



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

B E R

BOMBEO ELECTRO - RECIPROCANTE
UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
GERMÁN VARGAS RAMÍREZ
JORGE LUIS MORALES DE LA MORA



DIRECTOR DE TESIS:
M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D.F. 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice

Agradecimientos.....	iii
Índice.....	v
Resumen.....	viii

Antecedentes – Capitulo 1

1.1	Productividad de pozos	2
1.2	Pozos Fluyentes.....	4
1.3	Comportamiento de Afluencia.....	7
1.3.1	IP.....	8
1.3.2	IPR	10

Sistemas Artificiales de Producción – Capitulo 2

2.1	Concepto.....	13
2.2	Consideraciones para la selección de un Sistema Artificial de Producción.....	14
2.3	Determinación del momento oportuno para instalar un Sistema Artificial de Producción.....	17
2.4	Sistemas Artificiales de Producción	17
2.4.1	Bombeo Mecánico.....	18
2.4.2	Bombeo Hidráulico.....	20
2.4.2.1	Bombeo Hidráulico tipo Pistón	21
2.4.2.2	Bombeo Hidráulico tipo Jet	22
2.4.3	Bombeo Electrocentrífugo.....	23
2.4.4	Bombeo de Cavidades Progresivas	24
2.4.5	Bombeo Neumático.....	25
2.4.5.1	Bombeo Neumático Autoabastecido	27
2.4.5.2	Bombeo Neumático Continuo.....	28
2.4.5.3	Bombeo Neumático Intermitente	29
2.4.6	Émbolo Viajero.....	29
2.4.7	Sarta de Velocidad.....	31

2.4.8	Otros (No Convencionales)	33
2.4.8.1	Lanzador de Barras Espumantes	33
2.4.8.2	Tubería Capilar	34
2.4.9	Sistemas artificiales de producción híbridos	36
2.4.9.1	Bombeo Neumático –Bombeo Hidráulico Tipo Jet	37
2.4.9.2	Bombeo Neumático - Bombeo de Cavidades Progresivas.....	37
2.4.9.3	Bombeo Neumático - Bombeo Electrocentrífugo	38
2.4.9.4	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BES) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).....	39
2.4.9.5	Aplicaciones en Campo de sistemas híbridos	40
2.4.9.5.1	Sistema Compuesto de Bombeo Hidráulico - Mecánico	40

Tecnología – Capítulo 3

3.1	Bombeo Electro - Reciprocante “BER”	42
3.2	Principio de operación	42
3.3	Componentes del sistema	44
3.3.1	Motor lineal.....	44
3.4	Conexiones eléctricas del motor	45
3.5	Bomba	46
3.6	Flejes de Cable	49
3.7	Cable de potencia	50
3.8	Variador de Frecuencia	51
3.9	Malacate para instalación del cable	54
3.10	Metodología de instalación.	56
3.11	Instalación	57
3.12	Acoplado de la bomba al motor	59
3.13	Conexión de Fondo	61
3.14	Flejado.....	62
3.15	Flejado con protector de plástico	62
3.16	Flejado sin protector de plástico	63
3.17	Preparación y conexión del sensor y cable	64
3.18	Instalación del colgador y conexión en superficie.....	65
3.19	Monitoreo	65

Aplicación – Capítulo 4

4.1	Antecedentes.....	68
4.2	CAMPOS PETROLEROS EN DAQING	68
4.3	CAMPOS PETROLEROS EN SHENGLI	71
4.4	CAMPOS PETROLEROS EN CHANGQING.....	72
4.5	CAMPOS PETROLEROS LIAOHE	74
4.6	Prueba Tecnológica, en México	77
4.7	Diseño y selección del sistema, caso práctico.	78
4.8	Metodología de selección del BER.....	78
4.8.1	Selección óptima del sistema de levantamiento artificial	78
4.9	Características a considerar para la selección del sistema.....	79
4.10	Selección Preliminar	85
4.11	Nomenclatura del sistema BER	85
4.12	Pozo 300GJ	87
4.13	Resumen de las problemáticas.....	87
	Conclusión	93
	Artículos.....	102
	Referencias.....	115

Resumen

Las unidades de Bombeo Electro Reciprocante - BER fueron creadas para dar una solución a los principales problemas que presentan los pozos con Bombeo Mecánico Convencional. Estos equipos han sido instalados en un considerable número de pozos en países asiáticos, teniendo mayor presencia en China. El primer BER fue instalado hace casi siete años teniendo un tiempo de operación mayor a tres, con un mantenimiento mínimo anual.

Tanto Petro China, China Petroleum, Chemical Corp (Sinopec) y China National Offshore Oil Corporation, han alcanzado rentabilidad en sus proyectos de campos maduros gracias a este producto.

En este contexto, se ha identificado al Bombeo Electro Reciprocante como un híbrido a partir de los componentes del Bombeo Mecánico Convencional y el Bombeo Electrocentrífugo.

Básicamente está compuesto por un motor lineal que provee el movimiento a la bomba de inserción, el motor es energizado por un cable, fijado a lo largo de toda la tubería de producción, hasta un gabinete controlador en superficie, las emboladas son ajustables desde 2 a 15 por minuto.

La tecnología BER toma su pauta en el principio de operación del Bombeo Mecánico, pero las diferencias radican en:

- La sustitución de la sarta de varilla por un cable conductor que proveerá de energía al motor.
- El motor de fondo es de desplazamiento lineal, activado por cargas eléctricas, bajo un principio de imanes permanentes.

- La bomba reciprocante se encuentra en una posición invertida en comparación al bombeo mecánico convencional.
- La optimización de las condiciones de operación, se da gracias a la información arrojada por un sensor de presión y temperatura instalado en el fondo del pozo.
- La automatización y monitoreo de la operación del sistema vía remota.

Beneficios potenciales del uso de la tecnología.

Entre las principales ventajas que ofrece la aplicación del Bombeo Electro Reciprocante destacan:

- Fácil operación y supervisión.
- Instalación más rápida que el Bombeo Mecánico Convencional.
- Puede operar como un sistema centralizado, ampliando su horizonte de aplicación a pozos de relativa baja productividad e incluso intermitentes.

A. Objetivos, metas y alcances

El **objetivo** fundamental de realizar este trabajo como medio de titulación de la carrera de Ingeniería Petrolera, está encaminado a que pueda ser en una fuente de consulta para alumnos e ingenieros que busquen ampliar su conocimiento sobre diferentes variantes u optimizaciones de los Sistemas Artificiales de Producción (SAP). Básicamente impulsando al lector a que es posible reutilizar, rehabilitar, combinar componentes de distintos sistemas o tecnologías que al ser llevadas a la práctica pueden resultar muy útiles para la producción de los campos petroleros.

Como **meta** personal y profesional el haber realizado el presente trabajo me brindó la oportunidad de reforzar los conocimientos académicos previos, aunado a la oportunidad de conocer herramientas utilizadas en las intervenciones a pozos.

Los **alcances** del presente trabajo de tesis van encaminados a los aspectos más importantes de cada Sistema Artificial de Producción, principio de funcionamiento y dar a conocer el sistema de Bombeo Electro Reciprocante - BER.

Petróleos Mexicanos es el principal proveedor de energía del país, jugando un papel preponderante para el crecimiento económico, esto requiere de medidas que permitan elevar la eficiencia y valor agregado en los distintos segmentos de la cadena productiva, por lo que el poder dar a conocer y documentar nuevas prácticas que contribuyan con un posible desarrollo energético del país nos alientan a seguir aprendiendo y desarrollándonos profesionalmente.

B. Consumo, reservas y producción internacional.

I. Consumo

El consumo de energía primaria mundial creció un 2,3% en 2013, a más velocidad que en 2012 (+1,8%), pero por debajo del promedio del 2,5% de la última década.

El consumo mundial de petróleo creció en 1,4 millones de barriles diarios (b/d) o un 1,4% por encima del promedio histórico. El comercio mundial de petróleo durante 2013 creció un 2,1% o 1,2 millones b/d. El aumento de las importaciones en Europa y en las economías emergentes compensó con creces las caídas en EE.UU. y Japón.

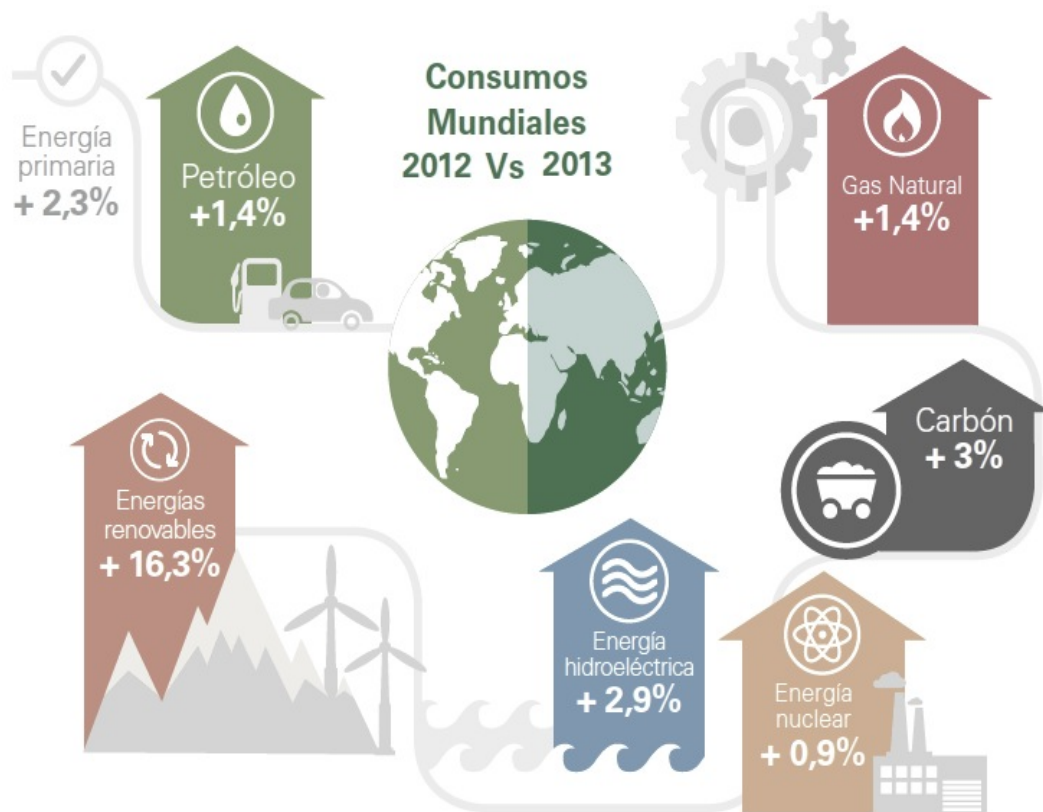


Figura a. Consumo mundial de energía primaria, 2013.

El petróleo continúa siendo el principal combustible del mundo, con el 32,9% del consumo energético global, sin embargo, ha perdido cuota de mercado por 14º año consecutivo y su cuota de mercado actual es de nuevo la más baja desde que comenzamos a recabar datos en 1965.

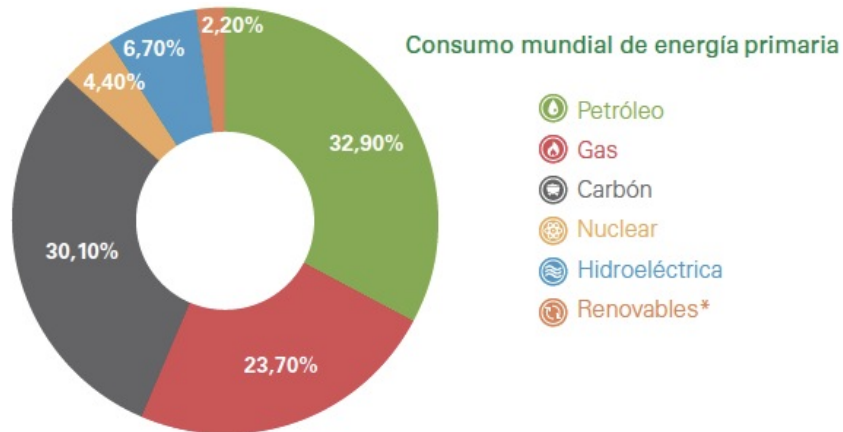


Figura b. Consumo mundial de energía primaria, 2013.

II. Reservas

Se definen como aquel volumen de hidrocarburos que se prevé serán recuperados comercialmente a una fecha dada, estas pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

Las reservas probadas o 1P, se definen como el volumen de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables, con una certidumbre razonable.

Dentro de las reservas no probadas existen dos tipos:

Reservas probables 2P, aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que es más factible recuperarlas, que no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad

de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables.

Reservas posibles 3P, estas se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Consiguientemente, las reservas 3P se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

Ante el incremento en los precios del crudo, gran parte de los proyectos de incorporación de reservas, desarrollo de campos maduros, recuperación secundaria y mejorada, se vuelven económicamente viables o rentables, la inversión en proyectos de exploración y desarrollo alimentan el número de reservas probadas, estas aumentaron hasta 1,6879 billones de barriles a finales de 2013, cantidad suficiente para satisfacer la producción mundial durante 53,3 años.

Reserva Mundial										
Miles de millones de barriles	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
US	29.3	29.9	29.4	30.5	28.4	30.9	35.0	39.8	44.2	44.2
Canada	180.0	180.5	179.8	178.8	176.3	175.9	175.2	174.6	174.3	174.3
Mexico	14.8	13.7	12.8	12.2	11.9	11.9	11.7	11.4	11.4	11.1
Total Norte America	224.1	224.1	222.1	221.5	216.5	218.6	221.9	225.8	229.9	229.6
Total S. & Cent. America	103.4	103.6	110.8	122.9	198.3	237.0	324.2	326.9	328.6	329.6
Total Europa & Euroasia	117.9	117.7	117.3	140.7	140.7	141.2	142.6	144.1	147.4	147.8
Total Medio Este	750.1	755.5	755.9	754.9	753.7	753.1	765.9	797.9	808.7	808.5
Total Africa	107.6	111.3	116.9	119.2	119.9	122.6	125.0	125.2	130.6	130.3
Total Asia Pacifico	40.6	40.8	40.9	40.0	42.4	40.8	42.0	41.9	42.1	42.1
Total	1343.7	1353.1	1363.9	1399.3	1471.6	1513.2	1621.6	1661.8	1687.3	1687.9

Tabla a. Reservas probadas última década (Miles de Millones Barriles)

III. Producción

Después de los fuertes cambios registrados en los mercados energéticos en 2008 encabezados por el petróleo crudo, así como el valor máximo alcanzado del precio internacional de este energético en la tendencia alcista desde 2003, las empresas petroleras tuvieron oportunidad de expandir sus proyectos de exploración y producción con la posibilidad de incrementar sus reservas probadas, su producción y sus ingresos.

Sin embargo, con el abrupto cambio de condiciones derivadas de la contracción económica mundial, en este contexto, las compañías petroleras tomaron medidas para adecuarse a las nuevas condiciones del mercado, especialmente el precio, que en diciembre de 2008 alcanzó 30.28 USD/BLS. En 2009 el mercado comenzó a recuperarse bajo condiciones de alta incertidumbre y baja demanda, en el que los proyectos de exploración fueron suspendidos y los de explotación de fuentes no convencionales fueron pospuestos hasta que los precios alcanzaran un nivel aceptable.

Producción Mundial										
Miles de barriles diarios	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
US	7244	6903	6828	6862	6783	7263	7552	7868	8892	10003
Canada	3080	3041	3208	3290	3207	3202	3332	3515	3740	3948
Mexico	3830	3766	3689	3479	3165	2978	2959	2940	2911	2875
Total Norte America	14154	13709	13725	13631	13156	13444	13843	14323	15543	16826
Total S. & Cent. America	7161	7325	7474	7322	7394	7348	7367	7448	7274	7293
Total Europa & Euroasia	17608	17557	17619	17840	17617	17812	17759	17452	17184	17226
Total Medio Este	24873	25518	25734	25305	26417	24726	25761	27980	28484	28358
Total Africa	9361	9962	10045	10274	10268	9908	10163	8580	9349	8818
Total Asia Pacifico	7898	8035	7996	8011	8103	8025	8404	8266	8370	8232
Total	81054	82107	82593	82383	82955	81262	83296	84049	86204	86754

Tabla b. Producción última década (Miles Barriles por Día)

C. Desarrollo nacional

El hablar de petróleo en México es hablar de Pemex, Petróleos Mexicanos juega un papel central para la economía nacional y la seguridad energética debido a que es el principal proveedor de energía en el país. Entre los retos que enfrenta la industria petrolera nacional, se encuentra la administración adecuada de los yacimientos productores, que estos han presentado una tendencia pronunciada a la disminución de su gasto.

Al 31 de diciembre de 2011, las reservas probadas de hidrocarburos ascendieron a 13,796 [MMBPCE], de los cuales 72.6% correspondieron a crudo, 9.7% a condensados y líquidos de planta y 17.7% a gas seco equivalente. La mayor parte de las reservas probadas de crudo, equivalentes a 68.5%, se localizan en campos marinos. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 58.4% se ubica en campos terrestres.

Reservas de hidrocarburos totales certificadas al 1 de enero

(Millones de barriles equivalentes de crudo)					
Año	2010	2011	2012	2013	2014
Total	43074.7	43073.6	43837.3	44530	42158.4
Región Marina Noreste	12097.2	12081.3	12526.3	12490.5	12211.4
Región Marina Suroeste	6010.8	6383.7	7054.4	7337.8	6691.8
Región Sur	5824.3	5724.9	5567.7	5688.1	5476
Región Norte	19142.4	18883.6	18689	19013.7	17779.1
Probadas (b)	13992.1	13796	13810.3	13868.3	13438.5
Región Marina Noreste	6711.8	6283.4	6139.4	6163.9	6049.9
Región Marina Suroeste	1891.8	2076.3	2115.5	2165.3	2168.8
Región Sur	4036.1	4000.5	3980.2	3850.6	3639
Región Norte	1352.3	1435.8	1575.2	1688.5	1580.9
Probables	14236.6	15013.1	12352.7	12305.9	11377.2
Región Marina Noreste	2479.5	3084.6	3203.6	3189.4	2865.9
Región Marina Suroeste	1529.5	1700	1976.4	2107.2	1865.2
Región Sur	1077.4	1168.2	1003.4	916.7	852.9
Región Norte	9150.2	9060.2	6169.3	6092.6	5793.2
Posibles	14846	14264.5	17674.3	18355.8	17342.7
Región Marina Noreste	2905.9	2713.3	3183.3	3137.2	3295.6
Región Marina Suroeste	2589.5	2607.4	2962.5	3065.2	2657.9
Región Sur	710.8	556.2	584.1	920.8	984.1
Región Norte	8639.8	8387.6	10944.5	11232.6	10405.1

Tabla c. Reservas 1P (MMBPCE)

En 2010, la producción del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (ATG) se ubicó en 41 mil barriles diarios. Representa un aumento de 38.9% respecto a 2009 debido principalmente a la incorporación a producción de pozos terminados y en reparación. PEMEX continuará realizando esfuerzos para: (i) maximizar la producción en pozos existentes, (ii) incrementar la capacidad de ejecución de intervenciones a pozos y (iii) aplicar nuevas tecnologías, con esquemas como los laboratorios de campo, perforación no convencional, fracturas y estimulaciones.

Producción de crudo por Activos (Estructura vigente a partir de 2004, con información desde 2002)

Activo	(Miles de barriles diarios)						
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul
Totalb	2,506	2,501	2,469	2,478	2,490	2,436	2,388
Región Marina Noresteb	1,283	1,278	1,262	1,268	1,266	1,221	1,197
Cantarell	419	415	409	408	404	379	358
Ku-Maloob-Zaap	865	863	853	860	863	841	839
Región Marina Suroeste	605	609	600	604	612	614	619
Abkatún-Pol Chuc	302	301	298	297	297	295	293
Litoral Tabasco	303	307	302	308	315	319	326
Región Sur	482	481	475	476	481	471	453
Cinco Presidentes	94	93	91	92	93	90	83
Bellota-Jujo	134	133	127	129	133	130	126
Macuspana-Muspac	84	83	84	83	83	81	79
Samaria-Luna	170	172	172	172	172	170	165
Región Norte	135	133	132	130	130	130	120
Burgos	10	11	10	10	10	9	0
Poza Rica-Altamira	57	58	58	59	61	61	61
Aceite Terciario del Golfo	56	53	52	50	48	48	47
Veracruz	11	11	11	11	11	11	12

Tabla d. Producción (MBD)

La producción de gas natural disminuyó 3.0% durante 2010, de 6,534 a 6,337 miles de millones de pies cúbicos diarios, en comparación con 2009, debido esencialmente a las acciones emprendidas en el Activo Integral Cantarell para administrar la explotación de la zona de transición y a la construcción de infraestructura para el manejo y transporte de gas en plataformas marinas.

Recursos Prospectivos para Pemex

Pemex ha continuado e intensificado sus actividades exploratorias en la planicie costera, en la plataforma continental y en aguas profundas del Golfo de México, donde la adquisición e interpretación de información geológica y geofísica han permitido estimar la magnitud del potencial petrolero de México.

