabajo.				X	X	X	X		
Datos recogidos:									
Pruebas de calidad.	X		X	X	X	X	X	X	
Pruebas de fuerza (Blast Party).	X		X	X	X	X	X	X	X
Pruebas de vibración y deformación.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Datos estadísticos del grupo.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Historia médica del grupo.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Historias de vida.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistencia al agua (Infiltración).	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistencia al agua (Infiltración).	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Resistencia al agua (Infiltración).	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Estadísticas de producción.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Estadísticas de producción.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Análisis de grupo.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Cartas métricas:	X								
Operaciones y gastos:				X			X	X	
(Alquiler).					X				
(Transporte).					X				
(Otros gastos).			X	X	X	X	X		
Control de:									
Reparación mayor.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparación menor.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ajuste equipo especializado.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Instalar extracción de agua.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparación de tuberías de agua.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparación de tuberías.	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Reparación de tuberías.	X	X	X	X	X	X	X	X	X

- 1: Ajustamiento equilibrado del yacimiento.
- 2: Atención de agua.
- 3: Control de producción en pozos fijos.
- 4: Control de producción en pozos con bomba manual.
- 5: Control de producción en pozos con bomba eléctrica.
- 6: Control de producción en pozos con bomba mecánica con varillas.
- 7: Control de producción en pozos con bomba mecánica con varillas.
- 8: Control de producción en pozos con bomba manual.
- 9: Pozos con inyección de superficie (agua o agua).
- X: Revisado.
- 7: Post-usage.

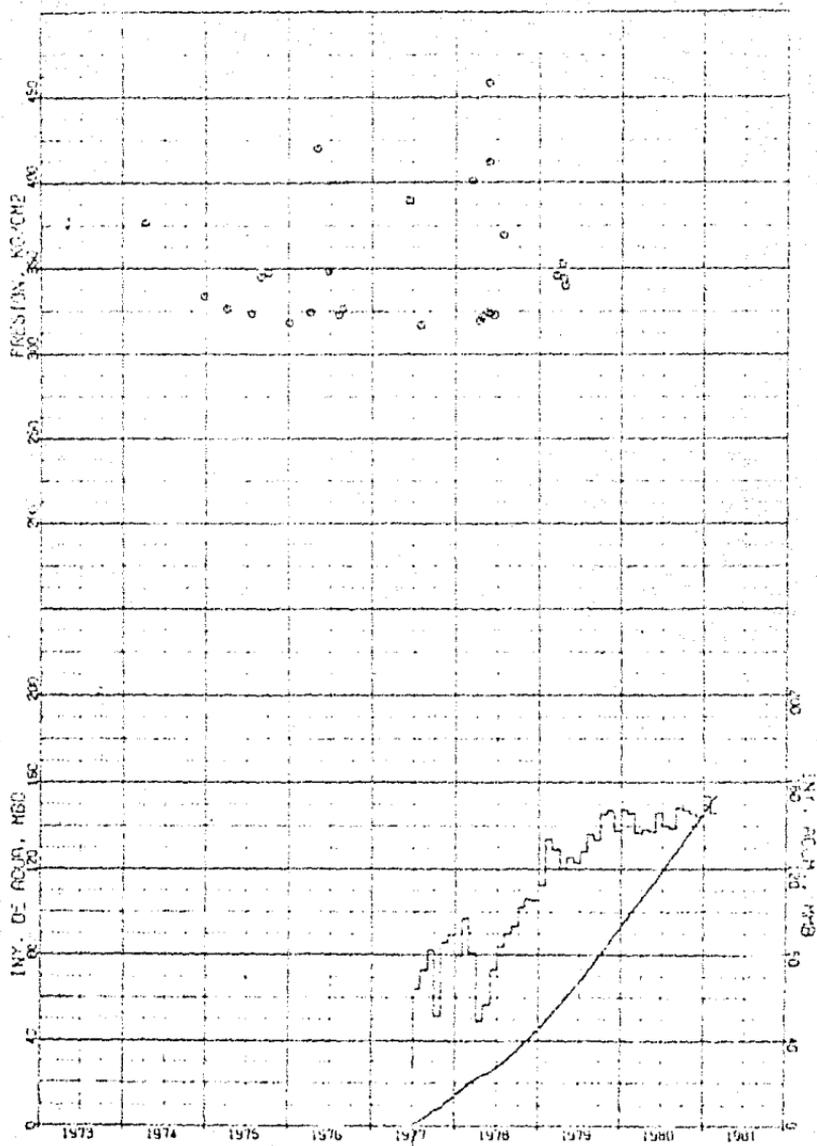


Figura- 3.1

AVANCE DEL AGUA, ESTRATO 1, CASO 1

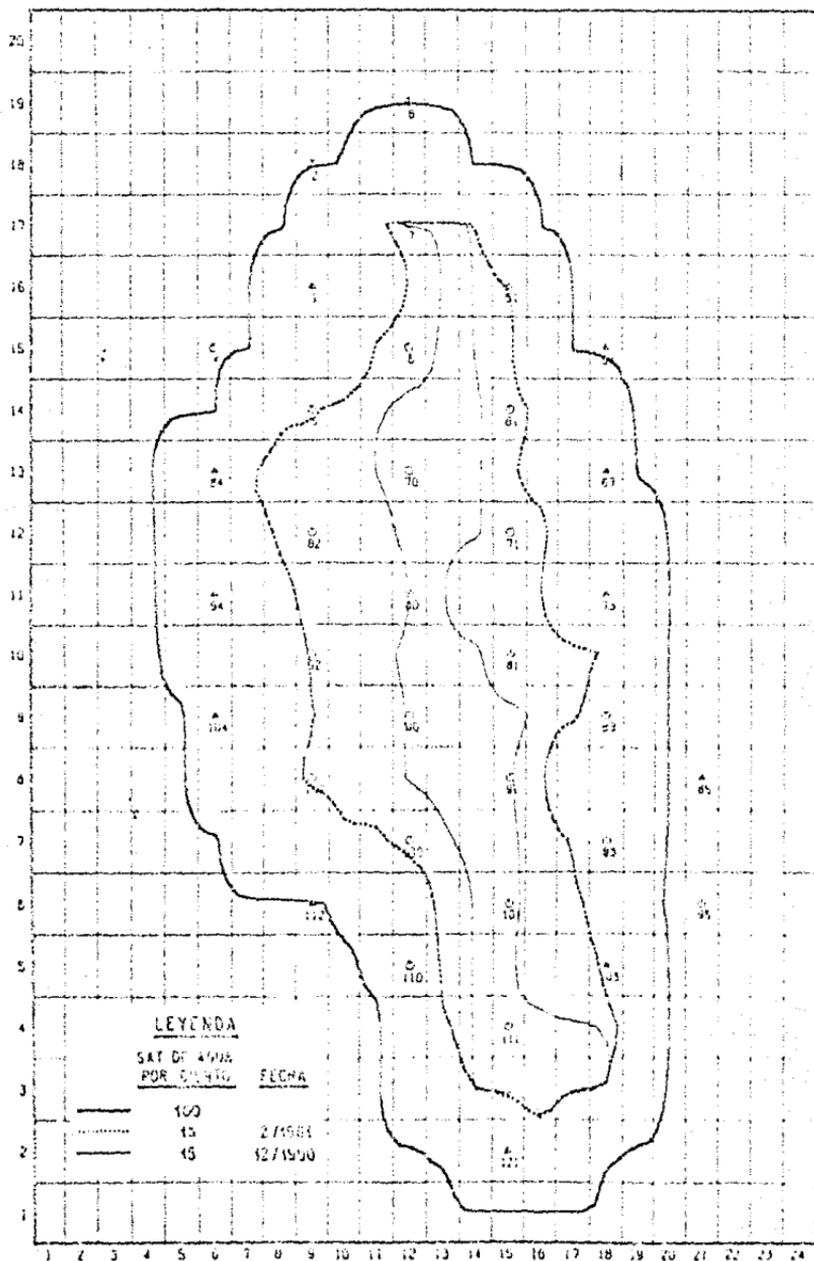


Figura- 3.2

ANÁLISIS DE PRUEBAS EN POZOSCAMPO SITIO GRANDE
ESTADO DE CHIAPAS, MEXICO

<u>POZO</u>	<u>KH MD-PIES</u>	<u>ESPESOR PIES</u>	<u>PERMEABILIDAD MD</u>
SG- 1	400	85	4.8
SG- 5	840	231	3.6
SG- 6	210	101	1.6
SG- 7	161	233	6.9
SG- 61	9,783	637	15.4
SG- 63	645	348	1.9
SG- 70	13,097	568	23.1
SG- 71	8,734	569	15.3
SG- 73	997	203	4.9
SG- 80	10,000	492	20.3
SG- 81	1,208	164	7.4
SG- 82	4,956	269	17.2
SG- 83	2,791	638	4.4
SG- 85	531	628	1.5
SG- 92	20,000	607	32.9
SG- 93	1,700	691	2.5
SG- 94	7,348	402	18.3
SG-100	5,500	791	7.0
SG-101	3,000	732	4.1
SG-102	10,500	919	11.4
SG-103	2,290	774	3.0
SG-104	2,051	459	4.5
SG-110	662	266	2.5
SG-111	293	251	1.2
SG-112	5,979	955	6.3

CAPITULO 4. EFICIENCIA DE LA PRODUCCION CON SISTEMAS DE BOMBEO ARTIFICIAL.

4.1 Introducción.

Existen cuatro sistemas básicos de bombeo artificial:

- Bombeo Mecánico con Varillas de Succión (BVS)
- Bombeo Neumático (LN)
- Bombeo Hidráulico Subsuperficial (BHSS)
- bombeo Electrocentrifugo Subsuperficial (BESS)

Todos estos sistemas están probados por el tiempo y desempeñaran satisfactoriamente la labor para la cual se han diseñado. Una vez que los factores que influyen en la operación de un sistema de bombeo han sido definidos, el ingeniero de diseño debe considerar las ventajas que ofrece cada uno de los sistemas básicos.

Los problemas más comunes de un campo petrolero que afectan el bombeo artificial son listados en la Tabla 4. Los méritos relativos de cada sistema para con estos problemas están anotados; sin embargo, la severidad de cualquiera de las condiciones adversas pueden definir el sistema más cercano al óptimo.

Cuando declina notablemente la producción de un pozo, puede ser que se considere la instalación de bombeo artificial. La inversión de dinero para querer activar pozos es con frecuencia dinero fácilmente recuperable. Si el mantenimiento de la presión o la inyección de agua están en curso, la presión del yacimiento se puede incrementar lo suficiente para hacer que el pozo fluya nuevamente. Pensándolo solamente no se podrá hacer que fluya.

En la mayoría de los casos, el bombeo artificial puede incrementar la producción de los pozos fluientes, si es que la tubería de revestimiento es lo suficientemente grande para permitir la instalación del equipo superficial más cercano al óptimo.

4.2 Bombeo Mecánico con Varillas de Succión.

4.2.1 Generalidades.

El bombeo mecánico con varillas de succión (BVS) es por demás el método de bombeo artificial más comúnmente utilizado. Este cuenta con aproximadamente el 85% de todos los pozos con bombeo artificial en el mundo. Las ventajas consisten en que este es un sistema simple y visible. Por visible entendemos que el operador pueda observar como el balancín sube y baja, así como poder visualizar más fácilmente lo que está ocurriendo en este tipo de sistema que en cualquier otro sistema de bombeo artificial.

TABLA 4.

RESTRICCIONES COMUNES QUE AFECTAN LA SELECCION DEL SISTEMA
DE BOMBEO

Restricciones	DR	DR	SPMS	SPMS
Arena	regular	excelente	pobre	pobre
Parafina	regular	pobre	bueno	bueno
Alta RGA	regular	excelente	pobre	regular
Agujero desviado	pobre	excelente	bueno	regular
Corrosion	bueno	regular	bueno	regular
Alto volumen	regular	bueno*	bueno	excelente
Profundidad	regular	bueno*	excelente	regular
Fácil diseño	si	no	no	si
Tamaño de tk	regular	bueno	regular	bueno
Flexibilidad	bueno	bueno	excelente	bueno
Escala	bueno	regular	regular	pobre

* Los altos volúmenes y profundidades dependen en gran medida de la presión y el volumen del día.

Quizás la mayor ventaja del bombeo con varillas es que el sistema puede ser instalado fácilmente como una sola unidad que contiene en sí todos sus elementos y accesorios. Un motor accionado por gas y una unidad de bombeo montada sobre deslizadores se puede instalar sobre vigas de madera temporales, utilizando como combustible gas depurado del cabezal del pozo. Debido a la simplicidad de este arreglo, gran número de pozos, principalmente en los Estados Unidos, se les ha colocado bombeo con varillas cuando el pozo deja de fluir. El problema con esto, es que otro sistema más complicado pudo haber sido una mejor selección en términos de mayores ventajas.

Por ejemplo, desde un punto de vista puramente lógico, tendría más sentido ir del pozo fluente natural a bombeo neumático continuo, a bombeo neumático intermitente, después ya sea a bombeo con varillas de succión, bombeo electrocentrífugo subsuperficial o a bombeo hidráulico subsuperficial, dependiendo de la profundidad y el volumen

requerido. El problema con este esquema, es que el bombeo neumático es un "sistema multipozo", y requiere de una gran cantidad de capital inicial para compresoras, líneas de flujo duals y demás equipo (no es un sistema ideal en campos con ubicación de pozos muy esparcida, como es el caso de muchos campos en Estados Unidos).