Los recursos prospectivos son utilizados para definir la estrategia exploratoria, y con ello programar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos, que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en producción y dar sustentabilidad a la organización en el mediano y largo plazo. En este contexto, la estrategia exploratoria está dirigida hacia las cuencas del Sureste y Golfo de México Profundo en la búsqueda principalmente de aceite, mientras que en las cuencas de Sabinas, Burgos y Veracruz, continúa enfocándose hacia el descubrimiento de nuevos campos de gas no asociado.

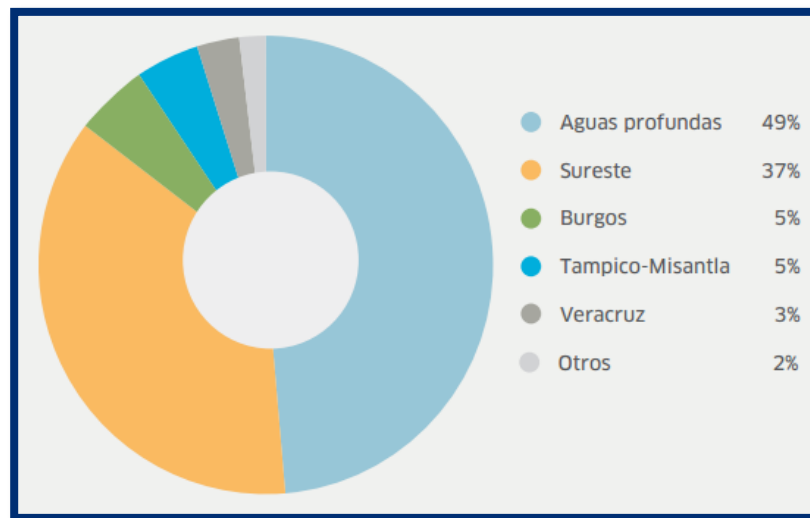


Figura c. Recursos prospectivos.



Antecedentes – Capitulo 1

1.1	Productividad de pozos	2
1.2	Pozos Fluyentes	4
1.3	Comportamiento de Afluencia	7
1.3.1	IP	8
1.3.2	IPR	10



1.1 Productividad de pozos

Al analizar el comportamiento de un pozo fluyente es necesario considerar el sistema de producción en su conjunto. Para determinar la capacidad de producción de un pozo, se debe tener conocimiento adecuado del yacimiento y de sus fluidos que este contiene. La variación de las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento puede afectar significativamente a la productividad de los pozos. Por ejemplo, si un pozo produce un aceite con alta viscosidad, esto provoca que su movilidad disminuya, aumentando la temperatura en las vecindades del pozo (combustión in-situ) puede facilitar dicha recuperación.

Para determinar si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aportara si este se explotara bajo las mejores condiciones teóricas. Para tener un mejor desarrollo de los campos petroleros es necesario tener una buena planeación y administración de todos los recursos necesarios (económicos, humanos, información, etc.) desde el proceso de exploración hasta el abandono de estos, teniendo en cuenta que entre mejor caracterizado este el yacimiento la toma de decisiones será mucho más acertada (Figura 1).

Ahora bien, si un pozo no produce en la forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo a implementar. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad se relacionaran, tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en esta. Es decir, si la formación productora presenta valores bajos, de permeabilidad promedio, porosidad, presión de yacimiento, así como depósitos orgánicos o inorgánicos, residuos de intervenciones pasadas, etc., el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo se verá restringido, disminuyendo así la productividad del mismo.

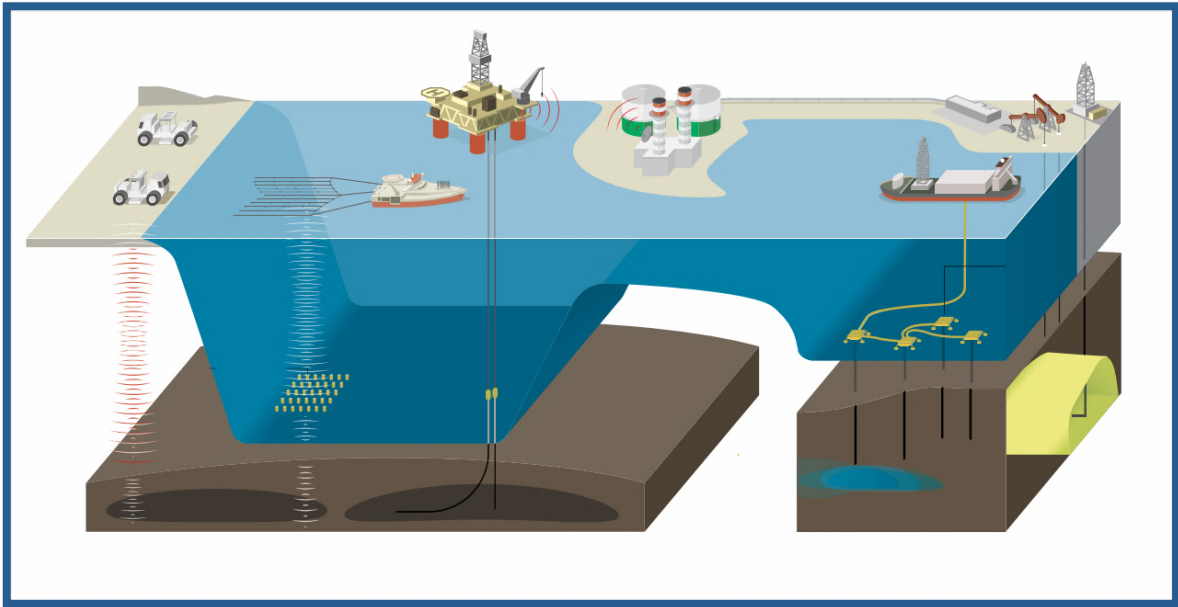


Figura 1. Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

La explotación de un yacimiento petrolero puede ser de 3 maneras:

- Por medio de la energía natural del yacimiento (Pozos Fluyentes)
- Por medio de Sistemas Artificiales de Producción, que en lo sucesivo se le denominara SAP
- Mecanismos de Recuperación Secundaria o Mejorada

En este trabajo nos enfocaremos en el segundo punto, la producción de hidrocarburos mediante Sistema Artificial de Producción.

1.2 Pozos Fluyentes

Para llegar a producir hidrocarburos, se necesita conectar el yacimiento con la superficie, esto se logra gracias a los pozos petroleros. Un pozo fluyente puede definirse desde el punto de vista de producción como aquel que es capaz de vencer las caídas de presión a través del medio poroso, tuberías verticales, líneas de descarga, estrangulador y separador, con la energía propia del yacimiento.

Se debe tener caracterizado el tipo de yacimiento del cual se está produciendo, para poder predecir correctamente la vida fluyente de un pozo, deben conocerse factores como: porcentaje de agua, relación gas-aceite, declinación de la presión de fondo, índice de productividad, terminación del pozo, tipos y propiedades de los fluidos producidos, etc.

Por lo general los pozos son terminados con parejo simple al inicio de su explotación, ya que no cuentan con Sistemas Artificiales Producción (SAP), aprovechan la energía propia de los yacimientos para elevar los fluidos a través de la tubería de producción, hasta la superficie y de ahí a una batería de separación, esta práctica debería de reconsiderarse ya que en muchos casos sería adecuado implementar un SAP desde el inicio de la explotación y así alargar la vida productiva de los yacimientos.

Para el estudio del comportamiento de un pozo fluyente es necesario analizarlo como un Sistema Integral de Producción constituido principalmente por:

- Yacimiento: Comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- Aparejo de Producción: Comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, implica pérdidas de presión en ésta debidas al flujo multifásico.
- Infraestructura Superficial: Comportamiento del flujo a través del estrangulador superficial. Comportamiento del flujo a través de la línea de descarga hasta el separador (Figura 2).

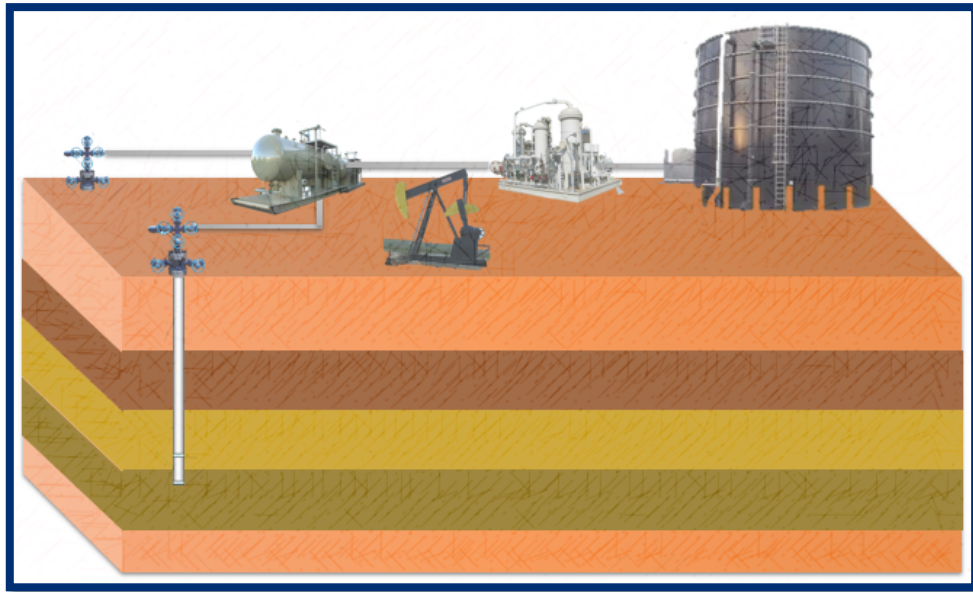


Figura 2. Sistema Integral de Producción.

Para el estudio del comportamiento de un pozo fluyente es necesario analizarlo como un sistema integral:

- Comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el índice de productividad (IP) el pozo o en términos generales por el IPR.
- El diámetro de tubería de producción afecta la presión de fondo fluyendo requerida para un conjunto particular de condiciones de un pozo.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- La presión de fondo fluyendo requerida disminuirá al reducirse el gasto de flujo para un diámetro de tubería de producción constante.
- La velocidad de flujo deberá ser lo suficientemente grande para que los líquidos no resbalen hacia el fondo del aparejo de producción.
- Predecir gastos máximos utilizando tanto curvas de gradiente de presión en tubería vertical como horizontal y/o correlaciones de flujo multifásico.
- Comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, implica pérdidas de presión en ésta debidas al flujo multifásico.
- Comportamiento del flujo a través del estrangulador superficial.
- Suponer una presión en la cabeza del pozo (corriente arriba).
- Después de los separadores, desde que las fases se han separado, se presentan únicamente problemas de flujo en una sola fase. Por lo que para pozos fluyentes es necesario considerar el flujo hasta el separador porque es la última restricción posible al flujo que afecta el comportamiento del pozo, etc.

Existen dos tipos de pozos fluyentes:

- Continuo: Es cuando las características del yacimiento permiten la explotación ininterrumpida de un pozo (presión suficiente, permeabilidad y potencial). Esto se observa desde las pruebas que se le efectúan hacia la batería de separación o al quemador, constantemente después de la terminación del pozo.
- Intermitente: Es cuando su energía disponible (la presión del yacimiento) se abate, de tal manera que las condiciones del flujo cambian y modifican su explotación, dejan de fluir de forma continua.

1.3 Comportamiento de Afluencia

El comportamiento del flujo de un pozo o comportamiento de afluencia, representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Esta capacidad depende en gran medida de algunas propiedades del yacimiento, como el mecanismo de empuje que actúa sobre este, así como de otras variables tales como la presión del yacimiento, permeabilidad, viscosidad, tipo de fluidos, su saturación, etc.

Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, correlaciones y factores que determinan el comportamiento de flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento.

Para el estudio del comportamiento de un pozo fluyente es necesario analizarlo como un sistema integral constituido por:

- Comportamiento del flujo de entrada, es decir, el flujo de aceite, agua y gas de la formación hacia el fondo del pozo, se tipifica en cuanto a la producción de líquidos se refiere, por el índice de productividad (IP) el pozo o en términos generales por el IPR.
- Comportamiento del flujo a través de la tubería vertical, implica pérdidas de presión en ésta debidas al flujo multifásico.
- Comportamiento del flujo a través del estrangulador superficial.

1.3.1 IP

El índice de productividad es una medida teórica del potencial del pozo o de su capacidad de producir. Posterior al período de cierre del pozo para obtener equilibrio en la presión del yacimiento, se mide la presión de fondo, determinando así la presión estática (p_{ws}) y luego que el pozo haya producido a un gasto relativamente constante se mide la presión de fondo fluyendo (p_{wf}). La diferencia ($p_{ws} - p_{wf}$) se denomina presión diferencial o caída de presión ($p - p_{wf}$). El gasto se determina por medio de mediciones en los tanques de almacenamiento o baterías de separación en algunos casos.

El índice de productividad (J) se define como:

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots\dots\dots 1$$

J = Índice de Productividad

q = Gasto de Aceite

P_{ws} = Presión Estática del Yacimiento

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyendo

La ecuación anterior puede expresarse también como:

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP} \dots\dots\dots 2$$

Esta expresión representa la ecuación de una línea recta en coordenadas (X-Y) y es de la forma $Y = mx + b$, en donde:

- J = Es el recíproco de la pendiente
- $P_r = P_{ws}$ = Representa la ordenada al origen

Lo anterior se ilustra en la siguiente figura.

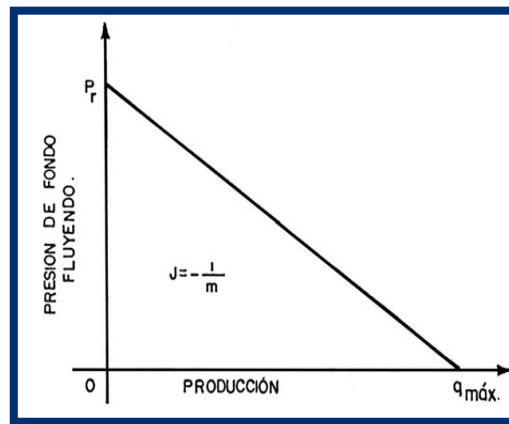


Figura 3. Gráfica de Comportamiento de Flujo de un Pozo

El concepto implica un comportamiento lineal de la producción en función de la presión, es decir, que el pozo aportará incrementos constantes de producción a decrementos iguales de presión.

Porque la importancia de este índice, ya que contar con una predicción de la producción de fluidos que pasan del yacimiento hacia el pozo, es esencial para poder diseñar de manera eficiente la terminación del pozo, el Sistema Artificial de Producción a implementar e incluso las instalaciones superficiales que van manejar o a transportar dicha producción, esto nos llevan a cuestionar la exactitud del IP. El IP, como hemos visto, implica una relación lineal entre la producción y la presión de fondo fluyendo del pozo.

Siempre que hay flujo en dos fases (líquido-gas) la función lineal no existe. Pero por otro lado el IP solo es válido para un flujo en una sola fase, básicamente expresa el comportamiento de un pozo, que produce en estado saturado, el IP no solo cambia con el tiempo o la producción total, sino que también puede llegar a modificarse en cualquier punto de la explotación del pozo debido a la producción potencial o gasto máximo.

1.3.2 IPR

El potencial productivo de un yacimiento puede ser representado a partir de la relación que existe entre el caudal de fluido que puede aportar y la presión dinámica del mismo. Así mismo la representación de cada uno de estos puntos se denomina IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de la suposición de que el IPR era una línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. Posteriormente W. E. Gilbert (1954) realizó diversas observaciones en campos productores de hidrocarburos y se dio cuenta que esto sólo se cumplía cuando la P_{wf} se encontraba por encima del punto de burbuja o presión de saturación, mientras que para la mayoría de los pozos, los cuales su P_{wf} estaba por debajo del punto de burbuja, el IPR graficada formaba una curva debido a que la fase gaseosa presente en el aceite tenía un efecto en la producción (Figura 4).

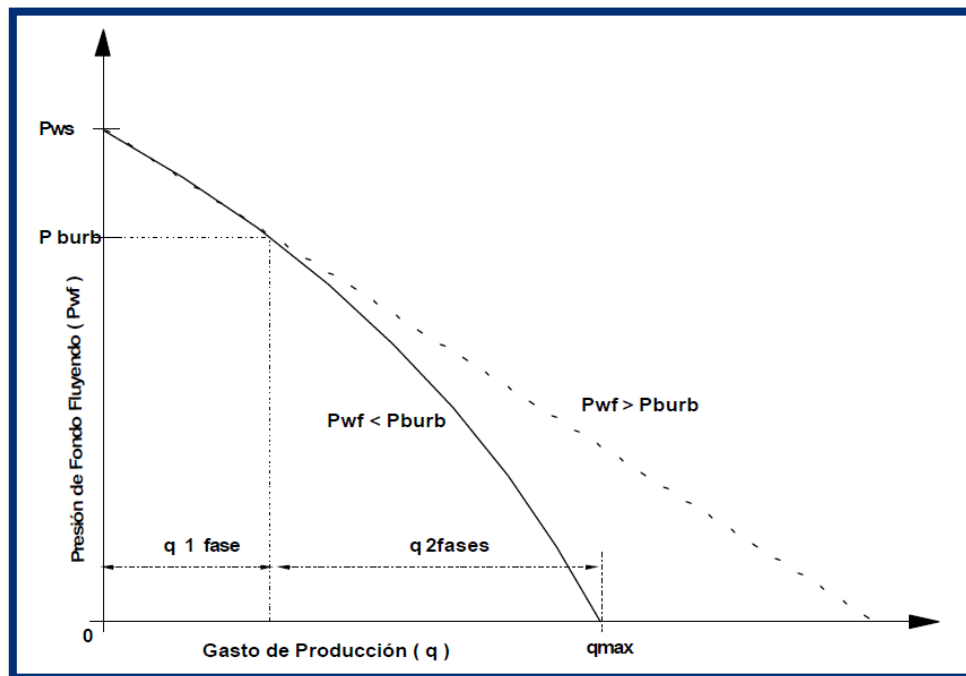


Figura 4. Representación esquemática, Curva de comportamiento Presión-Producción.

Este investigador encontró que el índice de productividad variaba con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento.

Todo lo anterior ilustró la necesidad de contar con correlaciones útiles para construir curvas de IPR. M. V. Vogel (1968) desarrolló un estudio sobre IPR para yacimientos con empuje por gas en solución derivando ecuaciones que describían los perfiles de presión y saturación de gas desde el agujero del pozo hasta las fronteras del yacimiento. Con estas ecuaciones consideró variaciones en las caídas de presión y en las propiedades roca – fluido, hasta obtener una relación a dimensional para el índice de productividad.

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \dots\dots\dots 3$$

Dónde:

- p_{wf}*: Presión de fondo fluyendo,
- p_{ws}*: Presión estática del yacimiento,
- q_o*: Gasto de aceite medido a la *p_{wf}*,
- q_{o máx}*: Potencial del pozo (considerando *p_{wf}* = 0).



Sistemas Artificiales de Producción – Capítulo 2

2.1	Concepto	13
2.2	Consideraciones para la selección de un Sistema Artificial de Producción.....	14
2.3	Determinación del momento oportuno para instalar un Sistema Artificial de Producción	16
2.4	Sistemas Artificiales de Producción	16
2.4.1	Bombeo Mecánico	17
2.4.2	Bombeo Hidráulico	19
2.4.2.1	Bombeo Hidráulico tipo Pistón.....	20
2.4.2.2	Bombeo Hidráulico tipo Jet	21
2.4.3	Bombeo Electrocentrífugo.....	22
2.4.4	Bombeo de Cavidades Progresivas	23
2.4.5	Bombeo Neumático	24
2.4.5.1	Bombeo Neumático Autoabastecido	26
2.4.5.2	Bombeo Neumático Continuo	27
2.4.5.3	Bombeo Neumático Intermitente.....	28
2.4.6	Émbolo Viajero	28
2.4.7	Sarta de Velocidad	30
2.4.8	Otros (No Convencionales).....	32
2.4.8.1	Lanzador de Barras Espumantes.....	32
2.4.8.2	Tubería Capilar.....	33
2.4.9	Sistemas artificiales de producción híbridos	35
2.4.9.1	Bombeo Neumático –Bombeo Hidráulico Tipo Jet.....	36
2.4.9.2	Bombeo Neumático - Bombeo de Cavidades Progresivas	36
2.4.9.3	Bombeo Neumático - Bombeo Electrocentrífugo.....	37
2.4.9.4	Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BES) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)	38
2.4.9.5	Aplicaciones en Campo de sistemas híbridos.....	39
2.4.9.5.1	Sistema Compuesto de Bombeo Hidráulico - Mecánico	39



2.1 Concepto

Debido a la demanda de energéticos y a la declinación de nuestros yacimientos, es necesario implementar Sistemas Artificiales de Producción (que en lo sucesivo se le denominara SAP), equipo adicional a la infraestructura del pozo, que le aporta energía adicional a este, para poder elevar los fluidos a la superficie y continuar con una explotación del recurso económicamente rentable.

El poder tener un mejor panorama general nos dará la pauta para poder tomar una mejor decisión sobre la selección de dichos sistemas, para esto es necesario una mejor y actualizada toma de información, teniendo claro que entre mejor y mas actualizada se tenga la información, mas rentable serán los proyectos petroleros.

La administración de los Sistemas Artificiales de Producción es un proceso continuo e integral, dividido en los siguientes pasos:

- Evaluación y selección de la información.
- Selección del Método de Producción Artificial.
- Evaluación de las condiciones de producción antes y después de la intervención, perfiles de producción, fallas-control, niveles de fluidos y un monitoreo estratégico para proteger el equipo del pozo.
- Supervisión de los datos de la producción.
- Monitoreo del funcionamiento del equipo.
- Evaluación en caso de que exista falla en el equipo.
- Retiro o posible abandono de la tecnología.

2.2 Consideraciones para la selección de un Sistema Artificial de Producción

Hay varios factores que deben de ser considerados para la selección y el diseño de los sistemas artificiales, ya que cada uno tiene diferentes ventajas y desventajas sobre otros (Figura 5 y Tabla 1). Estos son algunos de los factores:

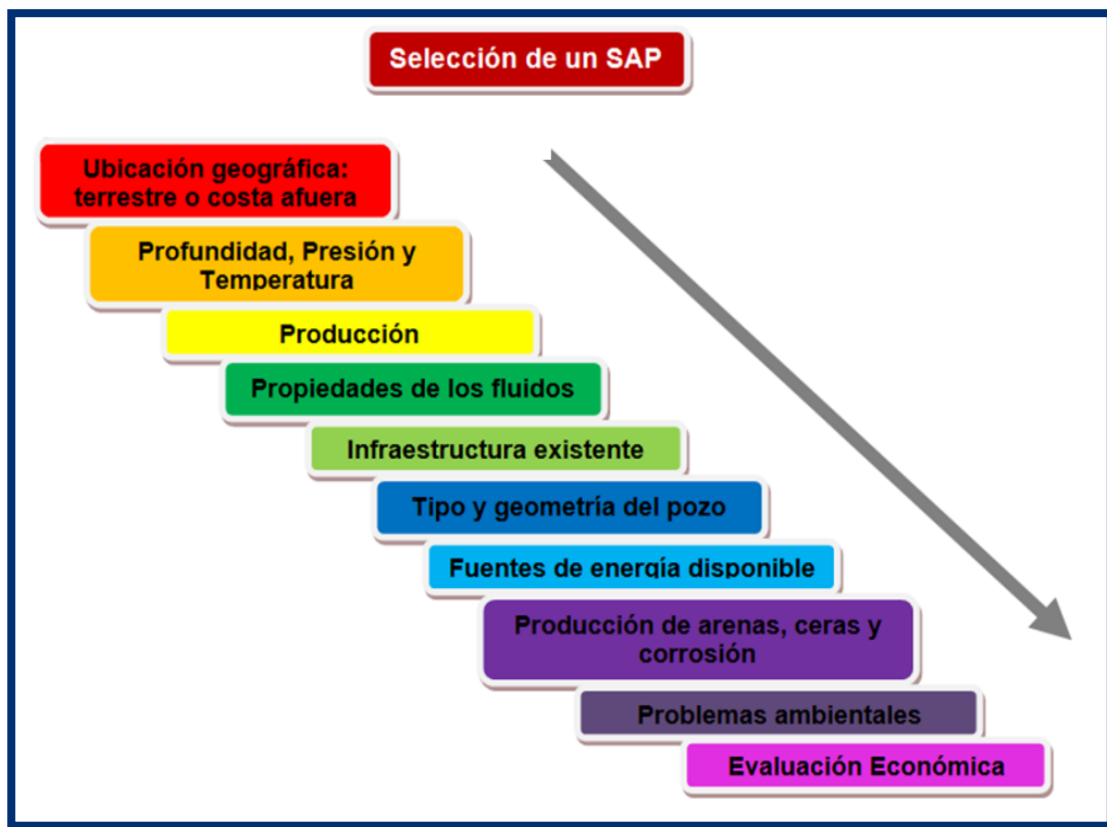


Figura 5. Selección de un Sistema Artificial de Producción

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Condición	Valor específico	Bombeo Neumático	Bombeo Mecánico	Bombeo Electro-centrifugo	Bombeo Hidráulico	Bombeo de Cavidades Progresivas	Bombeo Electro Reciprocante
Temperatura	Menor a 121°C 121 a 177°C Más de 177°C	WW WW WW	WW WW WW	WW WW WW	WW WW WW	V V V	WW W V
Barreras de Seguridad	0 1 2	WW WW WW	WW WW V	WW WW WW	WW W V	WW WW V	WW WW W
Presión de fondo fluyendo	Menos de 70 Kg/cm2 7 a 70 Kg/cm2 Más de 70 Kg/cm2	WW W V	WW WW WW	WW WW WW	WW WW WW	WW WW WW	WW WW WW
Acceso al yacimiento	Requerido No requerido	WW WW	V WW	WW WW	V WW	V WW	W WW
Tipo de terminación	Simple Múltiple	WW WW	WW V	WW V	WW V	WW WW	WW V
Estabilidad de operación	Estable Variable	WW WW	WW WW	WW V	WW WW	WW WW	WW WW
Tipo de recuperación	Primaria Secundaria Terciaria	WW V W	WW WW W	WW WW V	WW W W	WW WW W	WW WW W
Ubicación	Tierra Costa afuera	WW WW	WW V	WW WW	WW WW	WW W	WW WW
Energía eléctrica	Red de distribución Generación	WW WW	WW W	WW WW	WW WW	WW W	WW W
Restricciones de espacio	Si No	W WW	V WW	WW WW	W WW	W WW	WW WW

Simbología:
WW → Bueno a excelente
W → Regular a bueno
V → No recomendable

Tabla 1. Consideraciones para selección de un SAP

2.3 Determinación del momento oportuno para instalar un Sistema Artificial de Producción

Antes de instalar un Sistema Artificial de Producción será conveniente tener un estudio económico que compare los posibles Sistemas Artificiales a implementar, bajo las siguientes premisas: inversión inicial, vida útil del sistema, costos de operación, producción esperada, costos y duración de intervenciones a pozos, producción diferida por dichas intervenciones, así como una estadística de fallas de los sistemas, teniendo estos parámetros sería un punto de partida para implementar el SAP y no precisamente esperar a que un pozo deje de ser fluyente, contemplar si es económicamente rentable la instalación de un SAP desde la terminación del pozo próximo a producir.

2.4 Sistemas Artificiales de Producción

Los sistemas artificiales de producción son aquellos sistemas que han sido creados por el hombre con la finalidad de iniciar o continuar la explotación de un yacimiento. El objetivo de utilizar un SAP es incrementar la rentabilidad, sin caer en la sobre explotación del yacimiento, manteniendo costos operativos bajos, menor inversión, minimizar fallas en el equipo y sobre todo minimizar tiempos de espera todo esto garantizando la seguridad del personal y la protección al ambiente, los Sistemas Artificiales de Producción por mencionar algunos son:

- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo Neumático (BN)
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Embolo Viajero (EV)
- Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
- Sarta de Velocidad (SV)
- Cavidades Progresivas (BCP)
- Híbridos

2.4.1 Bombeo Mecánico

Es un sistema que consiste en transferir la energía desde la superficie hasta el fondo del pozo para extraer los fluidos existentes en el mismo mediante una sarta de varillas que se mueven en forma ascendente y descendente (movimiento reciprocante), la sarta de varillas obtiene su movimiento gracias a una unidad de bombeo energizada por un motor desde la superficie (Figura 6).

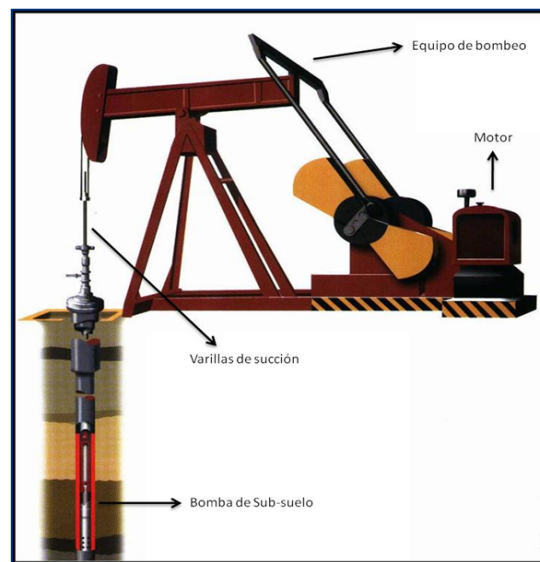


Figura 6. Esquema de un equipo de bombeo mecánico convencional.

Durante la carrera ascendente, el pistón sube a través del barril de la bomba de inserción. El fluido por encima la válvula móvil la mantiene cerrada debido a la columna que carga dicha válvula. Cuando la presión dentro del barril de la bomba es menor que la presión en la succión de la bomba, la válvula fija se abre, permitiendo que ingrese fluido de la formación al barril. Cuando la unidad de bombeo alcanza el PMS (Punto Muerto Superior), el pistón también alcanza el punto superior de su carrera. Cuando la unidad de bombeo comienza su carrera descendente, la sarta de varillas se mueve hacia abajo, como también el pistón de la bomba.

La presión en el barril de la bomba (entre la válvula fija y la móvil) aumenta mientras el pistón continúa bajando. Esto sucede hasta que la misma excede la presión sobre la válvula viajera. La válvula viajera se abre permitiendo la entrada del fluido por encima de la válvula viajera. Mientras la acción de la bomba continúa, el pistón alcanza el punto inferior de su carrera, se detiene brevemente, y comienza nuevamente su movimiento ascendente. Mientras continúa este movimiento, la válvula de pie se abrirá nuevamente y el fluido de la formación ingresará al barril de la bomba.

Ventajas

- Amigable para ingenieros de diseño y el personal operativo.
- Bajo costo de instalación, operación.
- Diseño simple.
- Baja inversión para producción de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2400 m).
- Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- Maneja altos porcentajes de agua
- Es adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.
- No hay pérdidas de fluidos por paros
- Cuando su aplicación es apropiada, es el método más barato.

Desventajas

- Inversiones altas para producciones altas y así como para profundidades medias y profundas.
- Debido a las características de las varillas se limita el BM a profundidades mayores y volúmenes altos de producción.
- Manejo de sólidos nulo
- No maneja alta RGA
- Problemas en agujeros desviados.
- Desgaste de varillas o de la tubería
- Para reparación de la bomba las varillas deben ser extraídas

2.4.2 Bombeo Hidráulico

En el Bombeo Hidráulico se hace funcionar mediante un dispositivo subsuperficial el cual puede ser de dos tipos (Pistón o Jet) y una Bomba colocada en la superficie del pozo inyectara un fluido motriz (puede ser agua, aceite, o una mezcla de ambos), a alta presión por la tubería de producción impulsando la mezcla de fluidos a través del espacio anular (Figura 7).

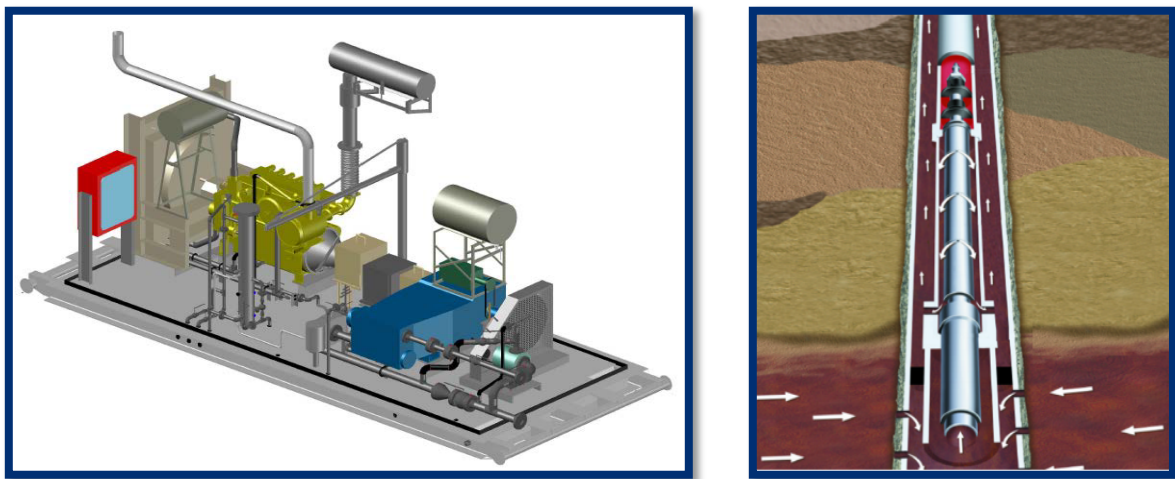


Figura 7. Bombeo hidráulico.

Ventajas

- Flexibilidad para cambiar las condiciones operativas.
- Instalaciones grandes ofrecen una inversión baja por pozo.
- La recuperación de las bombas se hace por circulación inversa.
- Se puede instalar en pozos desviados.
- Adaptable a la automatización.
- Se puede instalar en pozos desviados.

Desventajas

- Condiciones peligrosas al manejar aceite a alta presión en líneas.
- La pérdida de potencia en superficie ocasiona fallas en el equipo subsuperficial.
- El diseño es complejo.
- En ocasiones requiere de sartas múltiples.
- Es difícil la instalación de la bomba en agujero descubierto.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- Se puede operar a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Maneja fluidos contaminados con CO₂, SO₂, gas y arena.
- El manejo de arena, incrustaciones, gas o corrosión ocasionan muchos problemas.
- Demasiada inversión para producciones altas a profundidades someras e inmediatas.
- Altos costos en la reparación del equipo.

2.4.2.1 Bombeo Hidráulico tipo Pistón

El extremo de una bomba hidráulica de fondo de pozo, es similar a una bomba de varilla del Bombeo Mecánico, ya que utiliza un émbolo accionado por varilla (también llamado como pistón de la bomba) y dos o más válvulas de retención (Figura 8).

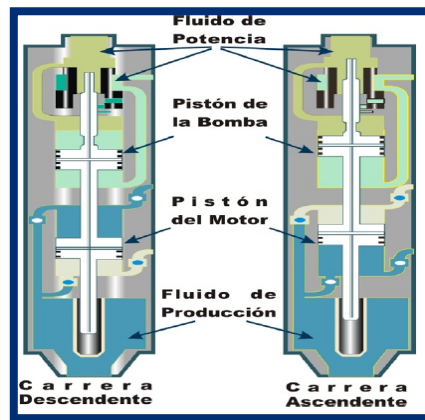


Figura 8. Bombeo hidráulico tipo pistón.

La bomba puede ser de simple o de doble efecto. Una bomba de doble efecto tiene válvulas de succión y descarga de ambos lados del émbolo, lo que le permite desplazar a los fluidos a la superficie, tanto en la carrera ascendente y descendente.

Con uno u otro sistema, el movimiento del émbolo lejos de una válvula de succión, disminuye la presión que mantiene la válvula cerrada, esta misma se abre a medida que

baja la presión, que es cuando a los fluidos del pozo se les permite entrar en el barril o cilindro de almacenamiento. Al final de la carrera, el émbolo se invierte, lo que obliga a la válvula de succión a cerrar y a abrir la válvula de descarga.

2.4.2.2 Bombeo Hidráulico tipo Jet

En este caso de Bombeo Hidráulico tipo Jet, el método de levantamiento artificial es similar al de Bombeo Hidráulico tipo Pistón en cuanto al principio de funcionamiento, a las instalaciones y equipos de superficie, la diferencia principalmente radicara en la bomba subsuperficial. Los principales componentes de la bomba Jet son la carrier, boquilla y tubo de mezcla (Figura 9).

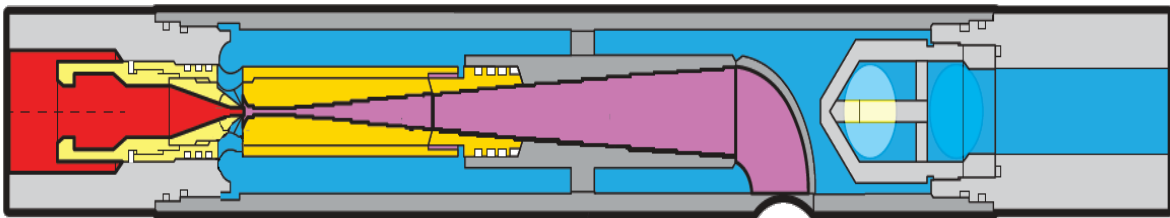


Figura 9. Funcionamiento del bombeo hidráulico jet.

El fluido motriz entrara por la parte superior, inmediatamente el fluido pasa a través de la boquilla, de este modo toda la presión del fluido se convierte en energía cinética. El chorro de la boquilla es descargado en la entrada de la cámara de producción, la cual se encuentra conectada con la formación productora. De esta manera, el fluido de potencia arrastra al fluido de producción proveniente del pozo y la combinación de ambos fluidos entra a la garganta de la bomba creando un efecto de Venturi creando un diferencial de presión permitiendo que los fluidos de la formación se mezclen con el fluido motriz y sean transportados así a la superficie.

2.4.3 Bombeo Electrocentrífugo

El principio fundamental es levantar el fluido del pozo hasta la superficie, mediante la rotación centrífuga de la bomba electrosomergible que se encuentra totalmente sumergida en la columna de hidrocarburos. La potencia requerida es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo, la corriente eléctrica es enviada desde la superficie y es conducida a través de un cable de potencia (Figura 10). Éste sistema es apropiado para manejar altos gastos de producción en pozos con elevados porcentajes de agua y baja relación gas-líquido.

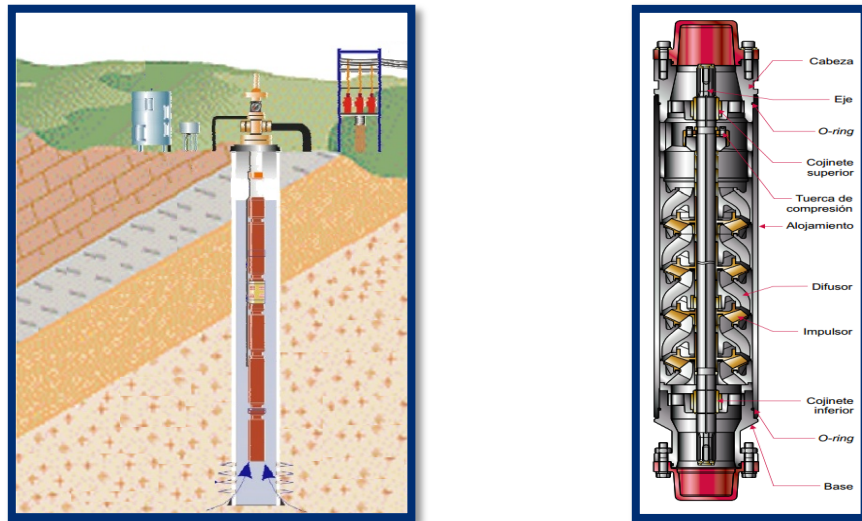


Figura 10. Esquema y partes de la bomba del bombeo electrocentrífugo.

Ventajas

- Altos gastos de producción
- Maneja crudos viscosos
- Maneja altos cortes de agua
- Maneja sólidos y arena de diámetros pequeños

Desventajas

- Costos de inversión muy alto
- Requiere energía eléctrica confiable
- No puede manejar altas RGA
- No maneja sólidos de grandes dimensiones

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades de 4200 m
- Puede aplicarse en plataformas
- Su operación requiere de técnicos especializados
- Altos costos de operación y mantenimiento
- El cable de potencia presenta fallas a la temperatura, corrosión o por mal manejo
- No es rentable en pozos con baja producción.
- Tiempos de cierre prolongados.

2.4.4 Bombeo de Cavidades Progresivas

Es un sistema que consta de una bomba de desplazamiento positivo instalada en el fondo del pozo, la cual se acciona por rotación y transporta los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie. El principio de funcionamiento se basa en el tornillo de Arquímedes, consta de dos engranajes helicoidales interiores entre sí, denominados rotor y estator.

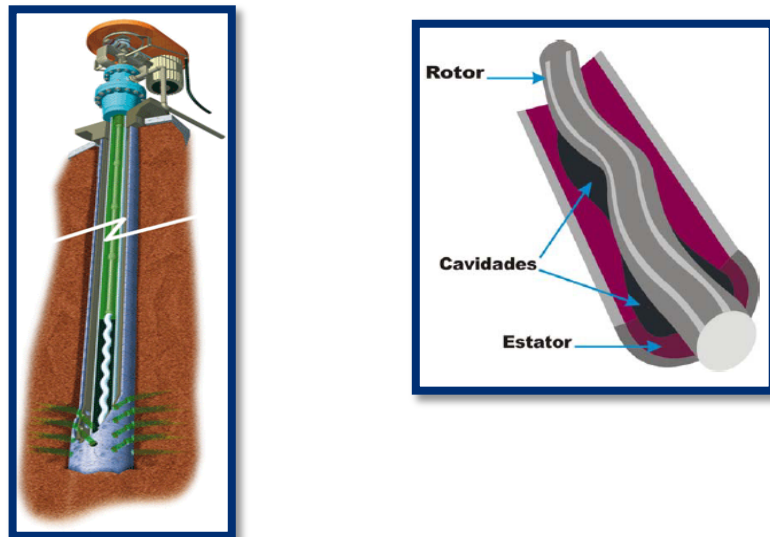


Figura 11. Esquema y partes de la bomba del bombeo de cavidades progresivas.