Otra ventaja del bombeo con varillas es que se puede reducir a un valor muy bajo la presión de fondo, condiciones cerca de cero lb/pg², asumiendo que no se presentarán dificultades. El bombeo con varillas se adapta fácilmente tanto en locaciones con muy pocos pozos así como en grandes áreas con un gran número de pozos, por la razón de que cada instalación de pozo se puede considerar como una entidad en sí misma. Este es un sistema relativamente seguro porque no se requieren manejar altas presiones de líquido o gas.

El bombeo con varillas casi siempre será el sistema más barato que se puede usar en un pozo con bombeo. Las ventajas y desventajas del bombeo con varillas se listan en la Tabla 5(a).

Una de las desventajas del BVS es que el gasto que se puede bombear se reduce drásticamente con la profundidad. Eventualmente se alcanza cierta profundidad donde no se puede obtener más producción. Los límites de la sarta de varillas se alcanzan por el simple sube y baja de las mismas. El bombeo con varillas es susceptible de interferencia de gas. El servicio puede requerir desde el simple cambio de la varilla pulida hasta un reemplazo de las bombas.

Con pozos produciendo mediante bombeo con varillas, el plan de control de la producción debe programarse desarrollando un sistema de encendido y apagado de los motores eléctricos.

(periodos de corto tiempo) ajustando estos a la variante demanda de la producción. Estos programas de tiempo naturalmente deberán tomar en consideración la información del estudio del yacimiento y de los IPR's de los distintos pozos con bombeo.

4.2.2 Cartas Dinamométricas.

El dinamómetro y el dispositivo sónico para medir el nivel del fluido, son las dos más importantes herramientas que un ingeniero tiene para supervisar y controlar los pozos con bombeo mecánico de varillas. Utilizar uno sin el otro significaría hacer las cosas a medias. Cuando un ingeniero considera necesario realizar una de estas inspecciones para un pozo con BVS, se deben realizar ambas inspecciones al mismo tiempo. Una prueba de gasto de producción hecha en el mismo día se puede necesitar en un pozo particularmente problemático para un análisis completo.

Una vez que se ha realizado y verificado la rutina dinamométrica y la inspección del nivel del fluido, se deberá reportar al ingeniero cierta información. Esta incluye lo siguiente aunque no se limita solo a mediciones y cálculos:

- a) Carga en varillas (máxima y mínima).
- b) Esfuerzos en varillas (máximos y mínimos).
- c) Torsión en el reductor de engranes.
- d) Potencia en la varilla pulida (HP).
- e) Nivel del fluido.
- f) Presión de admisión en la bomba.

Los datos mencionados arriba se utilizan para controlar la producción en los pozos con bombeo de varillas mientras se procura la disminución del esfuerzo en la sarta de varillas y la torsión en el reductor de engranes, así como para procurar prolongar la vida del sistema libre de problemas. Manteniendo en funcionamiento los pozos con bombeo de varillas como se programó y si no se presentan problemas con la bomba o la varilla, el ingeniero puede hacer bastante para mantener las extracciones del campo como se desarrolló en el plan maestro.

Muchas autoridades en bombeo creen que el mejor remedio cuando han surgido una cantidad extraordinaria de problemas en un pozo particular, es hacer un rediseño total del sistema de bombeo con varillas, comenzando el nuevo diseño a partir del comportamiento de afluencia del pozo.

TABLA 5 (a).

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO CON VARILLAS DE SUCCION

Ventajas

- Diseño familiar para los ingenieros y para el personal operativo.
- Diseño sencillo.
- Baja inversión para relativamente varios volúmenes de fluido desde profundidades someras a medias (7000 pies).
- Permite mantener en producción bajos niveles de fluido.
- Se adapta a pozos con problemas de corrosión.
- Es posible la automatización.
- Donde es conveniente, es generalmente el método de bombeo más barato.

Desventajas

- Regularmente se requiere una alta inversión para altos volúmenes de fluido desde profundidades medias a altas.
- Las limitaciones que presenta la sarta de varillas, limita la profundidad en la cual se podrían bombear altos volúmenes.
- Hay algunos problemas en agujeros desviados.
- Se debe extraer la sarta de varillas para reparar el pozo.

4.2.3 Economía del Bombeo con Varillas de Succión.

Un pozo de bombeo con varillas de succión (BVS) no es un sistema tan simple como la mayoría de la gente lo cree. Este cuenta con muchos componentes que influyen unos sobre otros. Por ejemplo, la carga máxima en la varilla pulida y el rango de carga (esfuerzo en varilla y rango de esfuerzo) están en función de la geometría de la unidad, la longitud de carrera, emboladas por minuto, diseño de las varillas (acero telescopiado o combinación de acero y fibra de vidrio), tamaño y tipo de émbolo, tipo de bomba, bombeo diferencial, y del bajo o alto movimiento de deslizamiento principal.

Las varillas fallan a causa de (1) altos esfuerzos, (2) rango de altos esfuerzos y (3) ciclos de vida. Un ciclo es una carrera completa; una unidad de bombeo que funciona a 10 epm (emboladas por minuto) tendrá 14,400 emboladas/día. Un pozo diseñado con una sarta de varillas apropiadamente inhibidas contra corrosión, deberá tener un mínimo de 20,000,000 de ciclos (3.8 años a 10 epm). Regularmente, la corrosión reduce el área seccional de la varilla y aumenta el esfuerzo efectivo en la varilla al punto que, eventualmente causa una combinación de falla por fatiga y tensión.

El único problema que es causa de más fallas (caja reductora de engranes, varillas, bombas, etc.) en un sistema de BVS es la sobrecapacidad de la bomba, esto es, el sistema tiene mayor capacidad para bombear fluido que la capacidad de afluencia del pozo. Esta condición es comunmente llamada "golpeteo" de fluido. Indudablemente esto es lo que origina mayor rotura de varillas, problemas en la bomba, y fallas en el reductor de engranes que cualquier otra causa combinada.

El golpeteo de fluido se origina cuando la bomba no llena completamente el barril durante la carrera ascendente; y el émbolo así como la válvula viajera de cierre viajan parcialmente en la carrera descendente (con incremento en la velocidad) hasta que estos chocan con el fluido que permanece en el barril con un alto impacto de carga. Este impacto se transmite hacia arriba a través de la sarta de varillas y hasta el interior del reductor de engranes, dañando la bomba, las varillas, los cojinetes de la unidad de bombeo y la caja de engranes y puede hasta llegar a afectar el motor principal, particularmente los motores con multicilindros accionados por gas. Las fallas de cualquier causa no tienen un costo efectivo y producen una baja eficiencia.

Se ha mostrado concluyentemente que una compañía puede obtener hasta un 95% de la producción disponible con un 85% de abatimiento de presión, sin golpeteo de fluido. El abatimiento de presión se define como sigue:

$$\% \text{ABATIMIENTO} = \frac{(P_{ws} - P_{wf})}{P_{ws}} \times 100\%$$

donde:

P_{ws} = presión estática o presión del yacimiento en pozo cerrado, lb/pg²

P_{wf} = presión de fondo produciendo, lb/pg²

Otra área de mejoramiento potencial para incrementar la efectividad, es la selección adecuada del equipo de bombeo mecánico así como de los materiales que se usan en su fabricación. Muchas compañías no utilizan materiales de primera clase en sus bombas debido a que ellas tienen una muy particular filosofía: "Siempre tenemos una rotura de varilla

aproximadamente a la mitad de la vida de la bomba, pescamos la varilla rota y la sacamos, extraemos la bomba y corremos una bomba nueva o reparada; y así, tenemos muchas roturas de varillas, ¿porqué correr así una bomba muy costosa?". Ahora, ¿porqué no se eliminan las roturas de varillas y, por consiguiente, se instala la mejor y más durable bomba que se pueda comprar?.

Muchas compañías operarias dejan la selección de los materiales de la bomba a la compañía que las vende y proporciona servicio. Considerando esto, la gente que fabrica las bombas solo se limita a hacer las ventas y el servicio de las bombas. Si se permite que el vendedor de bombas y su grupo de técnicos seleccionen por si solos la bomba que se va a utilizar sin tener el cuidado de hacer un adecuado diseño ingenieril y seleccion propia basados en el comportamiento pasado y presente del sistema pozo-yacimiento, esto de ninguna manera podrá ser una decisión sensata para el eficiente funcionamiento de un equipo de bombeo.

Mientras se permanezca en el tema de las bombas no se puede pasar por alto que, frecuentemente, el diámetro utilizado del émbolo no es el óptimo para el sistema. Si se observa el catálogo API RP-11L, se notará que se encuentran un gran número de aplicaciones de pozos con bombeo, se puede ver en general, en condiciones similares (profundidad, bl/día, diseño de la sarta de varillas para determinado tamaño de émbolo), que los émbolos de mayor tamaño corren más lentamente con longitudes de carrera mayores, los esfuerzos que se tienen son menores en las sarts de varillas de acero pero estas presentan mayores requerimientos de torsión y utilizan mayor potencia (hp) que con émbolos grandes con carreras cortas y rápidas. Los émbolos

grandes generalmente tienen menores demandas de torsión y potencia (hp) pero estos producen mayores esfuerzos en las varillas como se muestra en la Tabla 5(b).

Ciertos parámetros se mantuvieron constantes para realizar estos cálculos: profundidad de colocación de la bomba, diseño de varillas, densidad relativa, longitud de carrera, y la producción. El tamaño del émbolo y las emboladas por minuto fueron cambiando para lograr el objetivo de 250 bl/día desde 7,000 pies. Esto dió como resultado que a medida que aumentaba el tamaño del émbolo disminuían las emboladas por minuto. A medida que fueron disminuyendo las emboladas por minuto, se incrementaron los años para alcanzar 20,000,000 de ciclos así como el esfuerzo máximo calculado en la cima de la varilla de 1 pg. Sin embargo, el rango de esfuerzo (máximo-mínimo) disminuye como está indicado por el porcentaje del diagrama de Goodman para esfuerzos permisibles (con la excepción del émbolo de 2 pg., el cual muestra un incremento). La potencia en la varilla pulida (PKHP) disminuye con cada incremento en el tamaño del émbolo así como las demandas de torsión en la unidad reductora de engranes (nuevamente con la excepción del ejemplo para émbolo de 2 pg.).

Se puede concluir en este ejemplo que con émbolos grandes hay un bajo consumo de energía pero con el sacrificio de los altos esfuerzos en las varillas. Sin embargo, estos altos esfuerzos pueden ser compensados por el largo tiempo para alcanzar los 20 millones de ciclos, el cual es una razonable duración para una sarta de varillas.

Cuando el objetivo es maximizar la producción desde una profundidad particular con un tamaño dado de unidad de bombeo, muchas veces el utilizar una carrera corta y rápida ayudará a este objetivo.

TABLA 5(b).

RESULTADO DE LOS CALCULOS DEL CATALOGO API RP-11L PARA
PRODUCIR 250 bl/día DE FLUIDO

Profundidad de bombeo = 7,000 pie
 Densidad relativa del agua = 1.0
 Carrera = 120 pg.
 Unidad de bombeo convencional.
 Motor principal NEMA C.
 Diseño de varillas 86 (varillas de 1 pg., 7/8 pg., y 3/4 pg.).
 Sarta de varillas de acero.

EMBOLLO (pg.)	ENROLADAS POR MINUTO	AÑOS PARA ALCANZAR 20 MM de ciclos	ESFUERZO MAXIMO (lb/pg ²)
1.06	15.1	2.5	31,240
1.25	11.9	3.2	28,930
1.50	9.1	4.2	28,840
1.75	7.4	5.1	27,200
2.00	6.7	5.6	32,230

DIAGRAMA GOODMAN %	TORSION (M pg. lb)	POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)	PRODUCCION (bl/día)
84.1	527.9	31.9	250
70.9	501.4	21.5	250
65.9	464.4	16.3	250
56.3	392.0	14.1	250
74.5	454.5	13.9	250

Por ejemplo, para maximizar la producción desde 5,000 pies (profundidad de bombeo para agua) con una unidad de bombeo convencional 456, utilizando un diseño para sartas de varillas 86, y con un esfuerzo de tensión en las varillas de 115,000 lb/pg², se permite utilizar diferentes longitudes de carrera así como de tamaños de émbolos para encontrar la producción máxima obtenible sin el sobre esfuerzo de las varillas o la sobre torsión de la caja de engranes. La Tabla 5(c) resume el resultado de estos cálculos.

Como se muestra en la Tabla 5(c), la máxima producción obtenible bajo estas condiciones con la carrera de 120 pg. es de 378 bl/día de fluido utilizando el émbolo de 1.75 pg., el cual ligeramente sobrepasará la torsión de la unidad de bombeo 456.

Permitiendo que la carrera sea más corta, aumenta la velocidad de la unidad, y dejando todo lo demás igual se verá que sucede. La Tabla 5(d) resume los resultados.

La máxima producción se efectúa ahora con el émbolo de 2 pg., permaneciendo con una muy ligera sobrecarga en la caja reductora de engranes, pero la producción es ahora de 481 bl/día de fluido, un incremento de 103 barriles (27.2%). Acortando la carrera a 86 pulgadas y aumentando la velocidad de la unidad, dejando todo lo demás igual, se encuentra que la producción se puede incrementar solo otros 28 barriles para así tener 509 bl/día de fluido, como se puede ver en la Tabla 5(e).

Se puede observar también que este cambio tiene como resultado un incremento en el porcentaje del diagrama de Goodman (rango de esfuerzos) utilizado, así como la disminución en el tiempo para alcanzar los 20 millones de ciclos de la unidad de bombeo.