El movimiento giratorio es generado en superficie por un motorreductor y transmitido al rotor a través de un cabezal de rotación. A medida que el rotor gira dentro del estator, la unión de ambos forma cavidades definidas y selladas que progresan hacia arriba, desde la admisión hacia la descarga de la bomba, transportando los fluidos en forma continua a través de la tubería de producción (TP) desde el subsuelo hasta la superficie (Figura 11).

Ventajas

- Bajas inversiones para pozos someros y bajos gastos.
- Excelente eficiencia hidráulica (50-70 %).
- Fácil de instalar y operar.
- Excelente para manejar arena.
- Opera en pozos con alta y baja viscosidad
- Bajo impacto ambiental
- Bajo consumo de energía eléctrica
- Maneja sólidos y baja presencia de gas
- Bajo costo de instalación, operación y mantenimiento

Desventajas

- Requiere de una fuente de energía confiable
- Está limitado por la profundidad
- Desgaste de varillas en pozos desviados y horizontales
- Incapacidad de los elastómeros a soportar alta temperatura
- Baja eficiencia para gas.

2.4.5 Bombeo Neumático

Es un sistema mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo), o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente), el objetivo es levantar el fluido mediante la inyección de gas a alta presión al espacio anular, el cual pasa a la tubería de producción a través de válvulas colocadas en uno o más puntos

de inyección, o con la variante de la inyección del gas a través de la tubería de producción, el cual pasará al espacio anular a través de las válvulas de inyección.

La inyección de gas puede realizarse a través de una perforación (Puncher) en la TP, una válvula calibrada (permite un mejor control del volumen de gas de inyección) o una Tubería Flexible (TF) colgada. Existen dos tipos básicos de bombeo neumático que se utilizan para extraer petróleo, según el tipo de flujo que tiene la inyección de gas, puede ser continua o intermitente. Los dos tipos operan bajo diferentes principios, por lo cual es recomendable estudiarlos por separado.

Ventajas

- Bajo costo de mantenimiento y operación
- Maneja grandes volúmenes de producción fácilmente
- Puede trabajar en pozos con elevada producción de arena
- Equipo de subsuelo sencillo
- No es afectado por el grado de desviación del pozo
- Maneja presencia de agua
- Maximiza el uso del gas disponible en el yacimiento.
- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.

Desventajas

- Requiere una fuente continua de gas.
- Alto costo inicial por los equipos de compresión de gas en superficie
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.
- Se requieren niveles de líquido altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La T.R. debe soportar una alta presión de gas.
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso o parafinas
- No es aplicable a pozos con más de 10000 ft.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.
- Se obtiene una información más precisa de las fallas subsuperficiales mediante la interpretación de gráficas de flujo de gas.

2.4.5.1 Bombeo Neumático Autoabastecido

Si hablamos de que la reserva de gas de nuestro yacimiento es pequeña, el diseño de las instalaciones superficiales deberá contemplar un circuito cerrado para el gas, es decir, que el gas que se inyecta al pozo sea recuperado en superficie para que nuevamente se reutilice, de tal modo que el único gas que se consuma sea el que utilice el compresor como combustible. Esta condición obligará a que la presión de succión del compresor sea ligeramente menor a la contrapresión con que va a fluir el pozo. Para poder tener un buen resultado de esta tipo de Bombeo Neumático, será necesario realizar un diseño apropiado para comprimir en superficie (Figura 12).

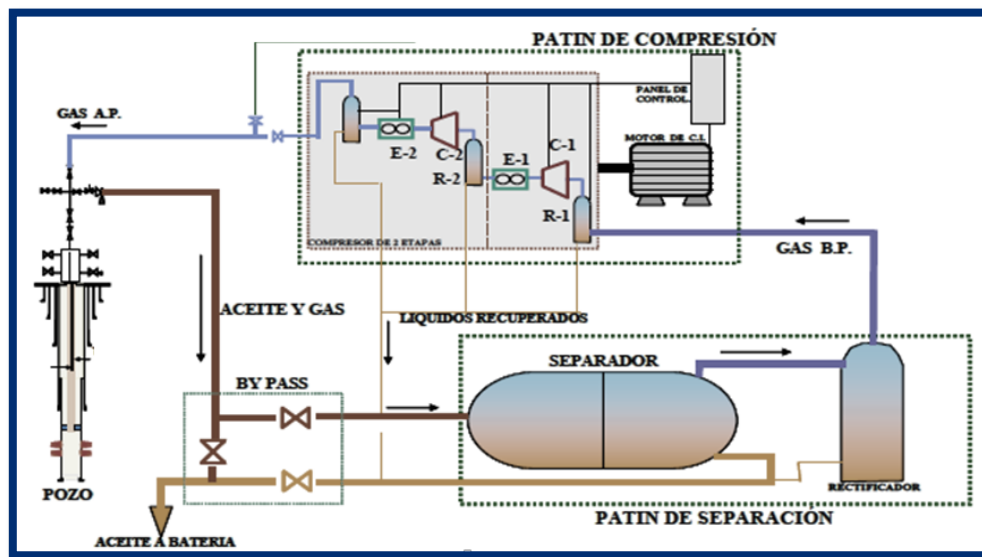


Figura 12. Bombeo Neumático Autoabastecido.

Es importante el uso de un simulador de procesos en conjunto con un simulador de flujo multifásico por que lograra determinar qué tipo de instalaciones superficiales serán o no, necesarias instalar y reducir riesgos e inversiones innecesarias. El Bombeo Neumático Autoabastecido es considerado un sistema altamente recomendable, de bajo costo y fácil de implementar, existen dos tipos básicos de bombeo neumático que se utilizan para extraer petróleo, según el tipo de flujo que tiene la inyección de gas, puede ser continua o intermitente.

2.4.5.2 Bombeo Neumático Continuo

Las instalaciones para flujo continuo, requiere una inyección controlada de gas en la columna que se mueve dentro de la tubería de producción, a fin de “aligerarla” y conservar el movimiento de éste al grado deseado. En el proceso de bombeo de gas de flujo continuo, se está inyectando gas continuamente en el pozo a una presión relativamente alta dentro de la columna de fluido (este gas inyectado se une al gas de formación para bombear el fluido a la superficie por una o más ramas de flujo) (Figura 13).

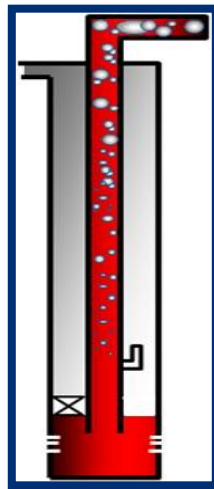


Figura 13. Funcionamiento del bombeo neumático continuo

2.4.5.3 Bombeo Neumático Intermitente

Opera bajo el concepto de la inyección de gas de forma intermitente. Esto significa que la inyección de ocurre durante un periodo de tiempo y luego se detiene. Después de que pasa un periodo de tiempo, tiene lugar una nueva inyección, y el ciclo se repite.

En este tipo de bombeo, el gas penetra a la tubería de producción, una vez que se ha acumulado en el pozo cierta cantidad de fluidos, el gas entra súbitamente desplazando a los fluidos acumulados como un pistón. El fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de baches o pistones. La expansión adicional del gas obliga al fluido a moverse hacia la superficie (Figura 14).

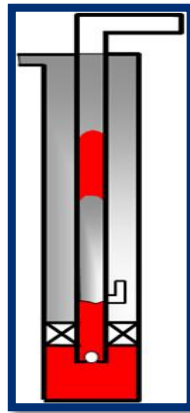


Figura 14. Funcionamiento del bombeo neumático intermitente.

2.4.6 Émbolo Viajero

Es una forma de levantamiento artificial basado en un método de cierre y apertura del pozo en superficie con el fin de utilizar la energía del yacimiento para producir los líquidos acumulados en el pozo mediante émbolo o pistón que actúa como una interface solida entre el nivel de líquido y gas de levantamiento. El pistón es una restricción que permite el

paso de gas alrededor de este por efecto del resbalamiento alcanzando velocidades superiores a la velocidad crítica del líquido con el fin de minimizar el líquido que se regresa alrededor del émbolo (Figura 15).

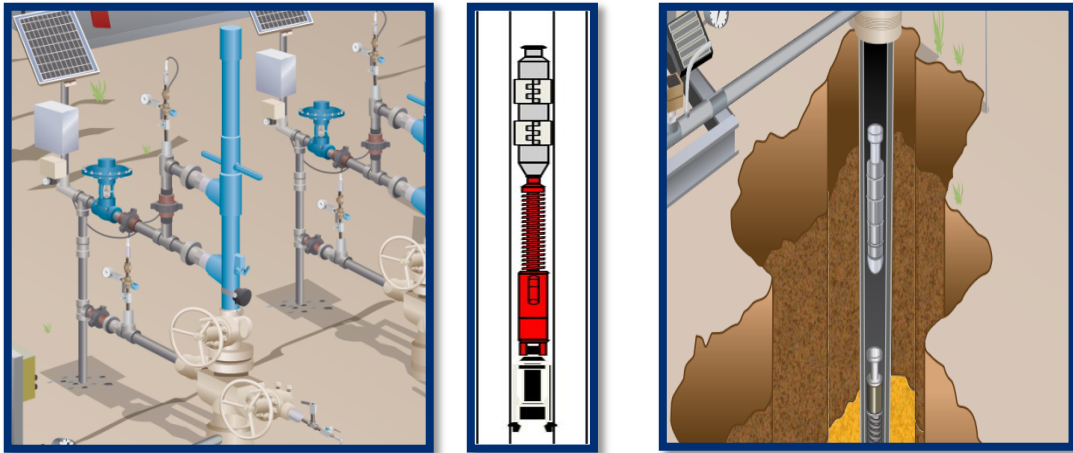


Figura 15. Equipo superficial y de fondo del émbolo viajero

Ventajas

- Maximiza la producción
- Da mayor vida al pozo
- No requiere energía externa (usa la energía del yacimiento)
- Fácil mantenimiento
- Bajo costo de operación y mantenimiento
- Pozos desviados y remotos
- Extraer agua de pozos de gas
- Mantiene el pozo limpio de parafina y sedimento

Desventajas

- RGL específicas para levantar embolo
- Potencial para volúmenes bajos(200 bpd)
- Sólidos

2.4.7 Sarta de Velocidad

El propósito del sistema es ocupar físicamente parte del espacio disponible para el flujo de gas dentro de la TP, obteniéndose un espacio anular por encima de la velocidad crítica para la remoción de líquidos del pozo. Es útil como columna de circulación para desplazar inhibidores o simplemente para arrancar el pozo, para iniciar o restablecer la producción (Figura 16).

El objetivo es ocupar físicamente parte del espacio disponible para el flujo de gas dentro de la TP, obteniéndose un espacio anular de menor superficie, lo que obliga a un aumento de la velocidad en el espacio anular por encima de la velocidad crítica para la remoción de líquidos del pozo.

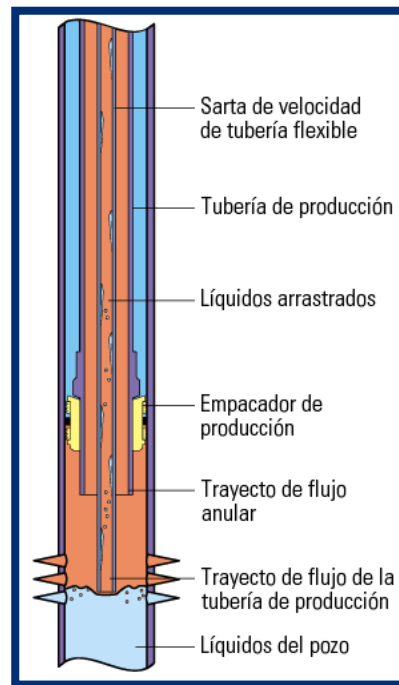


Figura 16. Equipo de sarta de velocidad

Ventajas

- No se daña el yacimiento durante la intervención ya que no se usan fluidos de control
- Se mantiene la integridad de las tuberías de producción y revestimiento
- Para su mantenimiento sólo se requiere un equipo de tubería flexible para recuperar la sarta, cambiar la válvula y volver a instalarla el mismo día.
- Las tuberías incrementan la velocidad del flujo de gas y genera una alta contrapresión frente a las formaciones productoras, restándole movimiento al flujo de los líquidos.
- Ayuda a controlar el influjo de gas en pozos de alta presión.
- Protege al revestidor de la erosión y el daño en aquellos pozos que producen materiales abrasivos.
- Protege a las formaciones productoras.
- Mínima intervención.
- No necesita un tratamiento químico constante.
- No tiene partes mecánicas o móviles.
- Presiones estables en las líneas

Desventajas

- Genera mayor caída de presión en el fondo
- En pozos de bajo potencial, y completados con TP y empacadores, limitan en muchos casos el proceso de descarga de los fluidos durante el arranque inicial o posterior a un trabajo de reacondicionamiento
- Limita la corrida de herramientas de diagnóstico en el fondo del pozo.
- Baja resistencia a la corrosión
- Espacio anular irregular
- Formación de corrosión se produce en la parte baja del pozo
- En pozos muy desviados, la descarga por flujo natural está comprometida por la densidad de los fluidos

2.4.8 Otros (No Convencionales)

2.4.8.1 Lanzador de Barras Espumantes

Contienen agentes reforzadores de espuma, contienen una combinación de surfactantes que actúan como espumante al entrar en contacto con el líquido que se encuentra en el interior de la tubería de producción del pozo. La barra se puede usar en una relación de mezcla de agua y condensados que se encuentran presentes en el fondo de los pozos a temperaturas entre 70 y 135°C, provocando efervescencia para aligerar la columna hidrostática e inducir el pozo.

Los reactivos líquidos pueden contener surfactantes al igual que las barras. Solamente que en forma líquida los cuales nos permiten reducir la velocidad crítica del gas. Se pueden utilizar reactivos tales como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones, reductores de viscosidad, espumantes, ácidos, etc.

Existen diferentes tipos de barras dependiendo de la cantidad de agua y condensado que tenga el pozo; para seleccionar la barra adecuada, es necesario conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, el contenido de cloruros, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, etc.

Las barras espumantes se pueden aplicar de dos formas:

- 1) Manual: se utiliza un lubricador en la válvula de sondeo que permita aplicar las barras sin cerrar el pozo, o mediante una operación de cierre y apertura de válvulas superficiales del pozo.

2) Automático: se instalan lanzadores automáticos de barras, que son de tipo carrusel y pueden ser de 4, 9 y 18 barras; previamente se debe optimizar la cantidad de barras necesarias en el pozo, de forma que sean lanzadas de forma controlada y la cantidad adecuada en cierto tiempo (Figura 17).



Figura 17. Introducción de una barra espumante a un pozo

Ventajas

- Permite estabilizar condiciones de producción.
- Incrementar su producción y prolonga la vida productiva del pozo.
- Efectuar cierres y aplicar barras espumantes sin la presencia de personal técnico en horas no laborales o evitando la visitas diarias al pozo en función de la necesidad de barras espumantes.

2.4.8.2 Tubería Capilar

La utilización de esta tecnología permite recuperar gran parte de la producción real en pozos gasíferos que por efecto de acumulación de líquidos bajan su producción.

El principio de este tipo de aplicación se basa en la instalación de una tubería capilar de acero inoxidable mediante el cual se le inyecta un agente químico (espumante), con el objetivo de alivianar la columna de líquido y permitir de esta manera estabilizar la producción de gas (Figura 18).



Figura 18. Equipo de tubería capilar

Este tipo de tuberías están diseñadas para armar y desarmar las sargas de inyección capilares de diámetro pequeño a profundidades de hasta 6000 m. Las unidades cuentan con un cabezal de inyección, arco de guía integral y un equipo de control.

Su uso trae consigo ciertos beneficios como el hecho de bombear inhibidores de corrosión, inyectar productos químicos para recubrir la tubería, potencializar la actividad del pozo, controlar la velocidad de funcionamiento, mantener el control total del pozo y reducir la posibilidad de daño, el principio de este tipo de aplicación se basa en la instalación de tubería capilar de acero inoxidable mediante el cual se le inyecta un agente químico (espumante), con el objetivo de alivianar la columna de líquido y permitir de esta manera estabilizar la producción de gas. Esta instalación se realiza con la Unidad de Coil Tubing Capilar de diseño exclusivo de WEATHERFORD.

2.4.9 Sistemas artificiales de producción híbridos

Los Sistemas Artificiales de Producción requieren innovaciones que les permitan extraer la mayor cantidad de hidrocarburos con un menor costo monetario, por lo tanto, la ingeniería de producción se ha visto obligada a enfrentarse a problemas económicos, referidos a la eficiente extracción de hidrocarburos.

Las empresas de servicio son los principales desarrolladores tecnologías. Estas compañías de servicio se han dado a la tarea de combinar Sistemas Artificiales de Producción (o componentes de estos) para crear nuevos sistemas (sistemas híbridos).

Como resultado de estas innovaciones en el área de los Sistemas Artificiales de Producción, se han obtenido resultados reflejados en rangos de operación más amplios, además dichos sistemas elevan considerablemente la producción de hidrocarburos y por consecuencia el factor de recuperación de éstos.

Como se mencionó con anterioridad, los sistemas artificiales de producción híbridos constan de la combinación parcial o total de los sistemas, dicha combinación obedece principalmente a que la bomba del sistema recibirá energía adicional, lo que puede significar que uno mejorará la eficiencia de otro; además, esta combinación resulta muy ventajosa cuando se avería alguno de los SAP's convencionales que integran al sistema híbrido, ya que en el momento en que uno no funcione, el otro seguirá operando; dicho en otra palabras, funciona como sistema alterno de producción.

Descripción general de los SAP's híbridos (Figura 20):

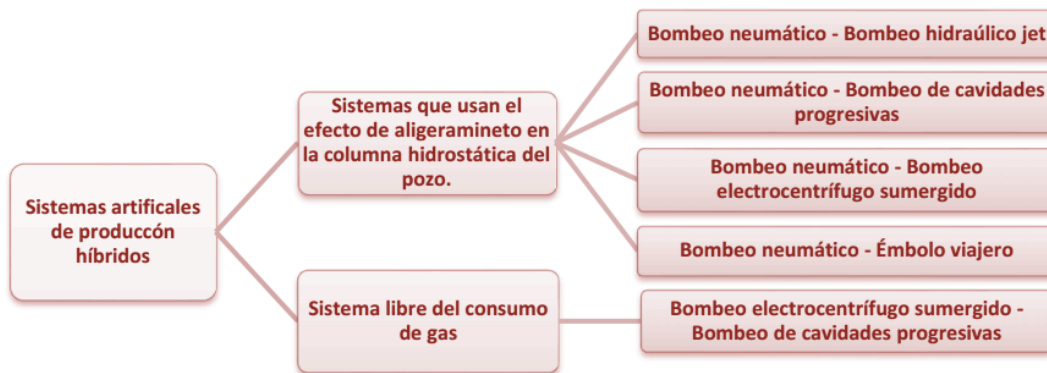


Figura 19. Clasificación de los SAP híbridos en función del uso de gas.

2.4.9.1 Bombeo Neumático –Bombeo Hidráulico Tipo Jet

Este tipo de sistema artificial de producción usa generalmente con una sarta concéntrica (espiral) dentro de la tubería de producción. Se inyecta un fluido motriz (agua o aceite) debajo de la tubería en espiral; al final de dicha tubería la bomba Jet imprime energía al fluido motriz para que este se mezcle con los fluidos de producción. Una vez que los fluidos de producción y el fluido motriz se encuentran en la cámara de mezclado, un volumen de gas a alta presión es inyectado encima de la Bomba Jet que nuevamente aligera la columna de fluidos producidos, lo que trae como consecuencia el mejoramiento de la eficiencia de la bomba.

2.4.9.2 Bombeo Neumático - Bombeo de Cavidades Progresivas

Este tipo de sistema artificial de producción híbrido consiste en colocar válvulas de bombeo neumático sobre una bomba de cavidades progresivas. Esto es para que los fluidos de producción que son bombeados hacia la superficie con ayuda de la bomba de

cavidades progresivas sufran un efecto de aligeramiento al inyectarle gas a alta presión. Esta combinación de sistemas artificiales de producción mejora la eficiencia de la bomba ya que ésta demandará menor energía procedente de la superficie.

2.4.9.3 Bombeo Neumático - Bombeo Electrocentrífugo

En un sistema de producción híbrido Bombeo neumático - Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (fig. 2.3), existe un efecto de aligeramiento en la columna del fluido de producción mediante la inyección de gas por arriba del aparejo de bombeo Electrocentrífugo sumergido. El aparejo de producción de este sistema híbrido consiste esencialmente en la instalación de un empacador que sella el espacio anular por encima del aparejo de Bombeo Electrocentrífugo y con una válvula de Bombeo Neumático colocada por encima de ese empacador se inyecta gas a alta presión dentro de la tubería de producción para aligerar el peso de la columna de los fluidos de producción.

Bombeo Neumático - Émbolo Viajero

El objetivo de este sistema artificial de producción es mejorar la eficiencia de elevación en pozos que producen intermitentemente. El mejoramiento de la eficiencia se logra gracias a la disminución del escurrimiento del fluido producido. La función del Sistema de Émbolo Viajero es proveer una interface mecánica entre el líquido producido por el pozo y el gas inyectado por las válvulas de bombeo neumático. Esta interface elimina el escurrimiento y aumenta considerable te la eficiencia.

2.4.9.4 Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BES) y Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

Presenta problemas operacionales en el manejo de agentes abrasivos, corrosivos y polímeros, además, su capacidad de producción está limitada. La limitante de la varilla que maneja el Bombeo de cavidades progresivas (BCP) es la desviación del pozo; la fuerza de la sarta de varillas también ha limitado la velocidad de la bomba y la profundidad de colocación de ésta.

El sistema ESPCP es una combinación de una Bomba de Cavidades Progresivas (BCP) y un motor eléctrico de un Bombeo Electrocentrífugo Sumergible (BES) que da como resultado un sistema artificial de producción relativamente nuevo en la industria petrolera. Entonces el sistema ESPCP tiene integradas las ventajas del PCP y del ESP. Esta combinación está considerada como el sistema artificial de producción más conveniente para algunas cualidades especiales del crudo o condiciones del pozo, tal como alta viscosidad del aceite, contenido de arena en el crudo, pozos desviados u horizontales y plataformas costa fuera. El principio de operación del sistema ESPCP puede ser expresado de por medio de dos procedimientos de trabajo simples, una de ellos es el sistema de suministro de energía y el otro es el sistema de levantamiento fluidos de producción. Ambos sistemas abarcan componentes mecánicos tanto en superficie como en el subsuelo, entonces los dos sistemas pueden ser expuestos como sigue a continuación.

En la mayoría de lo que se refiere a nuevas tecnologías para sistemas artificiales, son modificaciones, realizadas sobre un sistema convencional, esto se hace con el fin de adaptar el sistema a distintas condiciones o simplemente dar un mejor aprovechamiento de sus características principales.

2.4.9.5 Aplicaciones en Campo de sistemas híbridos

2.4.9.5.1 Sistema Compuesto de Bombeo Hidráulico - Mecánico

El campo de aceite Tarim Lungu es un yacimiento de aceite pesado en carbonatos profundo, con un promedio de profundidad alrededor 5500 [m], el promedio de la temperatura del yacimiento es alrededor de 127 [°C], la presión del yacimiento está entre 57-64 [MPa]. El aceite no solo es extremadamente pesado, altamente viscoso, pero tiene un alto punto de fluidez, alto contenido de sulfuros y alto contenido de asfaltos. La densidad del crudo está entre 0.95-1.08 [g/cm³]; la viscosidad del crudo es de 10×10^4 [mPa·s] a 50 [°C] de temperatura; la densidad del agua de formación es de alta salinidad con una densidad de 1.15 [g/cm³]. El crudo tiene buena movilidad a condiciones de yacimiento debido a la alta temperatura y el gas en solución, pero después de que fluye en el pozo y es levantado, su viscosidad incrementa bruscamente y también su resistencia al flujo. Debido a esto causa enormes dificultades para la producción de aceite con métodos convencionales como el bombeo mecánico. Al principio de la producción, la energía del yacimiento es adecuada y el aceite puede fluir a la superficie agregando aceite ligero para mezclarlo con el aceite pesado del fondo del pozo. Sin embargo, como la energía de la formación declina hasta cierto nivel, se vuelve imposible usar métodos convencionales para mantener una tasa de producción. Por lo que en vista de las grandes profundidades y la viscosidad alta del aceite, basado en los análisis de los métodos de levantamiento artificial en el mundo, se determinó que el sistema de bombeo compuesto mecánico-hidráulico se propuso para aplicarlo en los campos de aceite de Tarim Lungu.

La configuración del sistema consta de sistema de bombeo mecánico, sistema de bombeo hidráulico, empacador y cedazo. El primer sistema en actuar es el hidráulico, la inyección se hace de forma inversa, es decir, entre el espacio anular de la TR y la TP, el bombeo hidráulico levanta los fluidos a cierta profundidad para lograr el levantamiento primario.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Luego el bombeo mecánico se usa para levantar los fluidos a la cabeza del pozo para completar el levantamiento secundario.

El sistema de levantamiento compuesto tiene las siguientes ventajas especiales:

- El bombeo hidráulico no contiene partes móviles, depende de un fluido motriz para llevar energía, por lo que se puede aplicar grandes profundidades y altas temperaturas como los campos de aceite de Tarim Lungu.
- Se puede inyectar aceite ligero para que diluya el aceite pesado y reducir la viscosidad.
- El bombeo mecánico como sistema de levantamiento secundario puede ser fácilmente instalado, operado y bien coordinado con el bombeo hidráulico.

Los parámetros y sus valores del diseño se muestran en la Figura 21:

Parámetros del bombeo hidráulico:	Resultados de cavitación: no existe
Asentamiento de la bomba: 4500 m	Producción: 10 t/día
Tamaño de nariz: 2.6 mm	Fluido motriz: 28 t/día
Tamaño de garganta: 3.8 mm	Presión TR: 2.1 MPa
Presión de entrada: 28.96 MPa	Presión bomba en superficie: 3.6 MPa
Relación de presión: 0.11	Relación del gasto de inyección: 0.357
Cabeza de bombeo hidráulico: 2925 m	
Parámetros del bombeo mecánico:	Tipo de bombeo: varillas
Profundidad de asentamiento: 2500 m	Velocidad de bombeo: 2.1 veces/min
Diámetro de bomba: 57 mm	Emboladas: 7.6 m
Carga máxima: 97.82 KN	Carga mínima: 77.93 KN
Sarta de varillas: 538.85mm*28mm + 804.19m*25mm + 1131.52m*22mm	

Figura 20. Parámetros optimizados para el sistema de levantamiento compuesto



Tecnología – Capítulo 3

3.1	Bombeo Electro - Reciprocante “BER”	42
3.2	Principio de operación.....	42
3.3	Componentes del sistema	44
3.3.1	Motor lineal	44
3.4	Conexiones eléctricas del motor	45
3.5	Bomba.....	46
3.6	Flejes de Cable	49
3.7	Cable de potencia.....	50
3.8	Variador de Frecuencia.....	51
3.9	Malacate para instalación del cable.....	54
3.10	Metodología de instalación.	56
3.11	Instalación.....	57
3.12	Acoplado de la bomba al motor.....	59
3.13	Conexión de Fondo.....	61
3.14	Flejado	62
3.15	Flejado con protector de plástico.....	62
3.16	Flejado sin protector de plástico.....	63
3.17	Preparación y conexión del sensor y cable.....	64
3.18	Instalación del colgador y conexión en superficie	65
3.19	Monitoreo	65



3.1 Bombeo Electro - Reciprocante “BER”

El sistema BER fue creada como una solución para resolver los principales problemas que presentan pozos con bombeo mecánico convencional; han sido instalado en un gran número de pozos en países asiáticos, siendo mayor su presencia en China. En este contexto, se ha identificado que el SAP tipo BER es un híbrido a partir de los componentes del bombeo mecánico y electrocentrífugo. Está compuesto por un cable de alimentación que se une directamente al motor lineal por medio de conectores rápidos y este se fija a lo largo de toda la bomba hasta el controlador (Figura 21).

3.2 Principio de operación

El motor transmite movimiento lineal a la bomba a través de un embolo y esta lleva los fluidos del fondo de pozo a la superficie. Las emboladas son ajustables desde 8.0 hasta 10.0 emboladas por minuto. La tecnología “BER” toma su pauta en el principio de operación del bombeo mecánico, pero las diferencias radican en:

La sustitución de la sarta de varilla por un cable conductor que proveerá de energía al motor de la bomba de inserción, el motor de fondo es de desplazamiento lineal activado por cargas eléctricas y el principio de imanes permanentes.

- La bomba reciprocante se encuentra en una posición invertida en comparación al bombeo mecánico convencional.
- La optimización de las condiciones de operación en tiempo real apoyados con un sensor de presión de fondo.
- La automatización vía remota de la operación del sistema de bombeo.

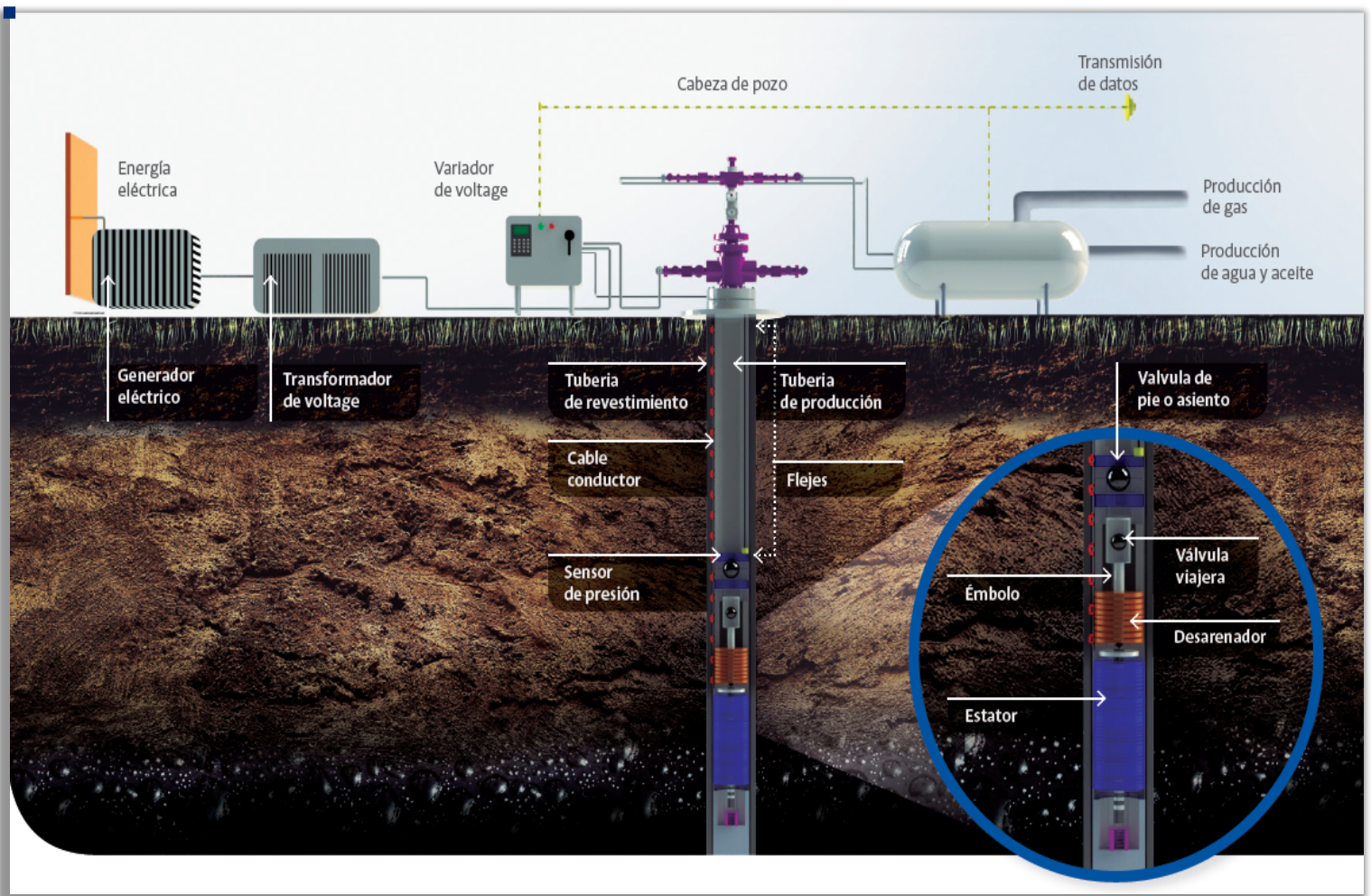


Figura 21. "Diagrama de instalación del BER"

3.3 Componentes del sistema

3.3.1 Motor lineal

El motor es trifásico de corriente alterna con un diseño de imanes permanentes, se puede encontrar en varios tamaños 480 [V], 660 [V] y 1140 [V]. Los estatores e imanes utilizados están sellados. El motor soporta una presión de 5000 [PSI] y una temperatura de 300 [°F], y la cubierta del motor es de acero inoxidable (Figura 22)

Una de las características y ventajas de este sistema es que cuenta con un motor lineal que trasmite el movimiento reciprocante hacia la bomba. Su funcionamiento es lineal directo y de manera intermitente, a una velocidad que oscila desde 8 a 20 emboladas por minuto. Es controlado por un variador de frecuencia que está diseñado para operar en un rango de 8 a 15 [Hz].

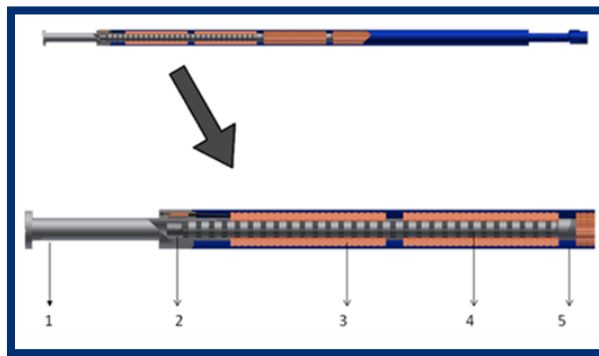


Figura 22. Motor de Fondo

- I. Tubo de acoplamiento del motor hacia la bomba
- II. Tubo de desplazamiento o inducido (“rotor”) del motor.
- III. Sección del estator del motor que es la parte inductora fija o primario del motor.
- IV. Imanes permanentes en el secundario o inducido del motor
- V. Carcasa del motor.

3.4 Conexiones eléctricas del motor

El motor tiene un diseño con cabezas de conexión rápida, más eficiente y permite la conexión del cable sin juntas o empalmes. Se prepara previamente a la llegada al pozo, lo que permite una instalación fácil y más limpia (Figura 23).

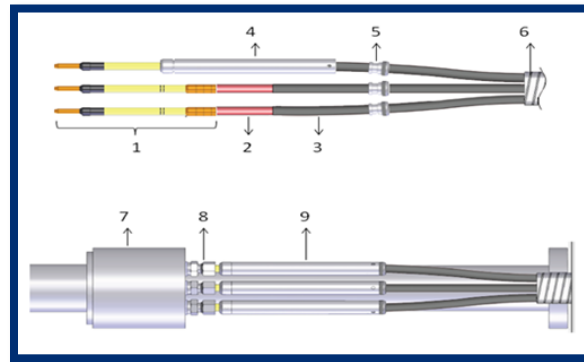


Fig. 23 Conexiones Eléctricas del Motor

- I. Pin conector, se empalma al cable y es la parte que hace contacto con el embobinado del motor.
- II. Primer capa de recubrimiento del cable con goma de aislante eléctrico.
- III. Segunda capa de recubrimiento de plomo.
- IV. Tubo cilíndrico metálico que resguarda el empalme del pin y el cable, donde una vez cerrado se inyecta un silicón especial aislante.
- V. Contratuerca de sujeción del tubo cilíndrico metálico.
- VI. Capa metálica de protección mecánica del cable.
- VII. Carcasa del motor.
- VIII. Conector macho, mantiene sujetas y firmes las conexiones eléctricas en el motor.
- IX. Conexión eléctrica final de los 3 cables.

3.5 Bomba

La bomba de inserción, cuenta con una válvula fija se encuentra en la parte superior de la misma y la válvula viajera en la parte inferior, el tamaño del émbolo va desde $1 \frac{1}{4}$ [in] a $3 \frac{3}{4}$ [in], la longitud de embolada que da el motor es de $48 \frac{1}{2}$ [in]. (Figura 24 y 25).

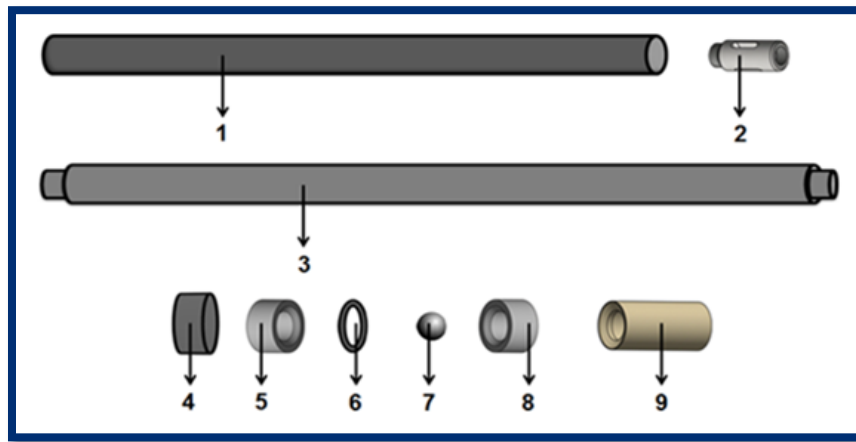


Figura 24. Ensamble de la Bomba

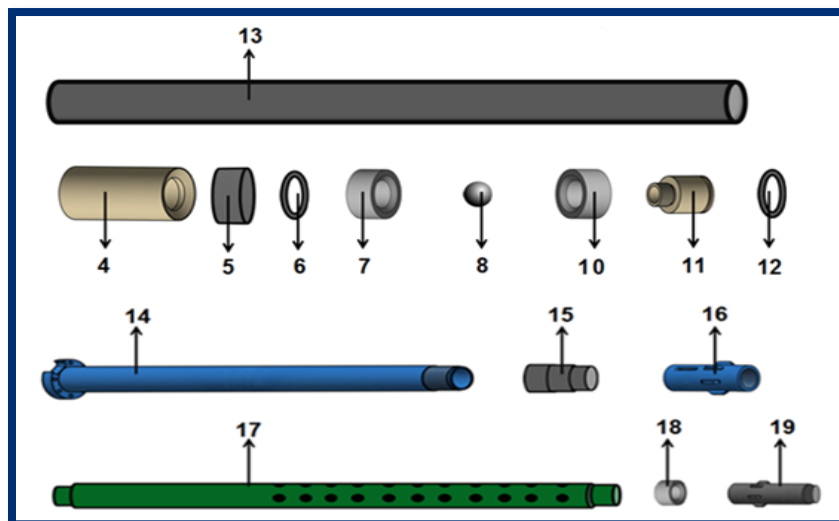


Figura 25. Ensamble de la Bomba

- 1 **Varilla conectora**
Es la conexión entre el "rotor" y el émbolo, y le da el movimiento al émbolo para que pueda desplazar los fluidos que hay en el barril.
- 2 **Entrada de fluidos al émbolo**
Pieza conecta el émbolo con la varilla que le dará el movimiento a él émbolo, por aquí entran los fluidos al barril de la bomba.
- 3 **Émbolo**
Se encarga de empujar los fluidos que se encuentran en el barril hacia la tubería de producción.
- 4 **Asiento de válvula**
Es el tope inferior del balín de la válvula, es decir, cuando la válvula se mueva hacia abajo se detendrá con esta pieza.
- 5 **Empaque de válvula**
Pieza que sirve para evitar que los fluidos que están dentro de la carcasa de la válvula no se salgan.
- 6 **Retenedor del empaque de la válvula**
Ayuda a sellar el empaque con el asiento de la válvula.
- 7 **Balín de la válvula**
Permite y restringe el flujo de los fluidos dependiendo la dirección del flujo.
- 8 **Jaula guiada de la válvula**
Pieza donde va la bola de la válvula y sirve para que no se mueva en la carcasa de la válvula y solo pueda moverse dentro de esta pieza, tiene orificios en los costados para que el fluido tenga más liRESPtad y pueda entrar al barril.
- 9 **Carcasa de la válvula viajera**
Pieza que va enroscada al émbolo, dentro de esta se colocan el empaque, el retenedor del empaque, la guía de la válvula viajera, la bola de la válvula viajera, y el asiento de la válvula viajera, y por aquí van a pasar los fluidos que vienen del barril hacia la tubería de producción.
- 10 **Carcasa de la válvula fija**
Pieza que se enrosca al barril de la bomba, dentro de esta se colocan el empaque, el retenedor del empaque, la guía de la válvula fija, la bola de la válvula fija, el asiento de la válvula fija, y por aquí van a pasar los fluidos que vienen del barril hacia la tubería de producción.
- 11 **Tope de la válvula fija**
Sirve como (limite) de la bola de la válvula fija, va enroscada a la carcasa de la válvula fija.
- 12 **Empaque del tope de la válvula fija**
Pieza que sirve para que los fluidos que se encuentren dentro del ensamble de la válvula fija no se filtren a la tapa de la carcasa superior de la bomba.