TABLA 5 (c).

EJEMPLO DE DISEÑO DE UNA UNIDAD DE BOMBEO C - 456 CON SARTA DE VARILLAS DE ACERO Y UNA LONGITUD DE CARRERA DE 120 PULGADAS

EMBOLO (pg.)	EMBOLADAS POR MINUTO	AÑOS PARA ALCANZAR 20 MM de ciclos	ESFUERZO MAXIMO (lb/pg ²)
1.50	11.6	3.26	24,743
1.75	9.8	3.08	25,254
2.00	7.4	5.14	25,772

DIAGRAMA GOODMAN %	TORSION (M pg.lb)	POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)	PRODUCCION (bl/dia)
78.2	458	29.7	353
78.4	458	18.6	378
77.5	456	15.0	344

TABLA 5 (d).

EJEMPLO DE DISEÑO DE UNA UNIDAD DE BOMBEO C - 456 CON SARTA DE VARILLAS DE ACERO Y UNA LONGITUD DE CARRERA DE 100 PULGADAS

EMBOLO (pg.)	EMBOLADAS POR MINUTO	AÑOS PARA ALCANZAR 20 MM de ciclos	ESFUERZO MAXIMO (lb/pg ²)
1.50	15.6	2.44	24,463
1.75	13.8	2.77	26,973
2.00	11.9	3.19	27,771

DIAGRAMA GOODMAN %	TORSION (M pg.lb)	POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)	PRODUCCION (bl/dia)
91.5	456	25.8	469
91.3	457	23.9	457
92.7	457	21.9	481

TABLA 5(e).

**EJEMPLO DE DISEÑO DE UNA UNIDAD DE BOMBEO C - 435 CON
BARTA DE VARILLAS DE ACERO Y UNA LONGITUD DE CARRERA DE
86 PULGADAS**

EMBOLLO (pg.)	EMBOLADAS POR MINUTO	AÑOS PARA ALCANZAR 20 MM de ciclos	ESFUERZO MÁXIMO (lb/in ²)
1.50	19.3	1.97	27,940
1.75	17.6	2.16	28,350
2.00	15.4	2.47	28,876

DIAGRAMA GOODMAN %	TORSION (M pg.lb)	POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)	PRODUCCION (bl/día)
99.9	427	31.1	428
100.0	433	29.6	487
99.9	409	27.5	509

**4.2.4 Economía del Bombeo con Bargas de Varillas de
Succión Combinadas.**

La Tabla 5(b) mostró varios caminos para producir 250 bl/día de fluido desde 7000 pies utilizando bargas con varillas de acero telescopiadas (1 pg., 7/8 pg., y 3/4 pg.). Ahora se van a analizar para las mismas condiciones de instalación, las bargas con combinación de varillas de acero y fibra de vidrio.

Utilizando 4,000 pies de varillas de fibra de vidrio de 1.2 pg. y 3,000 pies de varillas de acero de 1 pg., bombeando bajo condiciones similares, se pueden predecir las condiciones (con ayuda de la computadora) como aparecen en la Tabla 6(a). Con el fin de comparar el sistema de solo acero con el sistema de acero y fibra de vidrio, permanecieron constantes la profundidad de bombeo de 7,000 pies, la longitud de carrera, y las emboladas por minuto por tamaño de émbolo.

El diseño para predecir el comportamiento de la combinación fibra de vidrio-acero (57% y 43%) indica que hay varias diferencias notables en los esfuerzos de las varillas, cargas en la caja reductora de engranes, así como en la producción misma. En primer lugar, los esfuerzos son considerablemente menores con las sartas combinadas debido a que las varillas de fibra de vidrio reemplazan a las varillas de acero con aproximadamente un 70% de su peso a pesar de que el diseño utilizado de varillas de fibra de vidrio fue de 1.2 pg. (siendo que en la parte alta estaban las varillas de acero de 1 pg.)

La segunda característica notable en la Tabla 6(a) es el rango de la producción obtenida que va desde 390 bl/día hasta 278 bl/día de fluido, mientras que los sistemas con sartas de varillas de solo acero fueron diseñados para producir solamente 250 bl/día de fluido (permaneciendo todas las condiciones iguales), el único cambio para el diseño fueron las varillas de fibra de vidrio.

Mientras se observa la Tabla 6(b) se puede notar que las sartas combinadas muestran mayor torsión y requerimientos de energía (hp) que las sartas de solo acero, pero cuando se consideran las relaciones Salida/Entrada (Tablas 6(c) y 6(d)) la producción adicional causada por la combinación de sartas, en general, se ve compensada por sí misma.

Se requiere alguna energía (hp) adicional con estos diseños combinados cuando se usan émbolos grandes. Sin embargo, el siguiente caso histórico muestra los bajos requerimientos de energía cuando se comparan en una base Salida/Entrada.

En un estudio realizado por una compañía petrolera que opera un campo en el Distrito de Andrews ubicado en el oeste de Texas, se instalaron en 12 pozos sartas con combinación de

varillas de fibra de vidrio y acero. Tres de estos 12 pozos fueron seleccionados para un estudio detallado de los pozos "antes" (con varillas de solo acero) y "después" con un 54% de varillas de fibra de vidrio colocadas arriba y un 46% de varillas de acero colocadas en el fondo.

El campo en cuestión está sometido a la inyección de agua desde hace largo tiempo, dicho campo produce desde una profundidad promedio de 6,000 pies, utilizando un diseño 86 (1 pg., 7/8 pg., y 3/4 pg.) de sargas con varillas telescopiadas de acero que operan regularmente con bombas de fondo grandes (con diámetros de 2 pg. y 2 1/4 pg.). La unidad de bombeo superficial utilizada es la Luffkin Mark II M640-305-168. Los pozos del campo tienden a tener altos niveles de fluido y son capaces de que su producción se vea incrementada. Debido a los altos niveles de fluido en el campo los pozos presentaron dificultad en ser efectivamente tratados con inhibidores de corrosión. Algunos pozos presentaron tuberías de revestimiento colapsadas como resultado de la inatendida corrosión.

La compañía tuvo los siguientes objetivos en la selección de estos tres pozos:

- (1) incrementar la producción,
- (2) disminuir los niveles operacionales de fluido (reducir la sumergencia de la bomba para mayor efectividad del tratamiento de inhibición),
- (3) incrementar la eficiencia en el consumo de energía,
- (4) reducir las fallas en las varillas, e
- (5) incrementar el aprovechamiento del campo a través del uso de la combinación de sargas con varillas de succión de fibra de vidrio y acero.

TABLA 6 (a)

CIFRAS DE PRODUCCION PARA VARILLAS COMBINADAS DE FIBRA DE VIDRIO Y ACERO

EMBUDO (pp.)	EMBOCADAS POR MINUTO.	AÑOS PARA ALCANZAN 20 MM DE CICLOS.	ESFUERZO MAXIMO (lb/pp ²).
1.06	15.0	2.5	19,900
1.25	11.9	3.2	18,940
1.50	9.1	4.2	18,870
1.75	7.7	4.9	20,300
2.00	6.7	5.7	22,138

DIAGRAMA GOODMAN %	TORSION M pp.lb	POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)	PRODUCCION (bl/día)
99.9	608.7	43.8	390
81.0	501.1	30.6	361
74.0	447.5	22.1	316
76.0	420.3	17.4	278
82.0	399.0	16.5	277

TABLA 6(b)

COMPARACION DE CARGAS: VARILLAS DE SOLO ACERO VS. VARILLAS COMBINADAS DE FIBRA DE VIDRIO Y ACERO

EMBOLO (pp.)	EMBOCADAS POR MINUTO	ESFUERZO MAXIMO (lb/pp ²)		DIAGRAMA GOODMAN %	
		ACERO	COMBINADA	ACERO	COMBINADA
1.06	15.0	31,240	19,900	84.1	99.9
1.25	11.9	28,930	18,940	70.9	81.0
1.50	9.1	26,840	16,870	65.9	74.0
1.75	7.7	27,200	20,300	56.3	76.0
2.00	6.7	32,230	22,338	74.5	82.0

TORSION (M pp.lb)		POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)		PRODUCCION (bl/día)
ACERO	COMBINADA	ACERO	COMBINADA	COMBINADA
527.9	608.7	31.9	43.8	390
501.4	501.1	21.5	30.6	561
464.4	447.5	16.3	22.1	316
392.0	420.3	14.1	17.4	278
454.5	399.0	13.9	16.5	279

TABLA 6(c)

COMPARACION DE LAS TORSIONES - SALIDA/ENTRADA: VARILLAS SOLO ACERO VS. VARILLAS COMBINADAS DE FIBRA DE VIDRIO Y ACERO

EMBOLO (pp.)	EMBOCADAS POR MINUTO	TORSION (M pp.lb)		BT/CM pp.lb		% DE CAMBIO
		ACERO	COMBINADA	ACERO	COMBINADA	
1.06	15.0	527.9	608.7	47.36	64.07	+35.28
1.25	11.9	501.4	501.1	49.86	72.04	+44.48
1.50	9.1	464.4	447.5	53.83	70.61	+51.17
1.75	7.7	392.0	420.3	63.78	66.14	+ 3.70
2.00	6.7	454.5	399.0	55.01	69.92	+27.19

TABLA 6 (d)

COMPARACION DE POTENCIA EN VARILLA PULIDA -
 SALIDA/ENTRADA: VARILLAS DE GOLO ACERO VS. VARILLAS
 COMBINADAS DE FIBRA DE VIDRIO Y ACERO

EMBOLO (pg.)	EMBOADAS POR MINUTO	POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)		BI/POTENCIA EN VARILLA PULIDA (hp)		
		ACERO	COMBINADA	ACERO	COMBINADA	% DE CAMBIO
1.06	15.1	31.9	43.8	7.84	8.90	+15.53
1.25	11.9	21.5	30.6	11.63	11.80	+ 1.46
1.50	9.1	16.3	22.1	15.34	14.30	- 6.78
1.75	7.4	14.1	17.4	17.73	15.98	- 9.87
2.00	6.7	13.9	16.5	18.00	16.91	- 6.06

COMPARACION DE SISTEMAS

Uno de los problemas cuando se hace una comparación de sistemas, aún con una comparación "cabeza a cabeza", es el hecho de que se pueden tener cambios en el sistema desde el punto de vista de Entrada y Salida. Una comparación cabeza a cabeza es aquella en la cual se cambian, en lo posible, muy pocas condiciones, en este caso solo presentó cambios la sarta de varillas. La unidad de bombeo, la longitud de carrera, las emboladas por minuto, y el tamaño de la bomba permanecieron sin cambios en los tres pozos. No obstante aunque todo permaneció igual, el cambio en el sistema de varillas produjo un impacto significativo en la producción, cargas manejadas en el equipo, y en el consumo de energía.

La Tabla 6(e) resume los resultados de los estudios dinamométricos y de consumo de energía en los tres pozos. Se utilizaron datos "antes" y "después" para cada pozo, supervisando los cambios en la producción, esfuerzos de torsión en la unidad, carga en las varillas, y consumo de energía. El "antes" se refiere a los sistemas con varillas de succión de solo acero y el "después" se atribuye a los sistemas combinados con varillas de fibra de vidrio y acero.

En resumen, el "promedio de los tres pozos" (Tabla 6(e)) muestra un incremento del 23% en la producción total del fluido mediante el uso de sartas combinadas. El aumento en la producción, incrementó el promedio de bombeo neto para los tres pozos en un 37%.

La combinación de incrementar la producción y disminuir el nivel del fluido en cada pozo dió como resultado los incrementos esperados en: (1) carga pico en la varilla pulida

(hp), arriba casi en un 40% comparado con los sistemas de varillas todo acero; (2) torsion pico en el balanceo, arriba en 15%; (3) costos de energía eléctrica, arriba en 32%.

TABLA 6(a)					
INSTALACIONES EN LOS POZOS ANTES (SOLO ACERO) Y DESPUES (COMBINACION ACERO Y FIBRA DE VIDRIO)					
		POZO 1	POZO 2	POZO 3	PROMEDIO
Salida	Producción, b/d (A)	552	570	654	592
	(C)	607	794	800	757
	Diferencia	135	214	146	165
	Diferencia, %	24.46	37.54	22.32	27.87
Salida	Aceite, b/d (A)	29	10	38	26
	(C)	50	9	64	41
	Diferencia	21	-1	26	15
	Diferencia, %	72.41	-10.00	68.42	59.74
Entrada	Potencia Varilla pulida (hp) (A)	40.1	35.4	46.6	40.7
	(C)	60.3	53.5	51.4	55.7
	Diferencia	20.2	18.1	6.8	15.0
	Diferencia, %	50.37	51.13	14.59	36.94
Entrada	Energía, \$/año (A)	944	888	1,283	1,039
	(C)	1,567	1,027	1,523	1,522
	Diferencia	623	138	240	334
	Diferencia, %	66.00	15.52	18.71	32.12
Entrada	Torsión máxima de Balanceo (A)	454.4	422.5	584.6	487.2
	(C)	685.2	491.8	500.9	559.3
	Diferencia	230.8	69.3	-83.7	72.1
	Diferencia, %	50.79	16.40	-14.32	14.81
Entrada	Esfuerzo máximo, lb/pg ² (A)	26,571	24,980	29,700	27,084
	(C)	20,476	18,674	19,258	19,469
	Diferencia	-6,095	-6,306	-10,442	-7,614
	Diferencia, %	-22.94	-25.24	-35.16	-28.11
Entrada	Esfuerzo mínimo, lb/pg ² (A)	4,471	7,822	5,371	5,888
	(C)	3,504	5,090	4,889	4,494
	Diferencia	-967	-2,732	-482	-1,394
	Diferencia, %	-21.63	-34.93	-8.97	-23.67
Entrada	Rango de esfuerzo, lb/pg ² (A)	22,100	17,158	24,329	21,196
	(C)	16,972	15,504	14,369	14,975
	Diferencia	-5,128	-3,574	-9,960	-6,221
	Diferencia, %	-23.20	-20.83	-40.94	-29.35
Salida	Bombeo neto (A):1,000	2.443	0.724	1.961	1.709
	(C):1,000	3.744	2.147	2.525	2.805
Entrada	Sumergente (A):1,000	3.352	3.376	4.039	4.422
	(C):1,000	2.232	4.633	3.475	3.447
A: Varillas solo acero					
C: Varillas combinadas					

El esfuerzo máximo en la cabeza de la varilla de los sistemas combinados disminuyó en 28%, así como el rango de esfuerzos en un 29%. Se puede contar con estos decrementos en los esfuerzos debido a que es más ligera una sarta de varillas combinadas, y la cabeza o parte alta de la varilla de fibra de vidrio es más grande (1.25 pg.) en comparación al tamaño que tenía (1 pg.) la cima de la varilla de acero.