- 13 **Barril**
Es la parte de la bomba en donde se van a almacenar los fluidos para ser empujados por el émbolo, dentro del barril se encuentra el émbolo y el conjunto de la válvula viajera, y en la parte superior se conecta con el ensamble de la válvula fija.
- 14 **Conector de la bomba al motor**
Sirve para conectar la bomba con el motor, en la parte superior se enrosca con el cople de la entrada de fluidos y en la parte inferior con el motor.
- 15 **Removedor de arena**
En esta parte de la bomba se depositan los sólidos producidos para luego salir por el cople de la entrada de fluidos, se encuentra dentro del cople de la entrada de fluidos.
- 16 **Cople de la entrada de fluidos**
Por aquí son expulsados los sólidos que puedan llevar los fluidos del yacimiento, protege el removedor de arena y conecta la malla de entrada de fluidos de la bomba con el conector del motor y la bomba.
- 17 **Malla de entrada de fluidos**
Es por donde los fluidos del yacimiento entrarán a la bomba y también ocurre una primera etapa de separación de gas y sólidos, en la parte superior conecta con el cople de fondo de la carcasa de la bomba y en la parte inferior con el cople de entrada de fluidos.
- 18 **Cojinete del émbolo**
Sirve como centrador del émbolo y para proteger el cople de fondo de la carcasa de la bomba de un posible desgaste a causa del émbolo.
- 19 **Cople de fondo de la carcasa de la bomba**
Conecta carcasa de la bomba con la malla de entrada de fluidos de la bomba, dentro de este se coloca el cojinete del émbolo.
- 20 **Carcasa de la bomba**
Protege el barril de la bomba y el émbolo con las válvulas viajera y fija, va enroscado en la parte superior a la tapa superior de la carcasa de la bomba y en la parte inferior al cople de fondo de la carcasa de la bomba.
- 21 **Tapa superior de la carcasa de la bomba**
Sirve para conectar la carcasa de la bomba con el tubo conector de la bomba y la TP, y para asegurar el ensamble de la válvula fija.
- 22 **Tubo conector de la bomba y la TP**
Pieza que sirve para unir la bomba con la tubería de producción.

3.6 Flejes de Cable

Es el proceso de flejado del cable de potencia del motor. Se utilizará un fleje metálico a lo largo de toda la tubería en puntos donde se requiera. Se colocarán además unos sujetadores de plásticos de alta resistencia en ambos lados de cada acoplamiento para proteger el cable de posibles aplastamientos en la bajada de la tubería, (Figura 26). Estos sujetadores se utilizan comúnmente para inyección química, tubería capilar, cables de potencia planos, cables de instrumentación, cable de fibra óptica para datos, etc. Están hechos a base de un polímero de alta resistencia a la corrosión y los impactos, además de brindar una rápida instalación y menor fricción durante el bajado de la tubería.

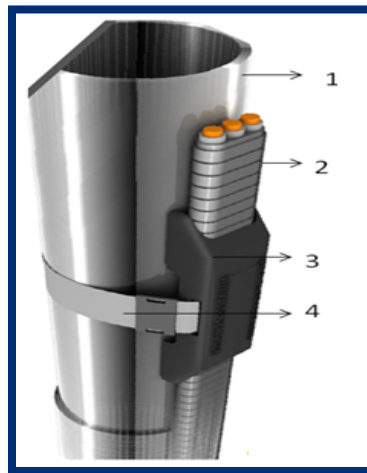


Figura 26. Flejado del Cable

1. Tubería de producción.
2. Cable eléctrico del motor.
3. Sujetador plástico de alta resistencia.
4. Banda metálica para sujetar cable a tubería.

3.7 Cable de potencia

Es el cable eléctrico del tipo plano de 5 [kv] que alimenta al motor desde la superficie. Una de las características de este cable con recubrimiento metálico exterior y de tres hilos, es su resistencia a altas temperaturas de hasta 450 [°F], consta de 4 capas de aislamiento lo que le provee un buen desempeño en pozos de altas temperaturas y alto flujo de gas. Ensamble de receptor de cable y conector en superficie, conecta el cable de potencia que viene del fondo y va insertado en el extremo inferior del colgador de la tubería que une la caja de control en la superficie y el fondo del pozo (Figura 27 y 28).

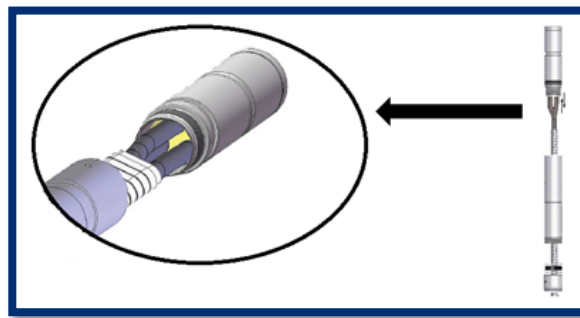


Figura 27. Conector de Superficie

Con este sistema se mantiene aislada la conexión eléctrica a la tubería de producción.

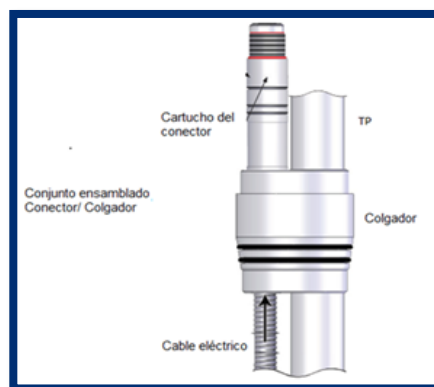


Figura 28. Colgador

Este es el conector eléctrico en superficie que va de la cabeza del pozo a la caja de control de la bomba y que también deberá ser previamente preparado antes de llegar al lugar de la instalación, (Figura 29).

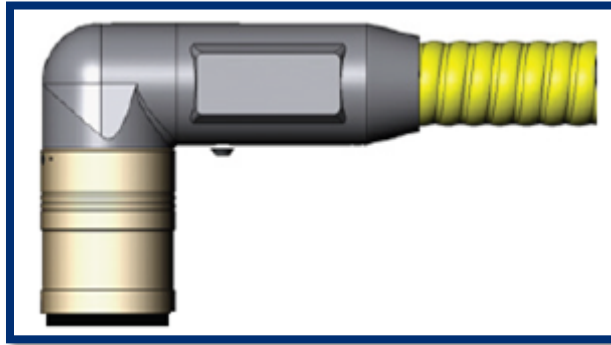


Figura 29. Conector eléctrico superficial

3.8 Variador de Frecuencia

El variador de frecuencia sirve para controlar la velocidad de los motores de inducción de AC a través de un arreglo de componentes electrónicos que mediante una secuencia convierten la corriente alterna a corriente directa para poder reducir la frecuencia y en consecuencia la velocidad de un motor, se compone por:

- Convertidor (rectificador): Convierte la AC de 3 fases a DC corregida, usa SCR (Puente de diodos rectificador), (Figura 30).

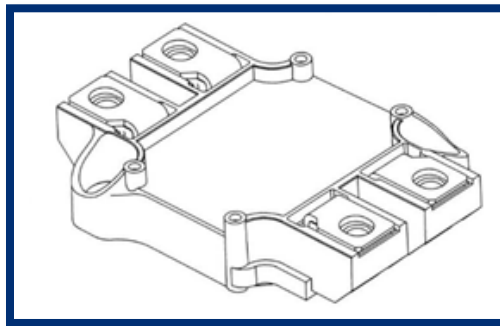


Figura 30. Rectificador

- Inversor AC a DC: Convierte la energía rectificada del convertidor a corriente directa
- Inversor de DC/AC: Convierte la DC filtrada a AC. Usa un IGBT (Transistor bipolar de puerta aislada) que a través de pulsos convierte la DC a AC, (Figura 31 y 32).

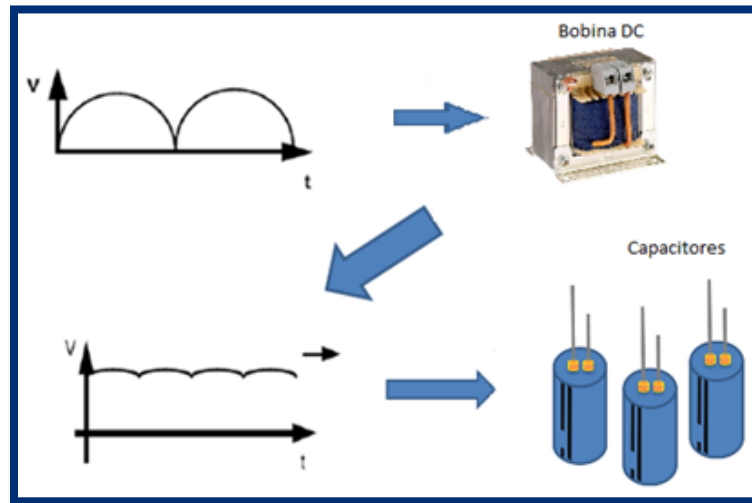


Figura 31 Inversor de Corriente

- Filtro DC Inversor de DC a AC

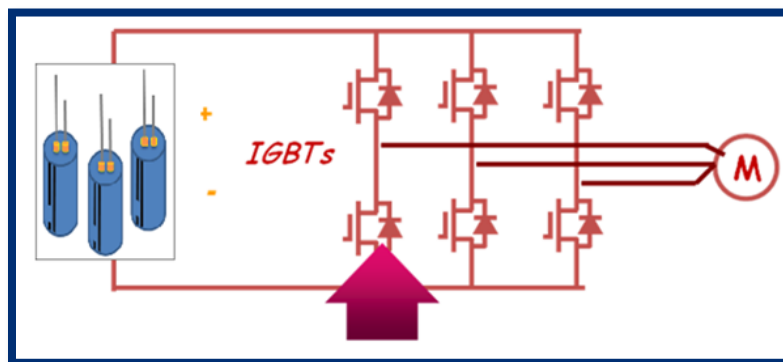


Figura 32 Capacitores

- Controlador lógico

Esta tarjeta nos ayuda para controlar la velocidad de los pulsos que saca el inversor bipolar, (Figura 33).

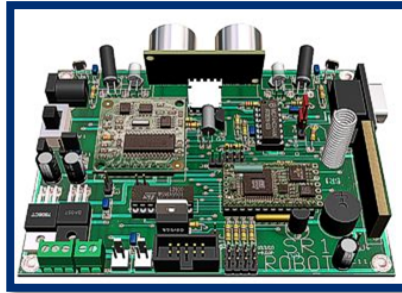


Figura 33. Tarjeta controladora

- Interface de operación
 - Con esto se puede operar el VFD-Salidas analógicas y digitales
 - Referencias de velocidad
 - Encendido y apagado

Todos estos componentes se encuentran en un gabinete clase NEMA 3 que contiene todos los dispositivos eléctricos y electrónicos que conforman en conjunto el control de todo el sistema de bombeo. Cuenta con ventilación y llave de seguridad que impide abrirlo cuando el sistema se encuentre energizado; además de contar con un visualizador de monitoreo y controles exteriores, (Figura 34).

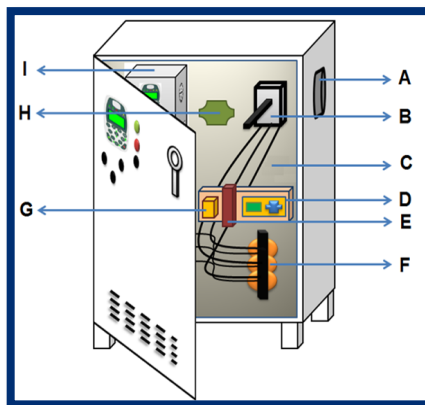


Figura 34 Gabinete

Los componentes internos del gabinete son los siguientes:

- A. Ventilador, se encarga de extraer el aire caliente generado.
- B. Interruptor termo magnético, interrumpe la corriente en caso de una sobrecarga.
- C. Cables de alta tensión.
- D. PLC, el controlador que contiene el programa de las secuencias de operación.
- E. Fuente de poder 24 [VDC], se encarga de mantener energizado al PLC.
- F. Reactor en línea, reduce el paso de corrientes armónicas y altas frecuencias lo que evita disparos innecesarios y protegiendo de esta manera al variador de velocidad.
- G. Transformador de 480/120 [VAC]
- H. Interruptores de sobrecarga.
- I. Variador de frecuencia, permite controlar la velocidad del motor.

3.9 Malacate para instalación del cable

Para la instalación de la bomba se contará con un malacate o alimentador de cable el cual se compone de una barra con la que se sujeta el carrete de cable y al que se le transmite movimiento a través de una banda acoplada a un motor reductor de velocidad que será controlado manualmente dependiendo del tiempo que dure la maniobra, (Figura 35).

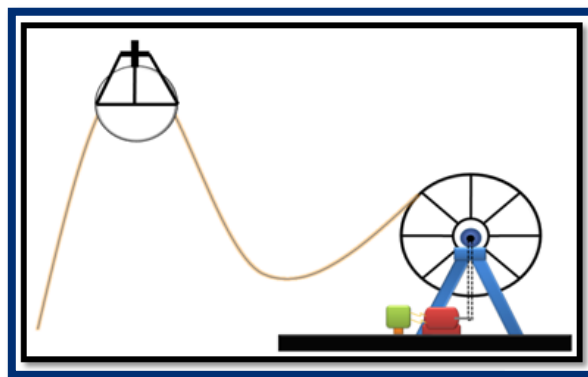


Figura 36. Diagrama de Malacate

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

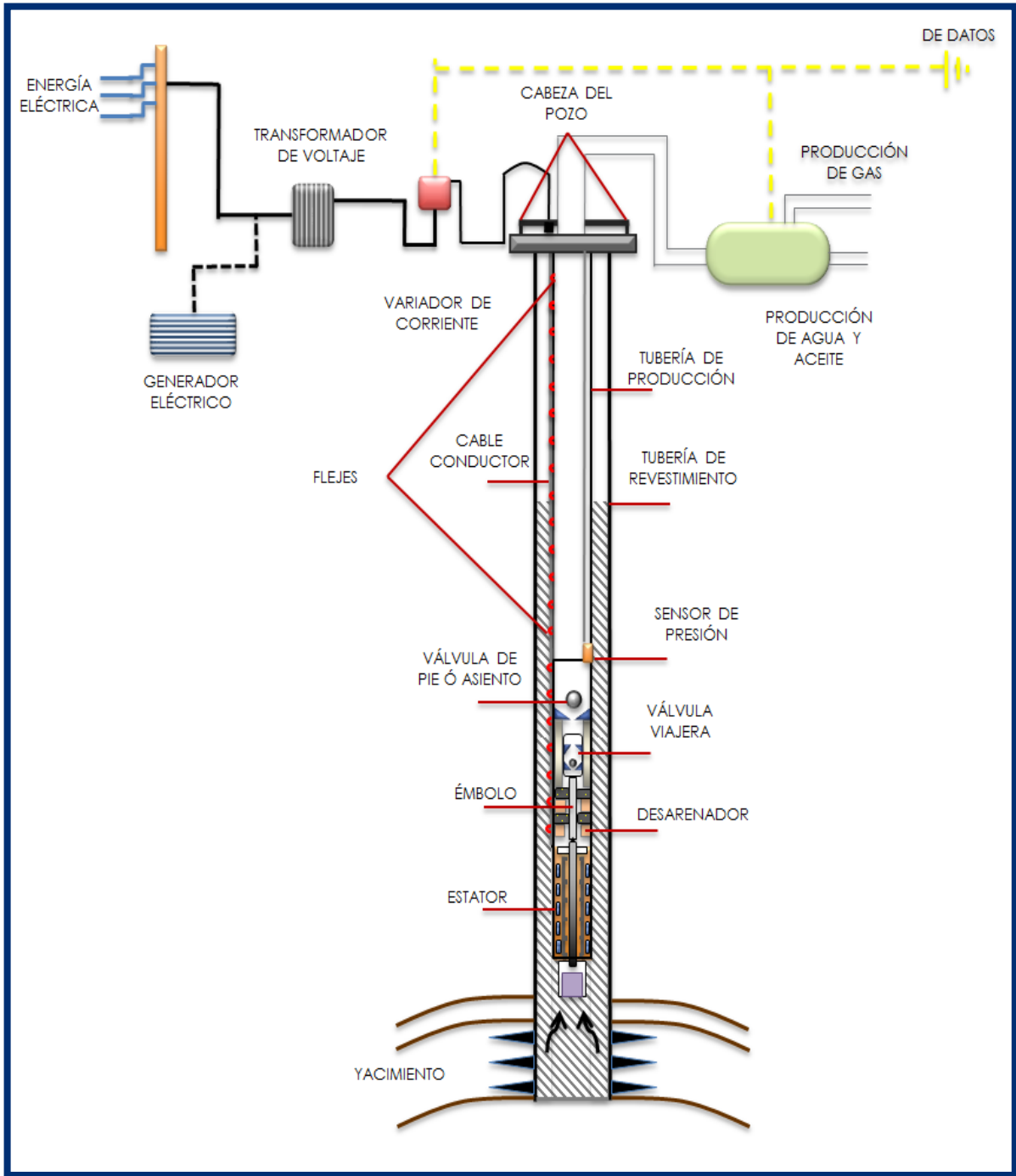


Figura 35: Sistema BER

3.10 Metodología de instalación.

- Cronograma de la intervención
- Programación del movimiento del equipo de reparación
- Traslado del equipo al sitio
- Instalación del equipo de reparación en general
- Efectuar juntas y pláticas de Seguridad y Operación previas a la instalación del equipo 100%
- Instalar Conexiones Superficiales de Control
- Efectuar Check-list de pre-arranque antes de iniciar las operaciones programadas
- Verificar Presiones en TR's y TP, depresionar a batería o presa ecológica, monitoreando la presencia de H₂S en partes por millón
- Instalar y probar preventores
- Verificar presiones iniciales, de fondo y superficie
- Recuperación de tuberías y aparejos
- Traslado del equipo necesario para la instalación del RESP
- Armado del ensamble de fondo en sitio.
- Armado de conexiones subsuperficiales (conexión del motor y sensor con su respectivo cable)
- Maniobras de equipos de carga
- Inicio de flejado del cable de potencia y del sensor
- Bajar aparejos y/o herramientas de interés para el objetivo, en el fondo de la sarta ira instalada la Bomba Electro – Reciprocante
- Flejado de ambos cables e introducción del aparejo de producción
- Realizar conexiones superficiales, así como el colgamiento del aparejo de producción
- Pruebas de conductividad de los componentes

- Conexiones de los controladores y componentes que requieran energía eléctrica
- Puesta en marcha del motor lineal
- La bomba en marcha se circulara el pozo para comenzar a observar el aporte
- Con personal de producción alinear el pozo a batería
- Probar bomba
- Instalar conexiones definitivas superficiales del sistema
- Pruebas de presión
- Desmantelar Equipo de reparación
- Acondicionamiento de áreas
- Tomas continuas de información

3.11 Instalación

El proceso de instalación del motor en el pozo y el acoplado de la bomba en el pozo se dividirá en dos partes, la instalación del motor y el acoplamiento de la bomba.

Las piezas que se usaran para la instalación del motor son:

- Motor eléctrico
- Tapa protectora plástica
- Elevador

Las herramientas que se usarán son:

- Grúa
- Eslingas
- Llave mixta adecuada según el tamaño de los tornillos

A. Desarmamos el elevador que se usará para sostener la bomba con la grúa.

B. Se coloca el elevador en el motor.

C. Retiramos la tapa protectora plástica de la barra magnética del motor (Figura 37).



Figura 37 Barra magnética del motor con su protector

D. Colocar las eslingas en el elevador, una en cada extremo y meterla en la grúa (Figura 38).



Figura 38. Motor con eslingas

- E. Con la grúa ir subiendo el motor.
- F. Ya que el motor esté en posición vertical, se levantará lo suficiente y se alineará con el pozo.
- G. Una vez alineado comenzamos a bajar lentamente el motor en el pozo hasta que el elevador se asiente en el pozo (Figura 39).



Figura 39. Descenso Motor

H. Retiramos la eslinga del elevador.

3.12 Acoplado de la bomba al motor

Ya que el motor está en el pozo, sólo sostenido por el elevador, procedemos al acoplamiento de la bomba.