Con todos los incrementos en la producción y en las cargas, ¿como se pueden comparar los sistemas combinados de fibra de vidrio y acero con los sistemas de solo acero?. Veamos las relaciones Salida-Entrada.

Los parámetros de Salida son barriles de fluido por día, barriles de aceite por día para los tanques de almacenamiento, y pies netos de bombeo de fluido a la superficie.

Las características de Entrada son potencia en la varilla pulida (hp), consumo de energía en dinero por mes, torsión máxima de balanceo, esfuerzo máximo, y rango de esfuerzos.

El objetivo de cualquier sistema de bombeo es maximizar la Salida con un mínimo de Entrada. Las relaciones Salida-Entrada ayudan a determinar cual de los sistemas es el mejor en lo que se refiere a disminución de costos e incremento de beneficios.

TABLA 6 (F)

RELACIONES SALIDA/ENTRADA DE LAS INSTALACIONES EN LOS POZOS ANTES (SOLO ACERO) Y DESPUES (COMBINACION ACERO Y FIBRA DE VIDRIO)

	POZO 1	POZO 2	POZO 3	PROMEDIO
bl/sumergencia (A)	156.285	97.005	161.921	130.404
(C)	307.796	169.221	230.216	235.744
(bl/sumergencia)/ Potencia Varilla pulida (hp) (A)	3.897	2.74	3.475	3.371
(C)	5.104	3.163	4.311	4.193
Diferencia	1.207	0.423	0.836	0.822
Diferencia, %	30.97	15.43	24.07	24.39
(bl/sumergencia)/costo/mes (A)	1.656	1.091	1.262	1.336
(C)	1.964	1.648	1.512	1.708
Diferencia	0.309	0.557	0.25	0.372
Diferencia, %	18.64	51.01	19.77	27.81
(bl/sumergencia)/torsion máxima (A)	3.439	2.296	2.77	2.835
(C)	4.492	3.441	4.596	4.176
Diferencia	1.053	1.145	1.826	1.341
Diferencia, %	50.61	49.86	65.94	47.31
(bl/sumergencia)/ Rango de esfuerzo (A)	7.072	5.654	6.655	6.46
(C)	18.135	12.457	16.022	15.538
Diferencia	11.064	6.804	9.366	9.078
Diferencia, %	156.45	120.34	140.73	140.52
bl x bombeo neto (A)	1.349	0.413	1.282	1.015
(C)	2.572	1.683	2.02	2.092
(bl x bombeo neto)/ potencia varilla pulida (A)	3.365	1.166	2.752	2.427
(C)	4.266	3.146	3.783	3.732
Diferencia	0.903	1.98	1.031	1.305
Diferencia, %	26.84	169.89	37.45	53.75
(bl x bombeo neto)/costo/mes (A)	1.429	0.464	1	0.904
(C)	1.641	1.639	1.326	1.526
Diferencia	0.213	1.175	0.327	0.571
Diferencia, %	14.9	253.07	32.69	59.27
(bl x bombeo neto)/ torsion máxima (A)	2.986	0.977	2.194	2.046
(C)	3.754	3.425	4.033	3.736
Diferencia	0.786	2.446	1.839	1.69
Diferencia, %	26.49	250.41	83.82	82.61
(bl x bombeo neto)/ rango de esfuerzo (A)	6.702	2.405	5.271	4.593
(C)	15.155	12.391	14.058	13.868
Diferencia	9.053	9.986	8.787	9.275
Diferencia, %	148.36	415.2	166.68	201.95

Si examinamos las comparaciones en la Tabla 6(f) basados en la relación Salida-Entrada, se puede proceder a normalizar la diferencia en la producción y la diferencia en el bombeo neto. Esta normalización se puede realizar de dos formas: primero, utilizando las relaciones Salida-Entrada que consideran barriles de fluido por día (Salida) por pie de sumergencia (Entrada) dividido por las energías de Entrada: potencia en la varilla pulida (hp), torsión máxima de balanceo, y rango de esfuerzos. El segundo método de normalización utiliza barriles por bombeo neto como la Salida, la cual es en barriles de fluido producido por día y el bombeo neto en miles de pies. Las relaciones Salida-Entrada son entonces calculadas utilizando las energías de Entrada mencionadas arriba.

Cuando observamos la Tabla 6(f), se debe tener en mente que las relaciones Salida-Entrada se tienen que multiplicar por un factor de "10", esto debido a que la relación de números generalmente se da con un rango de 1 a 10. La excepción es para la relación Salida-Entrada dada en barriles/sumergencia, la cual es en realidad barriles por cada 1,000 pies de sumergencia.

Si se observan solo los promedios Salida-Entrada de los tres pozos en cuestión, se puede ver que los (barriles/sumergencia)/potencia en la varilla pulida (hp) de los sistemas combinados tuvieron un incremento de 24.39% sobre los sistemas de varillas de solo acero (incrementándose en forma positiva las relaciones Salida-Entrada). La relación costo de energía de (barriles/sumergencia)/costo/mes fue incrementada en un 27.81%. Los (barriles/sumergencia)/torsión máxima muestran un incremento de 47.31% y los (barriles/sumergencia)/rango de esfuerzos también muestran un benéfico incremento del 140%.

El otro método útil para comparar sistemas está basado en un factor de Salida de barriles-pie, como se mencionó anteriormente barriles * bombeo neto. Se pueden desarrollar así las relaciones Salida-Entrada con los parámetros de Entrada como se hizo antes.

Nuevamente, observando los promedios de los tres pozos, los (barriles * bombeo neto)/potencia en la varilla pulida (hp) fueron incrementados en un 53.75% utilizando los sistemas de varillas combinadas de fibra de vidrio y acero. Los (barriles * bombeo neto)/costo/mes fue incrementado en un 59.27%; los (barriles * bombeo neto)/torsión máxima fueron incrementados en un 82.61% y los (barriles * bombeo neto)/rango de esfuerzos tuvieron un incremento del 202%.

Utilizando las adecuadas relaciones Salida-Entrada para las comparaciones ya normalizadas, cambiando los sistemas tradicionales por sistemas de bombeo con combinación de varillas fibra de vidrio y acero, sin cambiar las tuberías o el equipo de bombeo superficial, la eficiencia mejoró notablemente en estos tres pozos con sistemas de bombeo con varillas. Esto no es evidente de inmediato cuando se observan por separado los parámetros Salida y Entrada.

Los disminuidos niveles de fluido permitirán que los pozos sean ahora eficazmente inhibidos contra la corrosión.

CONCLUSIONES

Las sargas de varillas combinadas fibra de vidrio y acero en los tres pozos seleccionados alcanzaron todos los objetivos establecidos. Las sargas de varillas combinadas:

- (1) Incrementaron la producción (más de 28% en los tres pozos).

- (2) Disminuyeron los niveles operacionales de fluido (un promedio de 1,100 pies menos en los tres pozos) decrementando la sumergencia de la bomba para una mayor efectividad del tratamiento de inhibición.
- (3) Incrementaron los barriles producidos por costo de energía (un incremento promedio en los tres pozos en barriles * bombeo neto de 59%).
- (4) Incrementaron el aprovechamiento del campo a través del uso de las sargas de varillas de succión combinadas fibra de vidrio y acero, realizando los tres objetivos anteriores y reduciendo la incidencia de roturas en las varillas.

Si bien, es muy temprano en la vida de las varillas combinadas para juzgar si las roturas en las varillas disminuyen significativamente, pero lo que si se puede afirmar es que la reducción en el esfuerzo máximo y los límites de esfuerzo con las varillas combinadas, disminuyen la tendencia a las roturas por fatiga y eliminan completamente todas las fallas potenciales por corrosión en los cuerpos de las secciones de varillas de fibra de vidrio (la cual fue del 56% en las tres sargas combinadas).

4.3 Bombeo Neumático.

El bombeo neumático (BN) continuo es el segundo sistema artificial de bombeo más utilizado y cuenta con alrededor del 12% de las instalaciones de bombeo artificial en Estados Unidos. El BN continuo es inherentemente un método de alto volumen y es el único método artificial de bombeo que utiliza la energía neumática del yacimiento.

El BN es un excelente método interino para bombeo artificial el cual hace complemento a el gas del yacimiento. A medida que aumenta la producción de agua y disminuye la relación gas-líquido, el sistema de BN vendrá a ser menos eficiente que algunos otros métodos para el bombeo artificial. El BN regularmente no puede reducir la presión de fondo produciendo tanto como lo harían algunos otros métodos. Si la tubería de revestimiento es muy chica, (si se tienen que bombear muchos miles de barriles de líquido por día de cada pozo, cualquier tubería de revestimiento podría resultar ser muy chica), el BN puede ser la única selección práctica. El BN puede también ser la única selección práctica debido a las limitaciones de espacio en las instalaciones costafuera.

El BN continuo no es más que un pozo fluyente en donde nosotros incrementamos artificialmente la relación gas-líquido del pozo. La cantidad de gas requerida es simplemente la cantidad de gas total necesaria para que el pozo pueda producir y que no lo hace por sí mismo. Todos los otros sistemas de bombeo artificial desperdician la energía neumática del yacimiento y, en el caso de los métodos de bombeo, el gas es una desventaja.

El BN continuo utiliza una fuente centralizada de energía. Este es el mejor método disponible para bombeo artificial en donde se pueden producir junto con el aceite y el agua considerables cantidades de sólidos. Estan disponibles válvulas para BN las cuales se pueden recuperar con el uso de línea de acero y son ampliamente utilizadas en lugares donde el servicio es costoso y crea muchos problemas.

La mayor desventaja del BN continuo es que debe existir una presión de fondo relativamente alta porque esto es usencial en un pozo fluyente al que se le pretende incrementar

artificialmente su relación gas-líquido. Esto hace que el BN continuo sea más aplicable a yacimientos con empuje hidráulico donde se mantienen altas presiones de yacimiento durante la vida del campo. El BN continuo deja de ser atractivo a medida que decrecen los volúmenes bombeados. También debe existir el suficiente gas disponible en el campo para empezar y mantener las operaciones con gas.

El BN intermitente, aunque frecuentemente se asocia con el BN continuo, es un tipo totalmente diferente de mecanismo de bombeo. En el BN intermitente, el líquido es bombeado en forma de "balas" individuales desde el fondo del pozo hasta la superficie. El gas es interceptado y el líquido permite subir la siguiente bala. Este método hace complemento al BN continuo debido a que este es inherentemente un método de bajo volumen.

El bombeo con émbolo es básicamente una gran mejora al BN intermitente, en este se utiliza un émbolo para separar la inyección de gas desde que las balas de líquido se están bombeando.

La mayor desventaja es que el bombeo intermitente con émbolo no utiliza eficazmente la energía neumática del yacimiento, esto crea una demanda intermitente de gas, haciendo que la producción de líquido y gas lleguen en balas que requieren de una gran energía para poder llegar a la superficie. Tabla 7.

Los pozos con BN son supervisados continuamente mediante cartas métricas de inyección de gas (para 7 días). Un ritmo de inyección irregular, comparado con la inyección regular para un pozo dado, indudablemente indica que hay problemas. Utilizando un registro de presión de dos plumas (para 24 horas),

se puede registrar la presión de la producción en la cabeza del pozo con una de estas plumas, y la presión en la tubería de revestimiento con la otra pluma.

Es importante el mantener los pozos con BN operando a sus gastos propuestos ya que así se podrá sostener el programa de agotamiento equilibrado de un campo con bombeo neumático. Naturalmente, el supervisar los volúmenes inyectados para el bombeo es tan importante como realizar las pruebas de gasto de producción que se mencionaron con anterioridad.

TABLA 7.	
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO NEUMATICO	
<u>Ventajas</u>	
<ul style="list-style-type: none"> - Buja inversión para pozos profundos. - Eficiente desempeño en pozos con baja-mediana RCA. - Bajo costo de operación para pozos con alta producción de arena. - Flexibilidad para los cambios en las condiciones de producción. - Adaptable en agujeros desviados. - El equipo superficial se puede centralizar. - Las válvulas se pueden recuperar y reparar. 	
<u>Desventajas</u>	
<ul style="list-style-type: none"> - Requiere de una continua fuente de producción de gas. - El costo de operación es alto si el gas se tiene que adquirir. - Alto costo de operación con gases corrosivos. - El espesor de las secciones productoras hacen impráctico mantener bajos niveles de producción. - Existe riesgo de seguridad por el manejo de gas a alta presión. - La tubería de revestimiento debe mantener y soportar una alta presión de bombeo, (la corrosión es un gran problema). 	