Las piezas a usar para la instalación de la bomba son:

- Bomba recíprocante
- Tapa protectora plástica
- Elevador

Las herramientas que se usarán son:

- Grúa
- Eslingas
- Llave mixta adecuada según el tamaño de los tornillos
- Llave de fricción adecuada

A. Desarmamos el elevador que se usará para sostener la bomba con la grúa. (Figura 40)

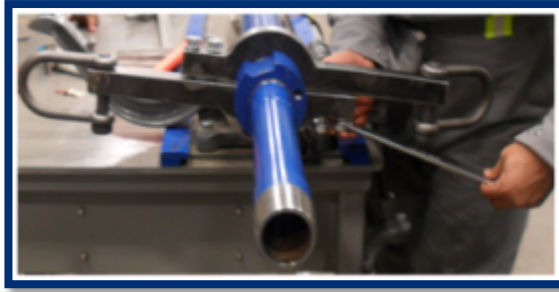


Figura 40. Bomba con eslingas

- B. Se coloca el elevador en el motor.
- C. Colocar las eslingas en el elevador, una en cada extremo y sujetar a la grúa.
- D. Con la grúa ir subiendo la bomba. (Figura 41)

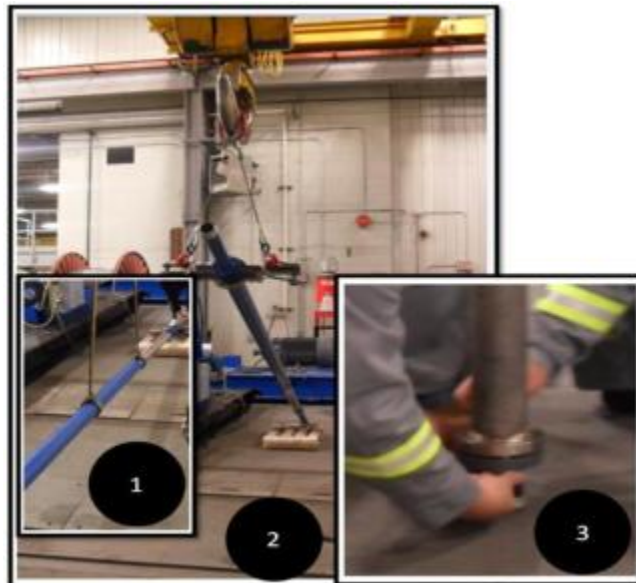


Figura 41. Levantamiento de la bomba acoplada al émbolo.

- E. Conexión de motor con Bomba. (Figura 42)



Figura 42. Acoplamiento del motor y bomba en el pozo.

F. Retiramos el elevador del motor. (Fig. 43)



Fig. 43 Acople de motor y bomba en el pozo y retiro de eslingas.

3.13 Conexión de Fondo

- Los conectores deben ser previamente preparados en el taller. (Véase en apartado de preparación de conectores)
- Se les retirará el protector de plástico en la punta de los pines.

- Retirar del motor las tres tuercas hexagonales y sus accesorios de cada punto de conexión.
- Colocar primero la tuerca hexagonal y férulas metálicas en cada uno de los pines del cable.
- Insertar los pines hasta el fondo en el interior del motor a través de cada conector NPT.
- Cuando estén en posición, la tuerca hexagonal y las férulas se enroscarán al conector mismo.
- Dando el apriete, se creara el sello metálico que mantendrá aislada la conexión eléctrica.

3.14 Flejado

Durante la instalación, una vez que se hayan acoplado la bomba y el motor, y que se haya conectado al cable de alimentación eléctrica, procederemos a flejar el mismo cerca de los conectores del motor y posteriormente en cada junta de los tubos, una antes y una después de cada unión, y a la mitad de cada tubo. Con esto ayudaremos a proteger el cable ya que no estará suelto a lo largo de toda la tubería.

3.15 Flejado con protector de plástico

- Meter grapas metálicas a la banda metálica.
- Tomar la punta de la banda metálica y meterla en el protector de plástico.
- Agarrar una grapa metálica y pasar la punta de la banda que pasó por el protector de plástico y meterla por la grapa.

- Una vez que la banda metálica está en la herramienta, apretamos la palanca de la derecha para ajustar la banda, procurando que la grapa quede a un costado del protector plástico.
- Ya que está ajustado y la grapa está en el lugar preciso, apretar la palanca de la izquierda para hacer el corte y que el flejado quede listo. (Figura 44)
-



Figura 44. Fleje con motor plástico.

3.16 Flejado sin protector de plástico

- Meter grapas metálicas a la banda metálica.
- Rodear el tubo y los cables con la cinta metálica.
- Agarrar una grapa metálica, pasar la punta de la banda por la grapa.
- Tomar la herramienta neumática y meter la banda metálica en el lugar correspondiente de la misma.
- Una vez que la banda metálica está en la herramienta, apretamos para ajustar la banda (Figura 45).



Figura 45. Fleje.

3.17 Preparación y conexión del sensor y cable

Una vez en el sitio de instalación, se procederá a preparar la conexión superficial del cable de potencia y del sensor, estos conectados, en primera instancia al gabinete y posteriormente a la corriente eléctrica (Figura 46).

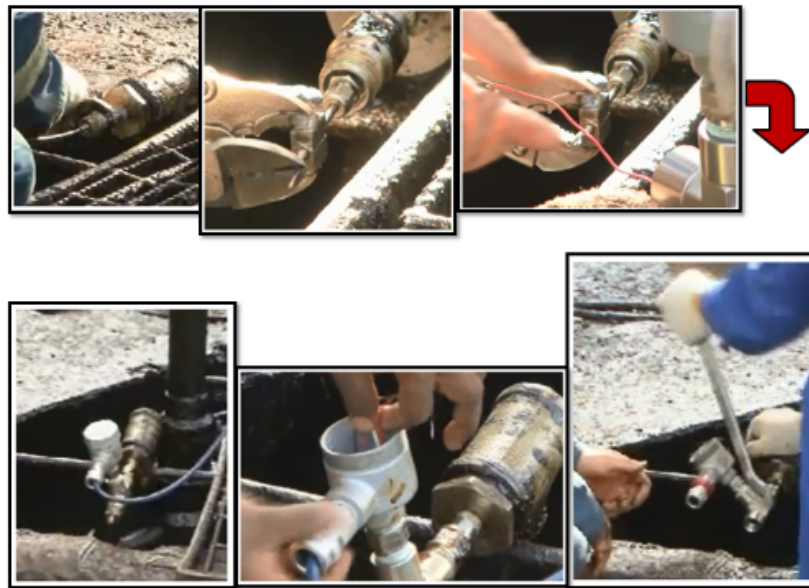


Figura 46. Terminación superficial

3.18 Instalación del colgador y conexión en superficie

En superficie solo se tendrá una cruceta, un carrete en el cual se asentara el colgador así como una terminación en amarre sencillo de producción, el cual permitirá realizar intervenciones al pozo, mediciones, etc. El colgador se sujetara al árbol de válvulas por medio del carrete y a su vez se enroscara el aparejo de producción y el cable de potencia (Figura 47)



Figura 47. Colgador y carrete colgado

3.19 Monitoreo

El monitoreo está formado por un POC (Pump off control) que es un sistema de apagado automático en caso de que se pierda mucho fluido en la zona de la bomba para evitar daños en la bomba, el POC cuenta con un sensor de presión de fondo ya mencionado y un transductor en el cabezal lo cual le permitirá hacer cálculos para determinar el nivel de fluido que se encuentra en la zona de la bomba.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

También se con tara con un HMI (Human Machine Interface) que mostrara todos los datos de los sensores en tiempo real así como un historial de lo acontecido en el pozo desde el momento que se inició el bombeo RESP (Figura 48 y 49).

Permitiendo así un monitoreo en sitio y en tiempo real, desde un ordenador con acceso a internet.

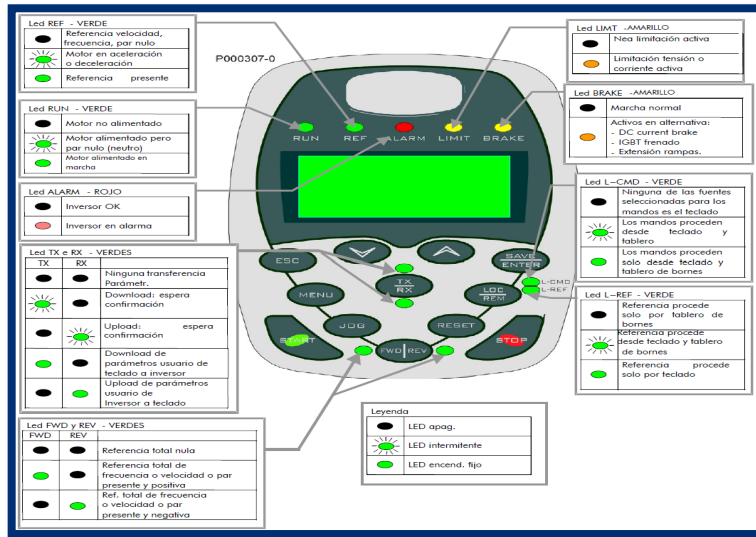


Figura 48 Monitoreo y control en sitio.

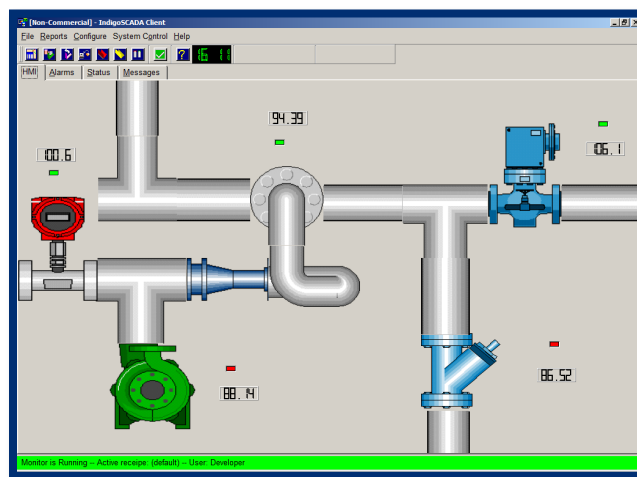


Figura 49. Monitoreo y control vía remota



Aplicación – Capítulo 4

4.1	Antecedentes	68
4.2	CAMPOS PETROLEROS EN DAQING	68
4.3	CAMPOS PETROLEROS EN SHENGLI	71
4.4	CAMPOS PETROLEROS EN CHANGQING	72
4.5	CAMPOS PETROLEROS LIAOHE	74
4.6	Prueba Tecnológica, en México	77
4.7	Diseño y selección del sistema, caso práctico	78
4.8	Metodología de selección del BER	78
4.8.1	Selección óptima del sistema de levantamiento artificial	78
4.9	Características a considerar para la selección del sistema	79
4.10	Selección Preliminar	85
4.11	Nomenclatura del sistema BER	85
4.12	Pozo 300GJ	87
4.13	Resumen de las problemáticas	87



4.1 Antecedentes

Las unidades de Bombeo Electro-Reciprocante, fueron creadas como una solución para resolver los principales problemas que presentan pozos con bombeo mecánico convencional; han sido instaladas en un gran número de pozos en países asiáticos, teniendo mayor presencia en China. El primer BER fue instalado hace casi nueve años teniendo un tiempo de operación mayor a tres años, con mantenimientos mínimos.

Tanto Petro China, China Petroleum, ChemicalCorp (Sinopec) y China National Offshore OilCorporation han alcanzado rentabilidad en sus proyectos de campos maduros gracias a este producto (Figura 50).



Figura 50. Árboles de producción de pozos en Asia.

4.2 CAMPOS PETROLEROS EN DAQING

En Septiembre de 2004 se instaló el primer sistema BER en los pozos de producción de aceite en Daqing en China (Figura 51), después de varios años funcionando y haber sido optimizado, más de 100 sistemas BER han sido usados en los campos de producción en Daqing China. En el campo petrolero ZhongYaen Daqing han sido implementados 60 de estos sistemas, lo que ha contribuido a una etapa de producción en gran escala.

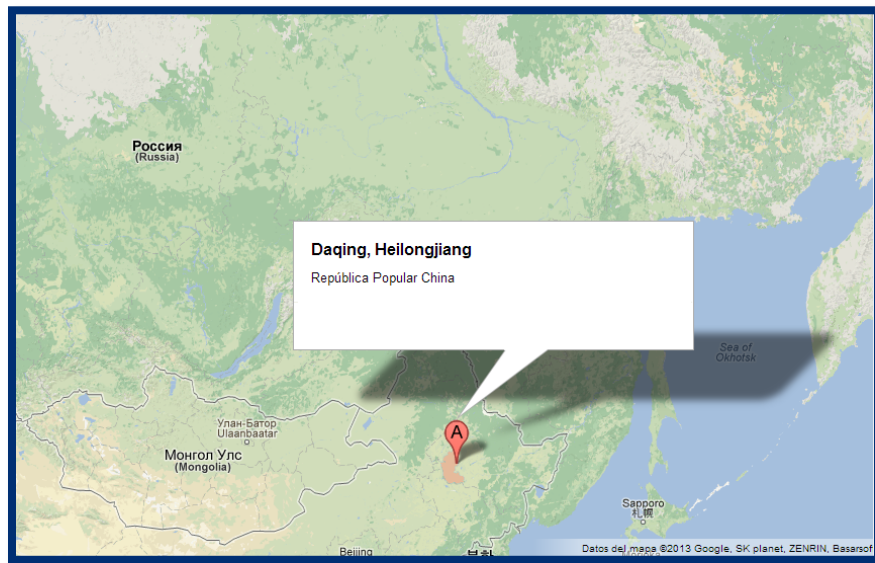


Figura 51. Ubicación del campo Daqing.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Figura 52 Árbol de producción asiáticos.

TABLA COMPARATIVA ANTES Y DESPUES DEL SISTEMA VER EN POZOS PETROLEROS DE DAQING										
POZO		POTENCIA DEL MOTOR (KW)	DIAM. DE LA BOMBA (MM)	PROFUNDIDAD (M)	FRECUENCIA DE EMBOLADAS	NIVEL DINAMICO (M)	PRODUCCION DIARIA (BPD)	EFICIENCIA DE LA BOMBA (%)	CONSUMO DE ENERGIA (KW.H)	EFICIENCIA DEL SISTEMA (%)
POZO 1	ANTES	30	38	1429	4	1429	41.61	30.4	194.9	11.5
	DESPUES	30	38	1450	7	550	87.6	82	115.2	16.8
POZO 2	ANTES	22	32	1497	5	1497	42.34	35	200.4	12
	DESPUES	30	38	1485	3	11.09	40.15	92	60	30.2
POZO 3	ANTES	22	44	1431	6	1286	36.5	20.2	131.8	13.5
	DESPUES	30	32	1408	7	850	53.29	75.3	95.5	18.3
POZO 4	ANTES	22	32	1500	3	1449	16.06	34.1	124.8	7.04
	DESPUES	30	28	1506	3.8	1197	19.71	66	80	11.2
POZO 5	ANTES	22	38	1510	7	1496	59.13	23.6	141.6	23.5
	DESPUES	30	32	1509	4.7	1000	47.45	83.8	78	23.5
POZO 6	ANTES	15	38	1170	4	932.9	28.47	28.5	125.3	8.14
	DESPUES	30	32	1180	5	512	41.61	76.6	49.8	17.1
POZO 7	ANTES	18.5	38	887	9	578	65.7	18.4	108.8	13.8
	DESPUES	30	38	887	5.8	623	66.43	78.9	64.1	25.4
POZO 8	ANTES	18.5	38	910	7	890	102.2	49	168	20.8
	DESPUES	30	44	915	6	535	102.2	88.6	85.2	25.5
POZO 9	ANTES	15	32	1157	5	1008	14.6	49	120	4.69
	DESPUES	30	32	1575	3	1100	21.9	71.9	68	13.5
POZO 10	ANTES	18.5	38	960.6	7	943.1	22.63	10.8	261	3.14
	DESPUES	30	38	928.7	5	207	44.53	62.2	103.2	4
PROM.	ANTES								157.7	11.8
	DESPUES								79	18.5

Tabla 3. Comparativa antes y después del sistema BER.

4.3 CAMPOS PETROLEROS EN SHENGLI

En agosto de 2008, en la planta de producción de aceite GuDong en los campos petrolíferos de ShengLi, China se seleccionaron para la prueba dos pozos de aceite con el sistema BER, para finales de ese año, se había instalado en 21 pozos. Hasta ahora todos los sistemas están funcionando bien y en buenas condiciones (Figura 53).

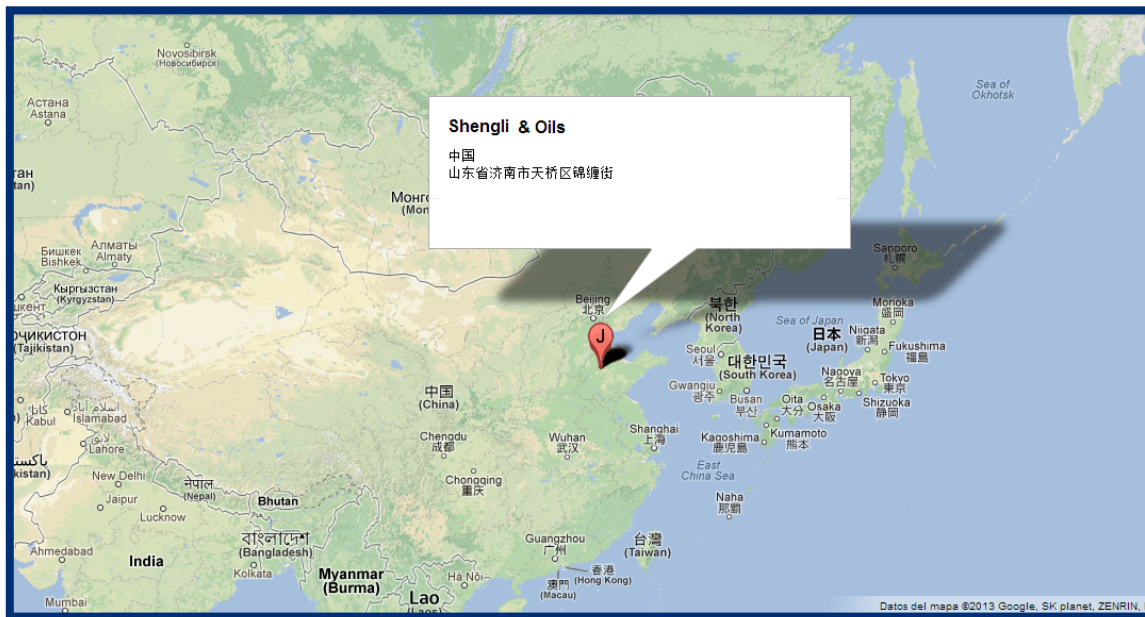


Figura 53. Ubicación del campo Shengli.



Figura 54. El BER sustituyendo a la UMBC

4.4 CAMPOS PETROLEROS EN CHANGQING

En septiembre de 2007, más de 29 sistemas BER fueron seleccionados para ser instalados en los campos petroleros de ChangQing hoy en día siguen operando correctamente y en buenas condiciones. La parte encargada de la administración del campo ha visitado la locación muchas veces para examinar el funcionamiento del sistema, el registro de datos y el análisis comparativo de los mismos.

El sistema es altamente valorado y ha ganado buena reputación con las compañías sobre todo el personal técnico y operativo (Figura 55).

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

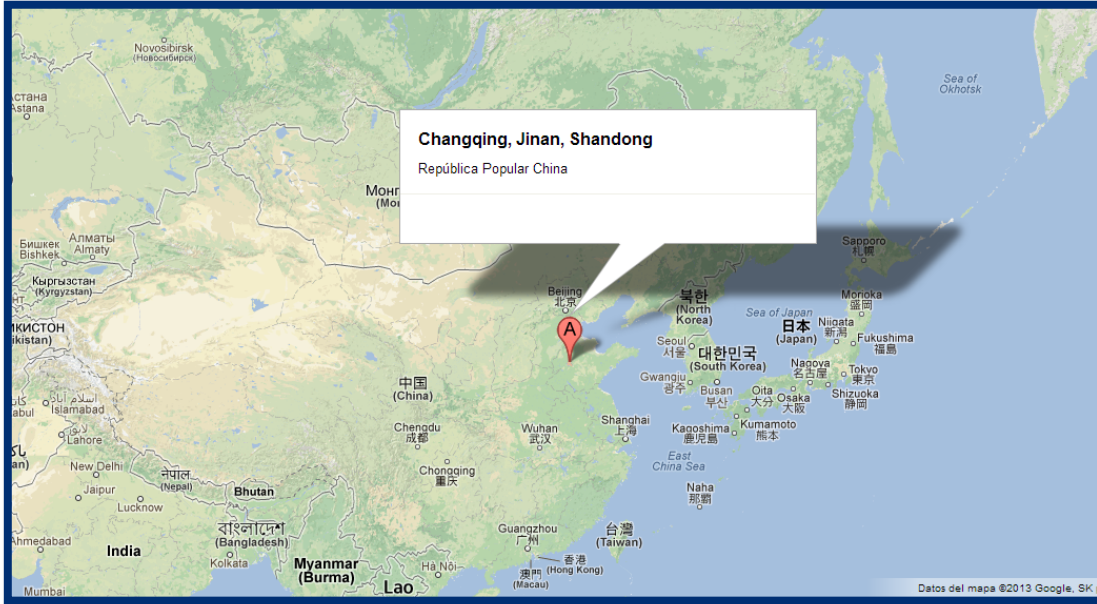


Figura 55. Ubicación del campo ChangQing.



Figura 56. Terminación asiática del BER.