4.4 Bombeo Hidráulico Subsuperficial.

El bombeo hidráulico es un tipo especial de instalación de bombeo artificial y cuenta con menos del 2% de las instalaciones de bombeo artificial en Estados Unidos.

La mayor ventaja del bombeo hidráulico subsuperficial (BHSS) es la capacidad que tiene de bombear grandes volúmenes desde grandes profundidades (Tabla 8). El reporte de una instalación de campo señaló que 900 bl/día fueron bombeados desde 15,000 pies de profundidad con una presión de fondo produciendo de 300 lb/pg². Ningún otro método de bombeo artificial disponible podría haber hecho este trabajo.

Casi todas las instalaciones de bombeo hidráulico actuales se están instalando con bombas de tipo libre las cuales permiten su reemplazo y servicio sin tener que llevar una unidad de reparación hasta la cabeza del pozo. La fuente central de energía, en este caso sistemas de fluido de poder central, ofrecen ciertas ventajas. La mayor desventaja del bombeo hidráulico es que los problemas de interferencia de gas pueden reducir seriamente la eficiencia de bombeo. El sistema no puede bombear por completo un pozo productor debido a la corta vida que presenta la bomba, cuando esto ocurra el fluido quedara atrapado en el pozo y entonces empezarán los problemas. También, cuando el fluido de poder utilizado es aceite, los requerimientos de tratamiento son bastante rigurosos debido a que se debe utilizar un aceite de muy alta calidad como fluido de poder. Esto normalmente incrementa los costos de operación del sistema artificial de bombeo.

En consecuencia, el bombeo hidráulico se utiliza normalmente cuando ningún otro sistema puede adecuadamente realizar el trabajo necesitado. Los sistemas que utilizan agua como fluido de poder se han utilizado más frecuentemente y tienen la posibilidad de reducir algunos de los problemas inherentes que tienen los sistemas que utilizan aceite.

Los pozos con BHSS, generalmente se pueden controlar cambiando el volumen del fluido de poder. Si no se conocen bien los ciclos de tiempo de los sistemas de BHSS estos no se recomiendan.

TABLA 8.	
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRAULICO SUBSUPERFICIAL	
<u>Ventajas</u>	
<ul style="list-style-type: none"> - Flexibilidad para los cambios en las condiciones de producción. - Las instalaciones para el uso de agua requieren de baja inversión. - No se requiere una unidad de servicio especial en el diseño de bombas libres. - Adaptable en agujeros curvos. - Es posible la automatización. - Baja inversión para volúmenes arriba de 400 bl/día desde grandes profundidades. - El equipo puede ser centralizado. 	
<u>Desventajas</u>	
<ul style="list-style-type: none"> - Mantener limpio el aceite de poder (si es utilizado). - Existe riesgo de seguridad debido a las altas presiones en el sistema en que se utiliza aceite como fluido de poder. - Pérdida del aceite de poder en las fallas del equipo superficial. - Diseño complicado. - Usualmente se necesitan múltiples para las sortas de tuberías. - Dificultad para instalar la bomba en las secciones dispuestas. - Algunos problemas con arena, incrustación, gas, o corrosión. - Alta inversión para altos volúmenes desde profundidades someras a medias. - Dificultad para hacer pruebas de pozo. 	

4.4.1 El Bombeo Hidráulico puede solucionar muchos problemas de producción.

Por más de cinco décadas, los sistemas de bombeo hidráulico han ofrecido soluciones creativas para las compañías que se enfrentan a una gran variedad de problemas de producción. Hoy en día, el desarrollo de tecnología para pozos y la capacidad

comprobada de este método de bombeo continúa proporcionando atractivas vías de acceso en lo que se refiere a la producción de pozos y los requerimientos de prueba y evaluación.

Las principales características de este sistema es la adaptabilidad única que presenta a las cambiantes condiciones de algunos pozos, su uso tan efectivo en profundidades altas o someras, así como su capacidad para instalar y recuperar la bomba subsuperficial a través de la circulación del fluido. Las bombas hidráulicas tipo pistón (Fig. 4.1) se utilizan en la producción de bajos volúmenes, hasta 8,000 bl/día. Las bombas tipo jet son utilizadas para producir hasta 18,000 bl/día (Fig. 4.2).

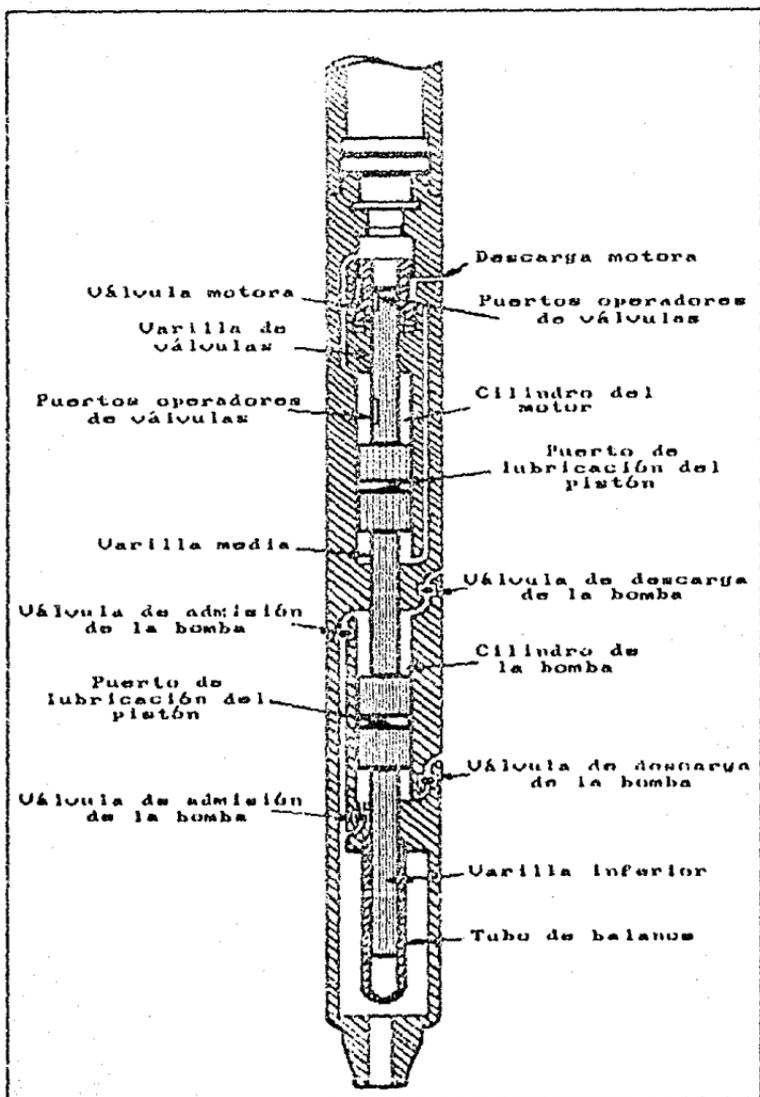


Fig. 1- Las bombas tipo pistón se pueden utilizar para producir bajos volúmenes, hasta 8,000 bl/día.

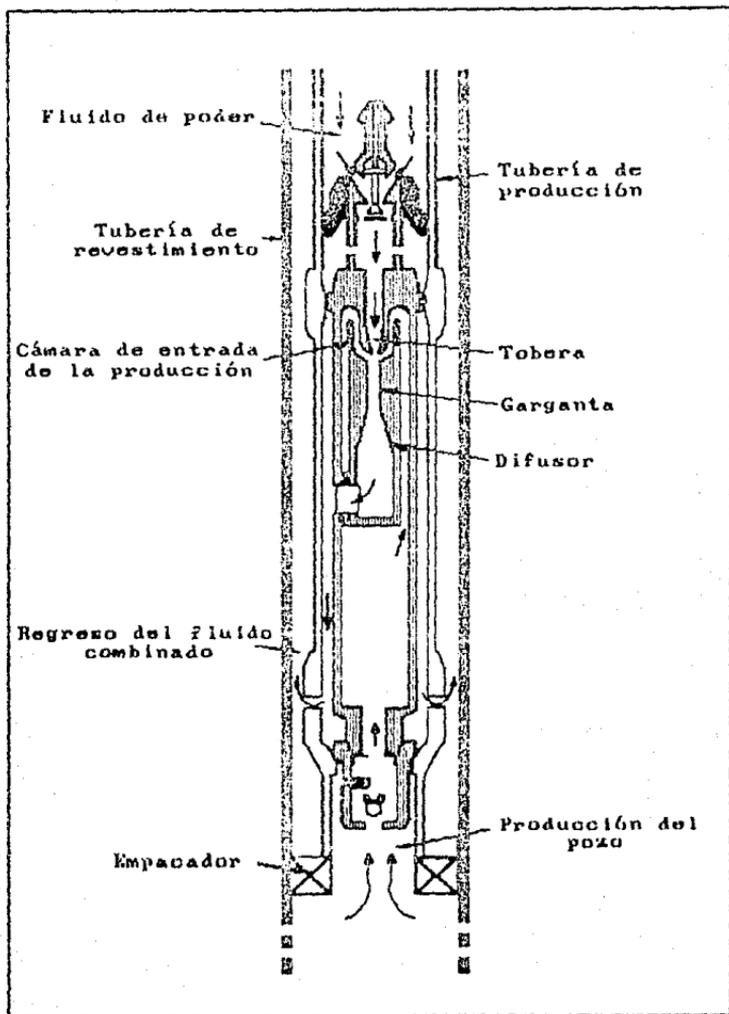


Fig. 2- Las bombas tipo jet con capaces de bombear altos volúmenes, tanto como 18,000 bl/día.

BENEFICIOS

Los beneficios notables de las bombas hidráulicas incluyen:

- **Bomba libre.** La capacidad que presenta la bomba hidráulica tipo pistón o jet para circular dentro y fuera del pozo es un importante beneficio. Este procedimiento regularmente se puede realizar en una o dos horas, el cual minimiza las pérdidas de tiempo y elimina la necesidad de traer un equipo de reparación.

- **Pozos Desviados o Curvos.** Los pozos desviados, relativamente no son problema para las bombas hidráulicas libres. Recientemente, una bomba tipo jet fue circulada dentro y fuera de un pozo con una profundidad de 11,000 pies con una desviación mayor a $22^{\circ}/100$ pie, y estaba bombeando con una inclinación de 70° .

- **Flexibilidad.** Mediante la simple regulación del gasto de flujo del fluido de poder, se pueden hacer variar los gastos de producción de las bombas tipo pistón desde un 10% hasta un 100% de la capacidad de desplazamiento de la bomba. Las bombas tipo jet pueden también realizar mejor o igual este trabajo mediante el control de la presión del fluido de poder y/o el gasto. La flexibilidad va más allá debido a la conveniencia que presenta el poder cambiar ya sean las relaciones de pistón en una bomba reciprocante o las relaciones tobera/garganta en una bomba jet a fin de hacer compatibles el gasto de producción requerido y las condiciones de fondo durante el bombeo. Las características de la bomba libre permite que el cambio de las relaciones mencionadas se realicen sin necesidad de una unidad de reparación y dentro de un plazo de una o dos horas.

- **Producción de arena.** Debido a que una bomba tipo jet opera sin necesidad de partes móviles, ésta puede manejar una gran cantidad de arena y otros sólidos. La tobera y la garganta están hechas con materiales altamente resistentes a la abrasión tales como el carburo de tungsteno.

Para las bombas tipo pistón, las superficies de deslizamiento se pueden lubricar mediante el fluido de poder, el cual tiende a rechazar la arena y reducir el desgaste.

Como con todas las bombas hidráulicas, la carencia de partes móviles dentro de la tubería de revestimiento elimina el desgaste del tubo, una importante característica en la producción de arena y en los pozos perforados direccionalmente.

- **Crudo pesado y aceites viscosos.** Las bombas pueden manejar con relativa facilidad crudos viscosos y pesados. Esto se efectúa mediante el uso de fluidos de poder para reducir la viscosidad del crudo por medio de: calentamiento, dilución, o la adición de químicos. Por ejemplo, con bombas tipo pistón y jet ha sido posible producir crudos de menos de 4° y 6° API en instalaciones ubicadas en California tanto en tierra como en el mar.

- **Corrosión.** Una característica inherente de los sistemas de bombeo hidráulico es que las fatigas por corrosión se pueden minimizar, debido a que los elementos que realizan los esfuerzos de trabajo se pueden limitar a unas cuantas partes fabricadas con materiales altamente resistentes a la corrosión, y los sistemas de tuberías no están sujetas a cargas cíclicas. Los inhibidores también se pueden inyectar junto con el fluido de poder para ayudar a combatir los agentes corrosivos en la bomba. Además, el equipo hidráulico subsuperficial se puede fabricar con metales resistentes a la corrosión que satisfagan

las condiciones de bombeo. Los recubrimientos de carburo de silicón provenientes de metales menos costosos también pueden ayudar a minimizar los problemas provocados por la corrosión.

- Manejo de gas. Las bombas tipo jet pueden manejar una apreciable cantidad de gas debido al hecho de que estas no tienen partes móviles. Un fluido producido con una relación gas/líquido (RGL) tan grande como 500 pie³/bl es una excelente aplicación para la bomba tipo jet, igualmente los pozos pueden ser producidos con una RGL tan grande como 1,000 pie³/bl. Arriba de una RGL de 1,000 pie³/bl, el pozo regularmente fluirá con una presión de fondo tan baja para una producción con bomba jet. Un artículo de la SPE² describe dos pozos con una profundidad de 14,750 y 13,700 pies que tuvieron una RGL de 583 pie³/bl y 876 pie³/bl, respectivamente. Uno de los pozos probó 900 bl/día y su gasto permisible había sido establecido como 400 bl/día.

- Areas costafuera o apartadas. El bombeo hidráulico se adapta particularmente en áreas costafuera o en regiones apartadas. Si se tienen varios pozos perforados desde una plataforma o isla, estos se pueden operar mediante una instalación de fluido de poder central en la misma plataforma o isla, o desde una plataforma adyacente o una instalación en tierra. Otro artículo de la SPE³ reportó el uso del bombeo tipo jet en una remota plataforma de la Costa del Golfo en reemplazo de un sistema de bombeo neumático. La ineficiencia del sistema de bombeo neumático fue atribuida a la baja densidad del crudo (19.4° API), baja presión del yacimiento, y a las altas desviaciones que presentaban los pozos (40°-50°).

Como en los casos anteriores y gracias a la gran capacidad de agua existente, se ha ido incrementando el uso de las bombas

hidráulicas de fondo en muchas aplicaciones en todo el mundo, incluyendo las instalaciones costafuera, en tierra, al igual que en ambientes selváticos y árticos.

Un artículo de la revista World Oil⁴ describe como el uso del bombeo hidráulico resolvió los problemas del bombeo de aceite en la selva de Indonesia. Su elección anterior de bombeo artificial se vió limitada por la carencia de gas para el bombeo neumático, ausencia de un sistema para la distribución de energía en todo el campo, inadaptabilidad de una unidad para el servicio de pozos, y por la ausencia de caminos de acceso en un ambiente pantanoso. Todo el equipo tuvo que ser lo suficientemente compacto para que pudiera ser conducido por helicóptero. La solución que se tomó fue el uso de locaciones individuales para los pozos, instalaciones montadas sobre deslizadores, y unidades para el fluido de poder hidráulico las cuales por su peso, casi colapsan los helicópteros. El gas del pozo se utilizó como combustible para los motores de gas que se utilizaron como motor principal. El sistema tipo jet libre permitió que la bomba subsuperficial se colocara y retirara sin la necesidad de un aparejo de reparación. La simplicidad de la bomba tipo jet hace que, cuando es necesario, su reparación se facilite en el mismo sitio donde se encuentra el pozo.

- Pozos profundos. Las bombas hidráulicas se han corrido en profundidades tan grandes como 18,000 pies. Se pueden alcanzar mayores profundidades con los diseños y materiales adecuados. Se han hecho estimaciones de bombeo de fluidos para profundidades de hasta 30,000 pies.

APLICACIONES REALIZADAS HASTA LA FECHA

Hoy en día las aplicaciones del bombeo hidráulico no solo incluyen los requerimientos de producción de cada día sino que también proporcionan soluciones para una infinidad de problemas como se mencionó anteriormente.

La lista siguiente es un ejemplo de las exitosas aplicaciones especiales que ha tenido el bombeo hidráulico.

Evaluación de pozo. Uno de los objetivos principales de la compañías petroleras es seleccionar apropiadamente el tipo y tamaño del equipo de bombeo artificial basados en un estudio de comportamiento de afluencia (IPR). Este es una función de los variantes gastos de producción con su correspondiente presión de formación. Para llevar a cabo dicha evaluación, se puede llevar hasta la localización del pozo un sistema portátil (Fig. 4.3) o uno montado sobre deslizadores.

Igualmente se puede instalar una bomba hidráulica de pistón o una jet con registradores de presión y temperatura. Entonces, la bomba se puede operar mientras se miden los gastos de producción. Las mediciones comprenden los volúmenes de agua, aceite, y gas. Esta información permite el desarrollo del IPR y la propia selección del equipo de bombeo artificial.

Un estudio de la Universidad de Texas⁵ habla de unos cuantos casos históricos en donde este análisis ha ayudado a las compañías en seleccionar propiamente el diseño del sistema permanente de bombeo con varillas, hidráulico, o eléctrico sumergible.

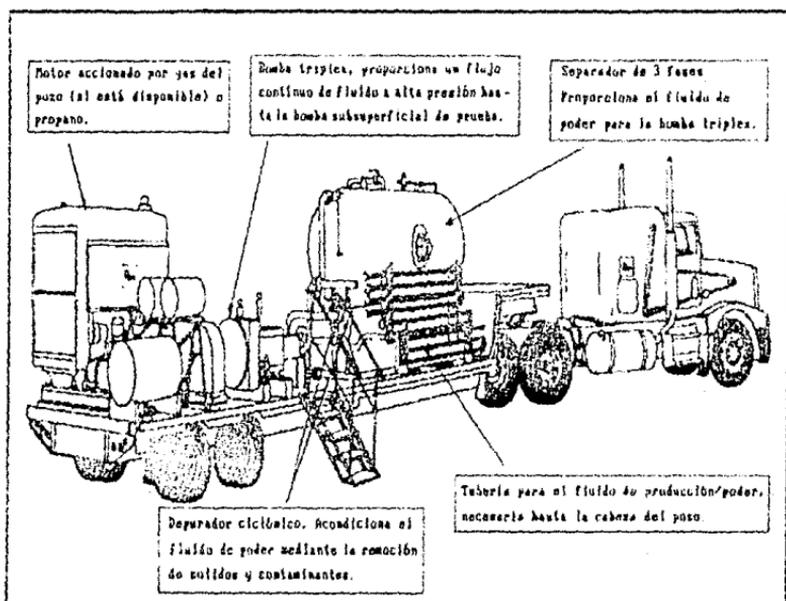


Fig. 1- Se puede utilizar una unidad de prueba portátil para bombas hidráulicas con el fin de obtener una prueba precisa del pozo para que se pueda seleccionar el equipo óptimo de terminación.

Pruebas de formación. La bomba jet ha probado su ventaja en la conducción de pruebas de formación* de zonas o pozos que presentan ya sea dificultad en su flujo inicial o bien, que no fluyen en absoluto. La bomba jet en combinación con registradores de presión normal y temperatura, proporciona a los operadores un método sencillo que puede dar una firme y segura extracción durante un periodo de muchos días, de tal manera que los fluidos del pozo se puedan remover junto con los fluidos de acidificación y de trabajo.

*Conocidos en inglés como Oil "Drillstem test"

La jet más común para las pruebas DST es la jet con camisa deslizante (SSJ) (Fig. 4.4). La jet se corre comúnmente con línea de acero hacia el interior de una camisa deslizante. Utilizando varias camisas deslizantes y empacadores, se simplifica la prueba de varias zonas diferentes con una sola terminación. Se han podido lograr los siguientes gastos de flujo: para tubería de 2 3/8 pg., 2,300 bl/día; para tubería de 2 7/8 pg., 6,700 bl/día; para tubería de 3 1/2 pg., 11,000 bl/día; para tubería de 4 1/2 pg., 16,500 bl/día. Estos gastos fueron medidos con una reciente DST y los incrementos en los gastos de flujo son sin duda factibles dependiendo de las características del pozo y la potencia que se tenga en la superficie.

El segundo método DST emplea una bomba jet fija, la cual se corre con tubería de producción o con tubería de perforación y se instala ya sea en una zapata de asiento o en diferentes nipples fijos (Fig. 4.5). En todo el mundo las pruebas DST que utilizan bombas tipo jet han demostrado ser una herramienta muy útil, especialmente en las situaciones en que se manejan crudos pesados con una densidad tan baja como 6° API.

Junto con los inherentes beneficios de una bomba jet, su costo es significativamente menor que el bombeo con nitrógeno. La bomba jet puede ser transportada fácilmente por un técnico capacitado el cual asistirá en la corrida de la bomba y la subsecuente evaluación de los datos de la prueba.

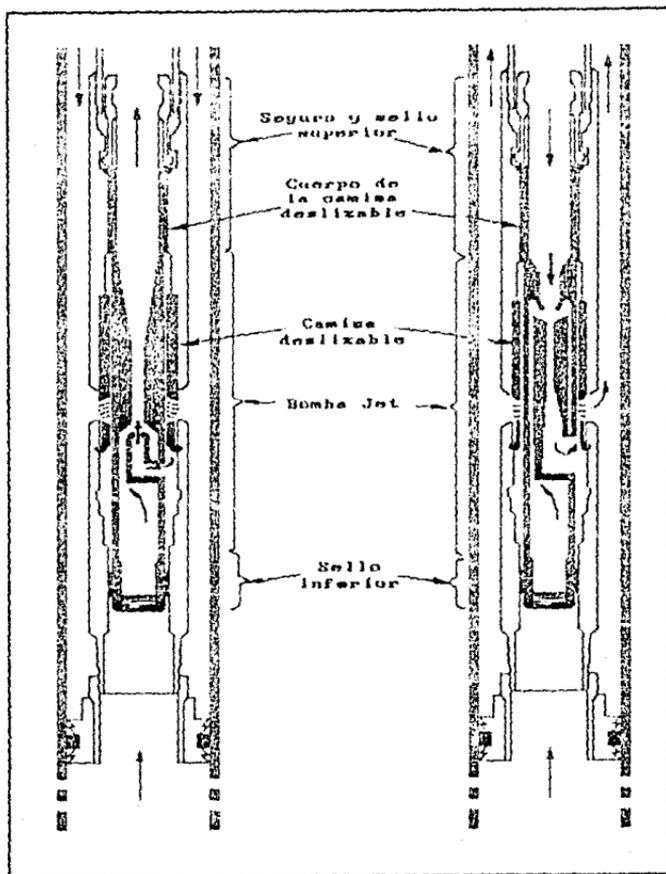


Fig. 4- Las bombas Jet con camisa deslizable son útiles cuando se desean correr pruebas DNT. Se está usando la circulación inversa en la configuración de la izquierda; y la circulación normal en la derecha.

Pozos de descarga. Uno de los métodos empleados para descargar un pozo utiliza nitrógeno líquido suministrado a

través de tubería flexible con el objeto de bombear neumáticamente el pozo. Si bien esto puede descargar el pozo más que con flujo natural, el nitrógeno no siempre está disponible y es posible que tampoco sea costeable.

La bomba jet ha demostrado por sí misma ser una económica alternativa al bombeo con nitrógeno. En áreas tales como la Ladera Norte de Alaska, se está utilizando este método para descargar el pozo junto con un registrador de presión y temperatura mientras simultáneamente se están registrando los datos de afluencia. En operación, la bomba jet se sujeta con la tubería flexible y se asienta en un niple fijo. El fluido de poder se circula hacia abajo a través de la tubería flexible y la mezcla de los fluidos de poder y producido regresan por el espacio anular que forman la tubería flexible y la tubería de producción (Fig. 4.5).

Produciendo arriba de una BES. Cuando se tiene disponible el fluido de poder, se puede utilizar una bomba jet como una herramienta temporal o permanente de producción en pozos que presentan decadencias con las BESs (Bombas Eléctricas Sumergibles). El fluido de poder puede ser fácilmente suministrado en ubicaciones donde existe gran cantidad de agua de inyección cerca de pozos productores, lo cual es común en muchas instalaciones costafuera. Cuando ningún otro recurso está disponible, se puede utilizar una unidad compacta de poder hidráulico montada sobre deslizadores.

Si la BES está instalada abajo del empacador y una camisa deslizante es instalada arriba del empacador, se puede instalar una bomba jet. Si no existe una camisa deslizante, se puede perforar la tubería de producción y mediante línea de acero puede ser instalada la bomba jet. Esto hace posible que el pozo se pueda producir mientras se espera a una unidad de

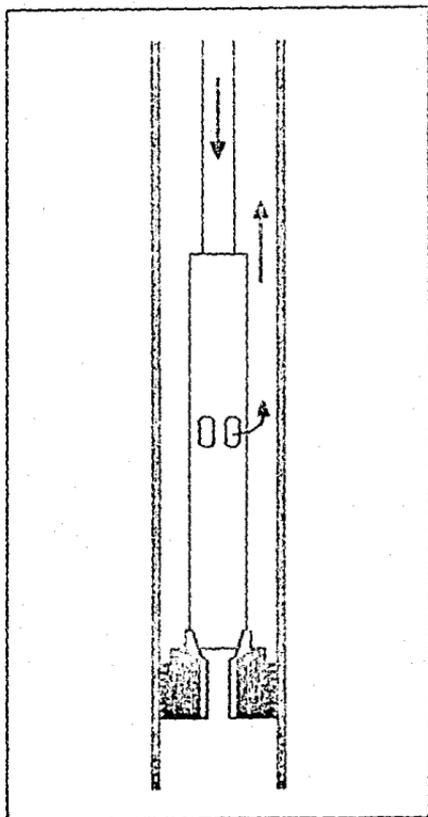


Fig. 4-5. Otra opción para mejorar pruebas DWT se utilizan con bomba jet fija instalada en tubería de producción o en tubería de perforación. Esta configuración también se utiliza para pruebas de destape.

reparación. La capacidad de producción de la bomba jet en esta aplicación puede en algunas ocasiones igualar a la de una BES, pero ésta es generalmente menor que la BES. Existen dos sistemas básicos de instalación, como se muestra en la Fig. 4.6. En la Fig. 4.6 izquierda, se empleó un sistema de herramienta en forma de Y abajo del empacador.

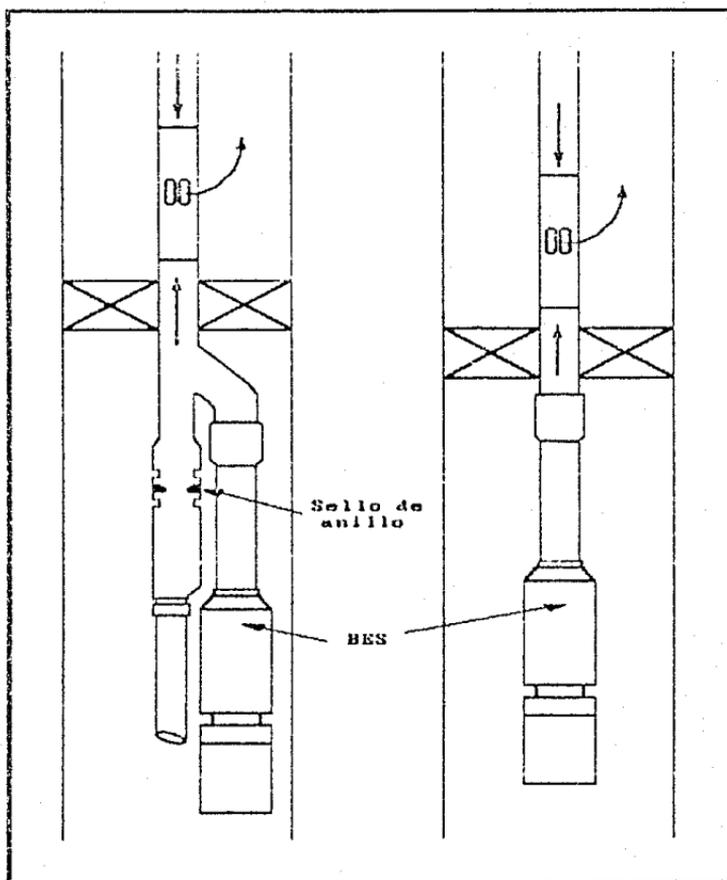


Fig. 6- Dos sistemas de conexión que utilizan una bomba hidráulica arriba de una fracazada bomba eléctrica sumergible (BES). Ambas requirieron de una camisa deslizable arriba del empacador si es que la BES está colgada abajo del empacador. En la ausencia de una camisa, se debe perforar la tubería de producción.

Bajas presiones de fondo. Es de conocimiento general que las bombas con pistones de acción hidráulica pueden completa y efectivamente bombear un pozo. Las bombas jet, sin embargo, fueron originalmente pensadas para requerir una sumergencia de la bomba o un equivalente de fluido por arriba de la bomba de un 20% o más de la profundidad del pozo. Un artículo de la SPE⁶ ilustra claramente que las pruebas actuales de campo demuestran que las bombas jet han producido de pozos con una sumergencia de bomba menor al 10% de la profundidad total. En primera instancia se nota en el artículo que un pozo con una profundidad de 13,500 pies tuvo un 7% de sumergencia utilizando una potencia hidráulica de 128 hp.

Retrolavado de pozos de inyección de agua. Las bombas jet se han utilizado como un medio de retrolavado para pozos de inyección de agua. Hay dos sistemas básicos empleados para realizar esto, con bomba jet fija y con una bomba jet con camisa deslizante (SSJ). Para su instalación arriba del empacador, la jet fija requiere de un equipo de reparación. El sentido de flujo del fluido de poder usualmente es circulación normal (Fig. 4.5). Las bombas jet fijas también se pueden correr en el fondo con tubería flexible o con tubería macarrón dentro de la tubería de inyección, eliminando cualquier contacto de los fluidos de poder y producción con la tubería de revestimiento.

La bomba jet SSJ, es el sistema más simple para retrolavado de inyección. La terminación más común incluye una camisa deslizante arriba del empacador. Esto permite que la SSJ sea instalada sin la necesidad de utilizar un equipo de reparación, empleando solo una unidad de línea de acero para abrir la camisa deslizante e instalar la bomba. La trayectoria preferente de flujo es circulación inversa, la cual mantiene a los

hidrocarburos y al agua de inyección fuera del espacio anular de la tubería de revestimiento (Fig. 4.4). La fuente más común del fluido de poder es el agua de inyección.

La bomba jet TFL (a través de la línea de flujo). Este tipo de bomba fue la primera bomba jet de tipo libre corrida en un pozo petrolero (1970). Este sistema fue diseñado para válvulas de bombeo neumático y otras herramientas que requieren el uso de línea de acero en terminaciones submarinas. Se instalan dos sartas de tubería paralelas con un miembro en forma de H, conectándolas cerca del fondo, y se instalan dos líneas de flujo desde la cabeza del pozo hasta una zona remota. La conexión que va de las líneas de flujo a las sartas de tubería es una curva de 5 pies de radio, la cual permite la circulación de las herramientas hasta, y desde, el miembro en forma de H hasta la localización remota.

Por lo tanto, la bomba jet TFL es una bomba libre que se puede adaptar en tierra y en lugares donde existe un miembro en forma de H. La bomba submarina tiene una longitud de 13.25 pg. y un diámetro de 1.875 pg.

La bomba TPJ (jet con empacadores para la TP). Este tipo de bombas se utilizan cuando se desea convertir un pozo a un sistema con bombeo hidráulico jet sin necesidad de extraer la tubería de producción, pero sin que existan camisas deslizables en ella.

Para cada uno de los siguientes tres sistemas de terminación, se debe instalar un empacador arriba de las perforaciones:

- 1) Con un niple fijo arriba del empacador. La tubería de producción se perfora justo arriba del niple. Se procede a

instalar la bomba jet TPJ en el niple fijo el cual está empacado en el fondo y, en la parte alta, la bomba se fija con las cuñas del empacador de la tubería. La jet TPJ quedará fija en el niple de fondo y en las cuñas en la parte superior, entonces el sistema estará ensamblado. La circulación del fluido puede ser normal o inversa.

2) Sin niple arriba del empacador. La tubería de producción se perfora arriba del empacador. La bomba jet TPJ se corre y se instala entre dos empacadores (superior e inferior) montados en la tubería, de tal forma que dichos empacadores permanezcan entre las perforaciones que se realizaron en la tubería de producción (Fig. 4.7). Nuevamente, la circulación del fluido puede ser normal o inversa.

3) Produciendo a través de mandriles de BN o en una terminación para BN. El uso de las bombas jet en terminaciones para bombeo neumático (BN) se ha ido incrementando debido principalmente a su adaptabilidad con la terminación ya existente. Los pozos en los cuales se ve incrementada su producción de agua, generalmente comienzan a dejarse, o en algunos casos, se abandonan completamente. Las bombas jet tienen la capacidad, dependiendo del tipo de terminación que se tenga, de igualar o mejorar significativamente la producción de un pozo con bombeo neumático que presenta problemas ya sea de baja o alta producción de agua. Si no existen camisas deslizables en la TP, se puede instalar una bomba jet TPJ a través de un mandril para bombeo neumático para ser trabajada ya sea por circulación normal o por circulación inversa.

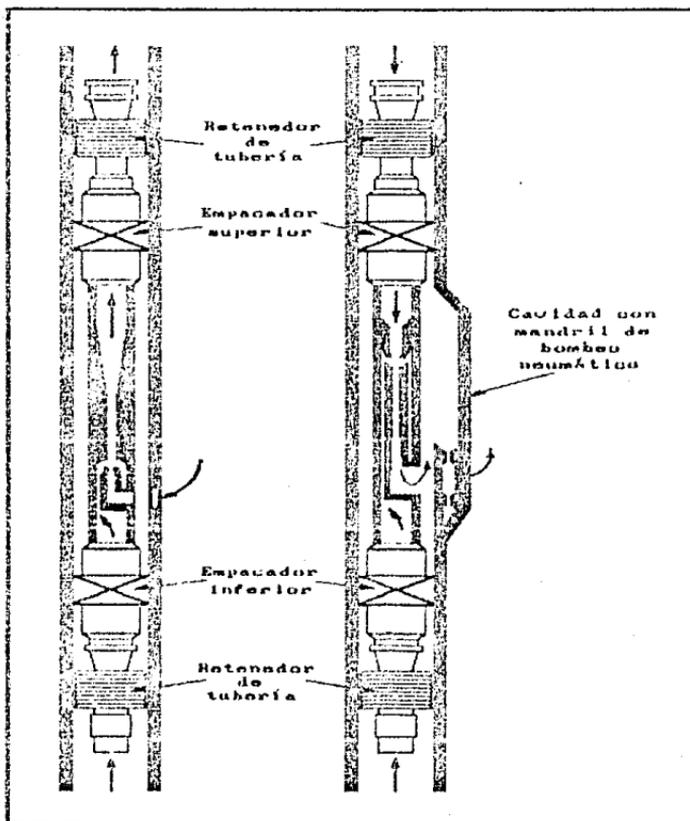


Fig. 7.- Dos métodos para convertir un pozo a bombeo hidráulico sin necesidad de extraer la tubería de producción. Se perfora la tubería de producción y el conjunto de piezas de la bomba se coloca de tal forma que las perforaciones queden entre los empacadores (izquierda). Se utiliza la circulación inversa para el bombeo del fluido de poder. A la derecha, una válvula de bombeo neumático se utiliza con circulación normal para el bombeo del pozo.

4.5 Bombeo Electrocentrífugo Subsuperficial.

El bombeo electrocentrífugo subsuperficial (BESS), cuenta con menos del 2% de las instalaciones de bombeo artificial en Estados Unidos. Este es principalmente un método de alto volumen para poca profundidad. Este se puede utilizar en instalaciones con un solo pozo o en instalaciones con pozos ampliamente separados puesto que cada pozo se puede considerar como una instalación individual, la cual puede estar montada sobre deslizadores para facilitar su traslado. Estas instalaciones pueden contar con un generador de electricidad accionado por gas.

Una de las principales desventajas del BESS es que el sistema es severamente afectado por el gas en la bomba, aunque para reducir este problema, se puede instalar en la bomba de fondo centrífuga un ancla o separador centrífugo de gas, el cual tiende a hacer mucho mejor el trabajo que cualquier otro tipo de ancla de gas (Tabla 9). Otra desventaja aún mayor, es que el ritmo de producción baja drásticamente con la profundidad.

Hasta la fecha, la experiencia ha limitado la instalación del BESS hasta un máximo de 8,000 pies debido a las caídas de energía eléctrica más allá de esta profundidad.

El servicio requiere que la tubería sea extraída y se han experimentado considerables problemas a través de los años con el cable eléctrico que se debe colocar en el fondo del pozo.

Las bombas eléctricas sumergibles durarán más si son usadas constantemente. Si la producción requerida es constante y el

gas no presente un problema, las bombas eléctricas sumergibles son relativamente fácil de dimensionar y de operar sin problemas, dependiendo de los factores corrosivos y abrasivos.

Hay tres métodos disponibles para incrementar o docrementar la producción con bombas eléctricas sumergibles:

- (1) Encenderlas o apagarlas a solicitud.
- (2) Utilizando un control de velocidad variable, el cual controla las rpm de la bomba subsuperficial mediante la variación de la frecuencia de la corriente.
- (3) Dividiendo el flujo producido en la cabeza del pozo y reciclar hacia abajo parte de la producción a través de la tubería de revestimiento.

Este último método es fácil de implementar y requiere de una mínima inversión en tubería, conexiones, medidor de volumen de líquido (opcional) y un estrangulador en la línea de regreso. Las sustancias químicas (rompedores de emulsión e inhibidores de corrosión) se pueden inyectar en el flujo de regreso para obtener mejores resultados.

Los principales métodos de supervisión para los pozos con BESS en un campo son las pruebas de gasto de producción, cartas de amperímetro, y las pruebas sónicas del nivel del fluido.

Las cartas de amperímetro tienen una duración de 7 días registrando la lectura del sistema de amperaje en una carta circular. Como con las cartas dinamométricas, las cartas de amperaje revelan solamente parte de la historia. Adicionalmente, el ingeniero necesita las pruebas de gasto de producción y niveles de fluido para analizar completamente sus pozos.

INCERTIDUMBRES

El efecto de las incertidumbres debe ser tomado en cuenta en la selección de un sistema de bombeo artificial. Si los pozos requieren de bombeo artificial desde su terminación inicial, entonces se considerarán las incertidumbres tales como el tamaño del yacimiento, las características del comportamiento futuro del mismo, y otros factores semejantes que pudieran existir. Todos estos factores se deben evaluar para la selección de un sistema.

TABLA 9.	
VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL BOMBEO ELECTROCENTRIFUGO SUBSUPERFICIAL	
<u>Vantajas</u>	
<ul style="list-style-type: none">- Capacidad para producir muy altos volúmenes de fluido desde profundidades someras a medias.- Baja inversión para profundidades someras.- Es posible la automatización -no más que el BVS.- El tamaño de la TR no es crítica para altos gastos de producción.	
<u>Desventajas</u>	
<ul style="list-style-type: none">- El diseño del cable eléctrico.- Carencia de flexibilidad para los cambios en las condiciones de producción, a menos que el sistema sea cronometrado. El inherente diseño lo hace indeseable y resultarán altos los costos de operación.- Se pierde más tiempo y hay más problemas cuando se debe extraer la tubería para reparar la bomba o el motor.- Requiere encontrar energía eléctrica a bajo costo.- La tendencia a la incrustación es un gran problema de operación.- La dificultad para el manejo de arena o gas.	

4.6 Como disminuir los costos de operación.

4.6.1 Costos asociados con el bombeo artificial.

Evidentemente, todas las compañías, grandes o pequeñas,

nacionales o internacionales, tienen interés en las operaciones de bombeo artificial a los costos más bajos posibles.

¿Cuáles son los costos asociados con el bombeo artificial?. Existen costos de instalación, energía, reparación, mantenimiento, y costos de mano de obra operativa.

Los costos de instalación son los más fáciles de predecir. Una vez que el diseño del bombeo y sus respectivas listas de materiales se han completado, un buen precio es todo lo que hay que buscar.

Los costos de energía es el siguiente paso a predecir y supervisar, ciertamente estos costos no son solo los que contribuyen al costo total de operación de un pozo.

La mayoría de las compañías definen los costos de bombeo como sigue:

$$\text{COSTOS DE BOMBEO TOTAL} = \text{INSTALACION} + \text{ENERGIA} + \\ \text{MANTENIMIENTO} + \text{REPARACION} + \text{MANO DE OBRA}$$

$$\frac{(\text{COSTOS BOMBEO})}{(\text{bl} - \text{pie})} = \frac{\text{CBT}}{(\text{BFPD} * \text{Bombeo neto})}$$

donde:

CBT = Costo de bombeo total por día

BFPD = Barriles (aceite y agua) estándar / día

bombeo neto = nivel del fluido de trabajo (columna líquida) en el espacio anular desde la superficie; 1,000 pie.

Por ejemplo:

$$\text{CBT} = \$11,675/\text{mes} = \$384/\text{día}$$

$$\text{BFPD} = 125 \text{ bl/día de aceite} + 125 \text{ bl/día de agua} = 250 \text{ bl}$$

$$\text{bombeo neto} \approx 4,575 \text{ pie desde superficie}$$

entonces se tendrá que:

$$\text{bl-pie} = 250 * 4.575 = 1143.75 \text{ bl-pie}$$

$$\text{Costo de bombeo / bl-pie} = \$384 / 1143.75 = \$0.336 / \text{bl-pie}$$

La experiencia de muchas compañías muestra que la regla general es que los costos totales de mantenimiento, reparación, mano de obra y energía durante la vida del pozo serán 10 veces el costo inicial; y que los ingresos netos durante el mismo periodo serán de aproximadamente 75 veces el costo inicial del sistema de bombeo artificial. Los ingresos netos, por supuesto, dependerán en gran medida de las reservas y de otros factores que puedan ayudar u obstaculizar las operaciones.

Esto significa que se debe hacer énfasis en dos áreas: seleccionar el sistema de bombeo apropiado por eficiencia en costo, y desarrollar un programa para mantener una alta eficiencia en el bombeo a través de la vida del pozo. El costo inicial debe ser solo una consideración; como es obvio, frecuentemente se busca un bajo precio en la orden del equipo.

El costo real de los sistemas de bombeo se establecen mediante:

- a) Evaluación y selección del sistema de bombeo más efectivo en un tiempo determinado en la vida del

pozo basado en el comportamiento del pozo como sistema (comportamiento de afluencia, en particular).

- b) El diseño del mejor sistema una vez que este fue seleccionado.
- c) La supervisión de la eficiencia del sistema durante su vida.
- d) La evaluación posterior del sistema de bombeo durante la vida del pozo y el posible cambio a un sistema de bombeo más efectivo según el comportamiento del pozo y el cambio en las condiciones (baja presión del yacimiento, incremento en la relación agua-aceite, etc.).

4.6.2 Eficiencia del Bombeo Artificial.

Si definimos la eficiencia como hacer bien las cosas, necesitamos un método para la evaluación de la eficiencia de los diferentes sistemas de bombeo artificial. En términos de hacer bien las cosas, básicamente la baja eficiencia significa que alguna de la energía consumida y que está siendo suministrada al pozo se está desperdiciando, específicamente:

$$EFICIENCIA = \frac{\text{(Trabajo útil proporcionado)}}{\text{(Trabajo total consumido (o energía consumida))}}$$

Para sistemas con bombeo hidráulico subsuperficial (BHSS), bombeo electrocentrífugo subsuperficial (BESS), o bombeo con varillas de succión (BVS), la potencia (hp) o trabajo proporcionado es igual al volumen a través de los tiempos de bombeo por el incremento de presión a través del bombeo, es decir:

$$TRABAJOUTILPROPORCIONADO = Q \cdot \Delta p \cdot 1.7E - 0.5$$

donde:

$$Q = \text{bl/día (volumen a través del bombeo)}$$

$$\Delta p = \text{cambio en la presión a través del bombeo (lb/pg}^2\text{)}$$

Para bombeo neumático, la eficiencia se mide como un cambio de la presión en la cara del pozo (P_{wf}) desde un gradiente a otro a medida que se adiciona gas al sistema y cambia la presión en la cara productora del pozo. La potencia proporcionada tendrá la misma ecuación anterior pero el término Δp tendrá un significado diferente:

$$\Delta p = \text{reducción de la presión en la cara del pozo (} P_{wf} \text{) con la inyección de gas}$$

La potencia hidráulica (HHP) para bombear 1 bl de líquido es:

$$HHP = q \cdot \gamma \cdot D \cdot 7.36E - 06$$

donde:

$$q = \text{bl/día de líquido (a c.s.)}$$

$$\gamma = \text{densidad relativa del líquido (agua} = 1.0\text{)}$$

$$D = \text{profundidad de bombeo, pie}$$

Por ejemplo, para 100 bl/día de aceite de 35° API ($\gamma=0.849$) bombeado desde 6,000 pies, requerirá:

$$HHP = (100) \cdot (0.849) \cdot (6,000) \cdot (7.36 E-06)$$

$$\text{HHP} = 3.75 \text{ hhp}$$

Asumiendo una eficiencia en el bombeo del 40%, entonces los 3.75 hhp requerirán 9.37 hp de consumo de energía (3.75/0.4). Transformando los hp a kilowatts:

$$0.746 \text{ kw/hp} * 9.37 \text{ hp} = 6.99 \text{ kw}$$

A través de un año de operación, este sería aproximadamente:

$$(7.0 \text{ kw} * 360 \text{ días} * 24 \text{ horas}) = 60,480 \text{ kwh/año}$$

(Esto hace la razonable suposición que el pozo estaría fuera de servicio como mínimo 5 días durante el año por alguna razón). Utilizando \$0.09/kwh, los costos de energía serían alrededor de \$5,400/año justo para proveer al pozo con la energía suficiente para operar el sistema de bombeo. Esto supone que el sistema permanece tan eficiente como cuando fue diseñado. Sin embargo, si existiera una pérdida de energía en la bomba o en la tubería que causara una disminución en la eficiencia del 15%, los costos de energía aumentarían cerca de \$1,000.

La energía eléctrica de entrada a un sistema con motor eléctrico se calcula como:

$$\text{ENERGIA DE ENTRADA (hp)} = 1.341 * \text{kw}$$

donde:

kw = kilowatts de entrada al motor

Para motores de gas, el equivalente de la potencia (hp) en rpm promedio se puede calcular utilizando cartas del fabricante. Las rpm se pueden medir con un tacómetro de grabación.

Las eficiencias esperadas para BVS (varillas de acero), BESS, o BHSS son todas de alrededor del 40%. Los sistemas con varillas de fibra de vidrio frecuentemente tienen eficiencias del 50% y mayores. El bombeo neumático continuo tiene promedios históricos de alrededor del 18% de eficiencia; mientras que la eficiencia en el bombeo neumático intermitente y bombeo con émbolo son de aproximadamente 12%.

Como se mencionó anteriormente otro método común para supervisar la eficiencia, es desde el punto de vista de \$/bl-pie, realmente esto es:

$$\frac{(\text{Costo bombeo(ENTRADA)})}{(\text{bl-pie(SALIDA)})}$$

el cual normaliza o regulariza los números de modo que se puedan hacer comparaciones de campo a campo. Las comparaciones pozo a pozo y aún sistema a sistema se pueden hacer utilizando relaciones:

ENTRADA/SALIDA o bien SALIDA/ENTRADA

El dinero representa la ENTRADA y el denominador representa el trabajo ejecutado, justo a la inversa de nuestra definición de eficiencia.

Ocasionalmente, algunos ingenieros tratan de normalizar mediante el uso de bl/día por pie neto de bombeo. Esto es incorrecto, porque en cualquier sistema de bombeo bl/día es SALIDA y pie neto de bombeo es SALIDA. Usando la relación bl/día por bombeo neto sería SALIDA/SALIDA. Sería apropiado utilizar bl/día por pie de sumergencia de bomba para sistemas BVS, BESS, o BHSS puesto que pies de sumergencia sería una

adecuada ENTRADA para el sistema. Podemos obtener los valores del bombeo neto o de la sumergencia de la bomba de estudios con sonda sónica para pozos con sistema de BVS y BESS.

La ENTRADA para un sistema con BESS podría ser amperes, kwh o hp, y para un sistema con BVS la ENTRADA sería la sumergencia de la bomba, la cual incluye:

- a) hp en la varilla pulida,
- b) torsión máxima de balanceo,
- c) máximo esfuerzo en la parte superior de la varilla,
- d) rango de esfuerzo en la parte superior de la varilla,
y
- e) sumergencia de la bomba.

La ENTRADA para un sistema BHSS sería el volumen y la presión del sistema de poder, y potencia (hp) consumida (motor eléctrico o de gas). La ENTRADA para un sistema de bombeo neumático sería el volumen de gas inyectado, la presión de inyección, y potencia (hp) consumida (motor eléctrico o de gas). El consumo en hp para el BHSS y el BN no es tan fácil de determinar en una base individual debido a que ambos sistemas son generalmente sistemas multipozo con una estación de poder central. La SALIDA para cualquier sistema es barriles pie por día (BFPD), barriles aceite por día (BOPD), y bombeo neto.

Los cálculos SALIDA/ENTRADA se pueden hacer individualmente en pozos por comparación dentro de un campo y sus promedios (o valores medios) pueden ser comparados de campo a campo, distrito a distrito, etc. Los anómalos altos costos / bl-pie (baja eficiencia), deben ser investigados y se deben corregir las condiciones que causan dichos costos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El propósito de lo expuesto no pretende mostrar al lector como explotar razonablemente un yacimiento, pero si que se comprendan los efectos de algunas de las relaciones que existen entre incertidumbre, control de datos de prueba, distribución de la producción y datos del yacimiento, así como de la interpretación, parcialidad y confiabilidad de la información proporcionada por los distintos sistemas para la supervisión de la producción.

Con estos conceptos en mente, el lector tendrá ahora una mejor o tal vez distinta idea de como interactúan las distintas facetas del comportamiento del yacimiento así como de los sistemas artificiales de producción. Se deben percibir las áreas problemáticas sobre un mapa de campo y tratarlas según el caso. Se debe hacer énfasis en la importancia de la interpretación y su dependencia sobre la información externa confiable y segura.

Recuerde que el ingeniero es esencialmente el director que junto con la visualización e interpretación que tenga de las características de un área, y puesto que se van a tener que poner en juego considerables sumas de dinero sobre la capacidad del ingeniero, se espera que la dirección de este sea correcta.

Conociendo algunos de los conceptos discutidos anteriormente, ayudará a minimizar las inevitables aspectos débiles de los datos de producción y de yacimiento y, haciendo esto, maximizar los aspectos fuertes.

BIBLIOGRAFIA

- 1) L. Douglas Patton, L.D. Patton & Associates, Aurora, Colo.

"Optimize Production Through Balanced Reservoir Depletion,"
Petroleum Engineer International

EDGEELL ENERGY PUBLICATIONS.

- a) Julio 1988 p. 23-25.
 - b) Septiembre 1988 p. 38-40.
 - c) Enero 1989 p. 54-55.
 - d) Marzo 1989 p. 28-29.
 - e) Mayo 1989 p. 17-19.
 - f) Julio 1989 p. 30-36.
 - g) Octubre 1989 p. 26-30.
 - h) Marzo 1990 p. 34-36.
 - i) Abril 1990 p. 50-54.
 - j) Mayo 1990 p. 47-48.
- 2) Patrick G. Jackson.

"Hydraulic lift can solve many production problems,"
World Oil

GULF PUBLISHING CO. PUBLICATIONS

Mayo 1990 p. 83-89.

Referencias

- 1.- Figuras tomadas del estudio de simulación del yacimiento del Campo Sitio Grande, realizado por "CORE LABORATORIES, INC."; 8 de Enero de 1982.
- 2.- Bell, C. A. y Spisak, C. D., "Unique Hydraulic Systems," SPE artículo 4539, 1973.
- 3.- Boothby, L. K., Garred, M. A. y Woods, J. P., "Application of Hydraulic Jet Pump Technology on an Offshore Production Facility," SPE artículo 18236 presentado en la Sesión Anual de la SPE en 1988, Houston, Texas, Octubre 2-5, 1988.
- 4.- Tjondrodiputro, B., Gaul, R. B. y Gower, G. H., "Hydraulic Jet Pumping in a Remote Location," World Oil (Diciembre 1986) p. 35 y World Oil (January 1987) p. 80-83.
- 5.- Tait, H. C. y Smith, H., "A Portable Production Test System for Evaluation of Artificial Lift Requirements," Southwestern Petroleum Short Course, Texas Tech University, Lubbock, Texas, Abril 19-20, 1989.
- 6.- Christ, F. C. y Petrie, H. L., "Obtaining Low Bottom Hole Pressures in Deep Wells Using Hydraulic Jet Pumps," SPE artículo 15177, presentado en la Sesión Regional en las Montañas Rocallosas de la SPE en 1986, Billings, Montana, Mayo 19-21, 1986.