TABLA COMPARATIVA ANTES Y DESPUES DEL SISTEMA RESP EN EL POZO PETROLERO XING 16-22								
TIEMPO	ZONA DE APORTE	PRODUCCION TOTAL DE FLUIDOS	PRODUCCION DE ACEITE DIARIA	CORTE DE AGUA	EFICIENCIA DE LA BOMBA	PROFUNDIDAD A LA QUE ESTA EL EMBOLO	NIVEL DINAMICO	PROFUNDIDAD A LA QUE ESTA SUMERGIDA
ANTES DE LA PRUEBA	1468	6.33	36.9	4.8	60.7	1400	1204	195
INICIO DE LA PRUEBA	1468	7.85	45.4	5.6	78.7	1480	1391	92
DESPUES DE LA PRUEBA	1468	6.43	36.8	6.88	82.1	1480	1157	326

Tabla 4. Comparativa antes y después del sistema BER.

4.5 CAMPOS PETROLEROS LIAOHE

El sistema BER es usado también en diferentes campos productores de aceite en LiaoHe.

Algunas de estas son (Figura 57):

- CiYuTuo
- NaiManQi
- ShuGuang
- JinZhou
- Isla HaiNan
- ShenYang



Figura 57. Ubicación del campo Liaohe.

En el área petrolífera Niu 74 hay un total de 27 pozos. El promedio del período de supervisión para todos es de 167 días, tan solo en 9 pozos el período de supervisión toma poco menos de 100 días los pozos analizados fueron NIU 74-11-11 y XING 16-23. Pero solo en el pozo Niu 74-11-11 el período de revisión es de 21.9 días, el principal problema era el diseño de la varilla de succión del sistema mecánico lo que provocaba fugas. El proceso de operación causaba un gran número de reemplazos de la sarta de varillas y tubería debido al desgaste de las mismas.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

TABLA COMPARATIVA ANTES Y DESPUES DE INSTALAR EL SISTEMA VER EN POZO NIU 74-11-11						
NUMERO DE POZO	ENERGIA KW	CONSUMO DE ENERGIA KWH	EFICIENCIA DEL SISTEMA (%)	CONSUMO DE POTENCIA KWH	PRODUCCION DIARIA DE FLUIDOS (BLS)	NIVEL DINAMICO (M)
BOMBEO CONVENCION AL 74-11-11	19	456	9.2	6.5	58.64	2230
RESP 74-11-11	5.14	123.5	37	0.73	98.294	1430

Tabla 5. Comparativa antes y después del sistema BER.

TABLA COMPARATIVA ANTES Y DESPUES DEL SISTEMA BER EN EL POZO PETROLERO XING 16-23							
TIEMPO	ZONA DE APORTE	PRODUCCION TOTAL DE FLUIDOS	PRODUCCION DE ACEITE DIARIA	EFICIENCIA DE LA BOMBA	PROFUNDIDAD A LA QUE ESTA EL EMBOLO	NIVEL DINAMICO	PROFUNDIDAD A LA QUE ESTA SUMERGIDA
ANTES DE LA PRUEBA	1531	46.3989	37.3097	43.4	1444	1439	5
INICIO DE LA PRUEBA	1531	68.2423	55.0483	93.4	1480	799	679
DESPUES DE LA PRUEBA	1531	47.2785	37.9694	82.3	1200	761	437

Tabla 6. Comparativa antes y después del sistema BER.

4.6 Prueba Tecnológica, en México

Debido al apogeo que está teniendo la tecnología BER en los campos petroleros asiáticos, más compañías han visto en esta herramienta la oportunidad de garantizar mayor tiempo de operación, viéndose reflejado para estas, en una considerable mejora en rentabilidad económica de sus proyectos, con respecto a otros sistemas artificiales de producción, debido a las características técnicas que representa dicha tecnología y por la difusión de esta, se tiene programado llevar a cabo una prueba tecnológica en México.

Para realizar la mencionada prueba tecnológica es necesario que el ofertante tecnológico, tenga un acercamiento con el personal correspondiente, en este caso con la Coordinación de Gestión Tecnológica de las Regiones de Pemex, donde las características técnicas generales puedan aplicar para efectuar dicha prueba. Posteriormente se elaboraran una serie de anexos técnicos los cuales se presentaran a la administración del activo correspondiente, formalizando con trámites administrativos para llevar a cabo el desarrollo de la prueba en instalaciones de la paraestatal.

La Subdirección Técnica de Explotación establece institucionalmente las directrices en materia tecnológica en PEP, las cuales promueven los mejores efectos en la producción y rendimiento económico a corto, mediano y largo plazo en el Sistema Integral de Producción.

Por su parte, la Coordinación de Gestión Tecnológica de la Región Norte, en conjunto con las áreas involucradas de los Activos, buscan continuamente identificar, evaluar e implementar iniciativas tecnológicas efectivas, la fecha tentativa de inicio de prueba será a mediados del 2014, esta será llevada por la compañía nuvoil® y Rotating Right.

4.7 Diseño y selección del sistema, caso práctico.

Primero se parte de la recolección de información, histórico de producción, surveys, bases de usuario, estados mecánicos, programas de operaciones, PVTs, etc. Con base en esta recopilación se procede al llenado de una hoja de información general, seleccionar una bomba según el caudal esperado y las condiciones mecánicas del pozo, se realiza el diseño y un estado mecánico propuesto (Figuras 59 y 60).

4.8 Metodología de selección del BER.

4.8.1 Selección óptima del sistema de levantamiento artificial

Maximizar la producción de hidrocarburos de una manera técnica y económicamente eficiente es el rol de la Ingeniería de Producción en la Industria Petrolera. Para desempeñar íntegramente este rol los ingenieros de producción tienen como objetivos principales:

Seleccionar, diseñar y operar el equipo de producción de los pozos de una manera eficiente (óptima y segura) durante toda la vida productiva del yacimiento, monitorear el comportamiento de producción de los pozos para realizar los cambios necesarios que permita mantener la operación eficiente del equipo de producción seleccionado.

El mejor método de producción es el flujo natural: menos intrusivo, seguro, confiable y de alta rentabilidad, pero es relativamente de corta duración, de allí que para extraer las reservas remanentes es necesario la utilización de los sistemas artificiales de producción. Dado el elevado porcentaje de pozos que producen mediante sistemas artificiales de

producción a nivel mundial (por lo general >90%) es importante disponer de herramientas que asistan al ingeniero en la selección óptima del mismo.

Una selección del método óptimo de levantamiento artificial ayudaría a:

- Reducir los costos de operación y mantenimiento, ya que el levantamiento sería más eficiente. Incrementar la producción de crudos ya que se adapta a la capacidad de aporte de fluidos y de energía del yacimiento.
- La perforación del pozo debería considerar el sistema artificial de producción futuro de allí la necesidad de la selección temprana y oportuna del método.

La ubicación y espaciado de pozos a menudo no se considera como criterio de selección, pero, por ejemplo, el bombeo mecánico no es apropiado para costa afuera y el bombeo neumático no es apropiado para pozos muy alejados. Algunas veces el mejor método es descartado solo porque los operadores no están familiarizados con el método, lo cual es viable mediante la capacitación y entrenamiento adecuados por parte de empresas con personal de alto nivel de conocimiento y experticia.

4.9 Características a considerar para la selección del sistema

- **Información acerca del Yacimiento**

Mecanismo de Empuje: Para este sistema se recomienda un empuje hidráulico o segregación gravitacional, debido a los problemas que puede tener la bomba con presencia de gas (Empuje por casquete de gas).

- **Tipo de Fluido**

Gravedad y Viscosidad del aceite : El fluido puede ir de 10º - 40º API, ya que el diseño de la bomba reciprocante está basado en el estándar API y se puede ajustar el resbalamiento en la misma y sus diámetros internos para poder manejar aceites muy pesados y viscosos.

Composición del PVT: Al igual que el punto anterior, el sistema se puede construir de una aleación adecuada para manejar cualquier componente en el pozo, por lo cual esto no representa una limitante, es necesario observar la presión y temperatura de operación para elegir atinadamente los otros componentes (cable y sensores).

- **Tipo de Terminación**

Hueco Abierto, Desviado: No importa la desviación del pozo debido a que el sistema va alojado al fondo de la sarta de producción y el cable flejado y protegido, por lo cual su aplicación es buena para pozos desviados u horizontales. Para el caso de agujeros descubiertos contamos con una malla para arena y un filtro interno del sistema el cual nos ayuda a producir en presencia de sólidos, se recomienda instalar el sistema en un pozo entubado.

- **Volumen de Producción**

Producción deseada: El sistema no está diseñado para altos gastos (por eso se recomienda su aplicación en campos maduros), una producción máxima óptima pueden ser hasta 500 bpd, más sin embargo con 50 bpd mínimos de producción el BER resulta económicamente viable.

- **Características Físicas**

Profundidad de la Formación productora: Desde los pozos mas someros 300 m, hasta pozos de 2200 m, el sistema resulta en una buena solución, más allá de eso la producción esperada disminuye.

Nivel del fluido: Es importante considerar para estas profundidades el nivel dinámico y estático de los fluidos producidos dentro del pozo, ya que nuestro sistema puede adaptar las condiciones de producción para mantener un estado de pump-off durante la operación. Dependerá de cada pozo y su IPR el nivel de fluido sobre la bomba mínimo requerido.

- **Posibles Problemas**

Arena, Parafina, Corrosión: Cuenta con 2 desarenadores lo que nos permite producir con presencia de sólidos; a diferencia del BM convencional, el sistema no va empacado en el fondo, lo que nos da la flexibilidad de inyectar algunos mejoradores de flujo e inhibidores de parafinas y asfáltenos; la flexibilidad de fabricar los internos del BER hacen que su aleación se adapte a cada pozo con pequeñas modificaciones en su diseño.

- **Aspectos Geográficos**

Localización del Pozo: El pozo puede estar cerca de la ciudad o a una distancia considerable, el sistema se automatiza para la operación y un generador de 80 KVA puede alimentar el equipo perfectamente, esta no es una limitante.

Proximidad entre Pozos: Teniendo pozos en la misma localización optimizamos los recursos para la instalación, sin embargo no es necesario que los pozos se encuentren cerca. El sistema es autónomo por pozo.

- **Consideraciones del Equipo:**

Requerimiento de espacio: al realizar la mayor parte de la instalación dentro del pozo, el BER es considerado como un método poco intrusivo, que se puede instalar en localizaciones muy reducidas.

Tamaño del revestimiento de producción: El diámetro de tubería de revestimiento mínimo donde se puede instalar es de 4 ½ “, Drift necesario para que todos los componentes pasen a través de la TR.

Tamaño de la tubería de producción: La tubería de producción con la que puede ser instalado puede ser de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2 " de diámetro debido a los gastos que maneja.

Flexibilidad del equipo: El equipo puede operar a distintas velocidades de bombeo, desde 8 hasta 20 emboladas por minuto; la carrera se mantiene constante a 48".

Requerimientos de energía: El equipo de bombeo utiliza menos energía que el bombeo mecánico convencional, con 50 KVA puede levantar una columna de hasta 2500 m de fluido, con la conexión eléctrica en sitio o un generador pequeño podemos alimentar el sistema.

Tamaño de las líneas de flujo: El sistema no tiene problemas para vencer las caídas de presión dentro de la tubería de descarga, por lo cual este no es una limitante.

Tubería con o sin empaque: La tubería de producción no ira empacada en cada instalación del BER.

Capacidad de la batería de producción: Al ser un sistema para pozos maduros que no utiliza ningún otro fluido para transferir la energía dentro del pozo, difícilmente sobrepasaremos la capacidad de la batería de producción, anteriormente se mencionaron los gastos máximos.

Tipo y condición del equipo de extracción existente: El sistema BER es independiente, por lo tanto no necesita de otro equipo para su operación.

- **Características Especiales**

Disponibilidad de gas: No es necesario contar con gas natural en sitio, podemos alimentar el generador con gas LP o Diesel.

Disponibilidad de energía eléctrica: Si se cuenta en la localización con la misma nos ayuda a reducir costos de manera sustancial. Además de que sus requerimientos de energía no son elevados comparados con otros sistemas.

Grado de automatización: Al 100%, se puede variar de manera remota las condiciones de operación y programar el sistema para que se optimice automáticamente, avisándonos cualquier particularidad o paro.

- **Costos de Operación**

Costos de capital inicial: \$350,000 USD por equipo, comparando su continuidad operativa es incluso menor que el del BM convencional.

Costos de mantenimiento y reparación: Supervisión remota y optimización, puede operar hasta 3 años de manera continua.

Planes futuros de recuperación secundaria: Permite realizarle operaciones de inyección y mantenimiento al pozo a través del espacio anular.

- **Factor Humano**

Disponibilidad: Cuadrilla de instalación, de supervisión diaria y analista de telemetría.

Familiaridad: Es sencillo de utilizar con una capacitación rápida para su diseño, instalación, operación y optimización, tiene mucho del bombeo mecánico en su diseño y optimización.

Operación y servicio: Se instala y opera con poca gente, aprovechando de lleno sus capacidades de automatización.

Seguridad: Equipo sin partes móviles en superficie y poco manejo de válvulas, sin presencia de altas presiones u otros factores de riesgos en comparación de los demás sistemas.

- **Medio Ambiente**

Riesgos de Contaminación: Comparado con otros sistemas, las conexiones de superficie son especiales para el mismo y no permiten fugas como el estoperero. Además el ruido y contaminación por CO2 es mínima.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

• **Recopilación de información.**

Se creó una tabla para facilitar la recopilación de información, la cual se muestra a continuación (Figura 59):

nuvoil.		ROTATING RIGHT	
BER Bombeo Electro Reciprocante			
INFORMACIÓN GENERAL			
Empresa:	PEMEX	Campo:	Poza Rica
Contacto:		Ubicación Pozo:	Poza Rica ***
Telefono:		Estado:	Poza Rica
Email:		Fecha:	
Comentarios:			
DATOS DEL POZO			
	OD	Peso	MD TVD
T. de Revestimiento:	5 1/2 inches	17 lbs/ft	6886 6751 feet
Liner (si lo hay):			
T. de Producción:	2 7/8 inches	6.6 lbs/ft	6053 6053 feet
Longitud de tubería:	30 feet		
	MD	TVD	
Datos de profundidad del yacimiento	7408		feet
Principio perforación/Agujero:	6844		feet
PBTD:			feet
Favor de adjuntar datos direccionales del survey para pozos desviados.			
DATOS FLUJO DE ENTRADA		PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
Indice de Productividad		bpd/psi	Densidad o Gravedad del Aceite 31 *API
Presión estática del yacimiento	1800	psi	Gravedad específica del Agua 23000 rel-H ₂ O
Nivel de flujo estático	500	feet	Corte de Agua 50-90 %
Gasto producción:	105	bbbl/day	RS m ³ /m ³
Presión de fondo fluyente	1700	psi	RGA 408 scf/stb
Nivel de flujo de producción	800	feet	Temperatura del yacimiento 90 °C
Presión de TR	70	psi	Sulfuro de Hidrogeno (H ₂ S): 24,783 ppm
Presión de TP	71	psi	Dioxido de Carbono (CO ₂): 259,678 ppm
Problemas Conocidos de Producción (corrosión, arena, escala, cera, otros)		Corrosión y producción de arenas.	
CRITERIOS DE DISEÑO			
Diseño de producción	105	bbbl/day	Presión de TP 70 psi
Profundidad de bomba	6050	feet	Presión de TR 70 psi
Presión mínima de la bomba	1100	psi	Nivel de liquido por encima 2000 feet
CONDICIONES DE SITIO			
Voltaje disponible	460/480	Volts	Fuente de energia utility
Limite de transformador KVA		KVA	Altitud de sitio 1150 feet
Frecuencia de potencia de la fuente	60	Hz	Temperatura ambiental 35 °C
Sales Contact:			

Fig. 58 Pantalla de diseño.

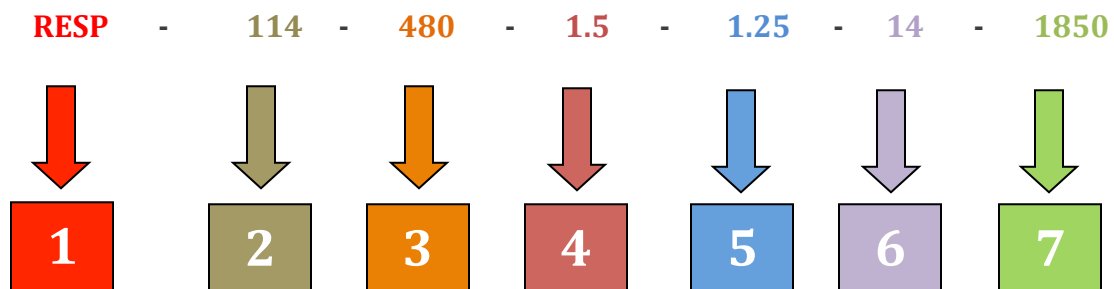
4.10 Selección Preliminar

Con base a los datos seleccionados y tomando en cuenta los parámetros y características óptimas para la implementación del sistema, pasamos a seleccionar en la tabla el tamaño de motor y bomba que más nos convenga (Tabla 7).

Motor and Pump Model	Motor Voltage (V)	Rated Lift (tons)	Plunger Dia. (in)	Rated Depth ¹ (ft)	Stroke Length (in)	Stroke/ min	Theoretical Displacement @100% eff. (bbl/day)	Theoretical Displacement @80% eff. (bbl/day)	Minimum Casing ID (in)
RESP-114-480-1.5-1.25-14-1850	480	1.65	1.25	6000	48.4	0.1 - 20	176	141	4.75
RESP-114-480-1.5-1.50-20-1300	480	1.65	1.5	4000	48.4	0.1 - 20	253	203	4.75
RESP-114-480-1.5-1.75-27-950	480	1.65	1.75	3000	48.4	0.1 - 20	345	276	4.75
RESP-114-480-1.5-2.25-45-550	480	1.65	2.25	1500	48.4	0.1 - 20	571	457	4.75
RESP-114-480-1.5-2.75-67-350	480	1.65	2.75	1000	48.4	0.1 - 20	853	682	4.75
RESP-114-660-2.5-1.25-14-3150	660	2.75	1.25	10000	48.4	0.1 - 20	176	141	4.75
RESP-114-660-2.5-1.50-20-2150	660	2.75	1.5	7000	48.4	0.1 - 20	253	203	4.75
RESP-114-660-2.5-1.75-27-1600	660	2.75	1.75	5000	48.4	0.1 - 20	345	276	4.75
RESP-114-660-2.5-2.25-45-950	660	2.75	2.25	3000	48.4	0.1 - 20	571	457	4.75
RESP-114-660-2.5-2.75-67-650	660	2.75	2.75	2000	48.4	0.1 - 20	853	682	4.75
RESP-114-1140-3.4-1.25-14-4250	1140	3.74	1.25	13500	48.4	0.1 - 20	176	141	4.75
RESP-114-1140-3.4-1.50-20-2950	1140	3.74	1.5	9500	48.4	0.1 - 20	253	203	4.75
RESP-114-1140-3.4-1.75-27-2150	1140	3.74	1.75	7000	48.4	0.1 - 20	345	276	4.75
RESP-114-1140-3.4-2.25-45-1300	1140	3.74	2.25	4000	48.4	0.1 - 20	571	457	4.75
RESP-114-1140-3.4-2.75-67-850	1140	3.74	2.75	2500	48.4	0.1 - 20	853	682	4.75
RESP-140-1140-5.5-1.25-14-4500	1140	6.06	1.25	15000 ²	48.4	0.1 - 20	176	141	5.75
RESP-140-1140-5.5-1.50-14-4500	1140	6.06	1.5	15000 ²	48.4	0.1 - 20	253	203	5.75
RESP-140-1140-5.5-1.75-27-3500	1140	6.06	1.75	11000	48.4	0.1 - 20	345	276	5.75
RESP-140-1140-5.5-2.25-45-2100	1140	6.06	2.25	6500	48.4	0.1 - 20	571	457	5.75
RESP-140-1140-5.5-2.25-67-1400	1140	6.06	2.75	4500	48.4	0.1 - 20	853	682	5.75
RESP-140-1140-5.5-3.25-126-1000	1140	6.06	3.25	3000	48.4	0.1 - 20	1191	953	5.75
RESP-140-1140-5.5-3.75-126-750	1140	6.06	3.75	2000	48.4	0.1 - 20	1586	1269	5.75

Tabla 7 Catalogo de Motores y Bombas.

4.11 Nomenclatura del sistema BER



1 Siglas del Bombeo Electro – Reciprocante en ingles

2 Drift del motor en milímetros, diámetro interno de la TR mínimo necesario para su instalación

3 Voltaje del motor

114 ----- 4.48 [in]
 140 ----- 5.51 [in]
 480 ----- 480 [V]
 660 ----- 660 [V]
 1140 ----- 1140 [V]

4 Levantamiento nominal en toneladas métricas

1.5 ----- 1.65 [Ton]
 2.5 ----- 2.75 [Ton]
 3.4 ----- 3.74 [Ton]
 5.5 ----- 6.06 [Ton]

5 Diámetro del émbolo en pulgadas

1.25 ----- 1.25 [in]
 1.5 ----- 1.5 [in]
 1.75 ----- 1.75 [in]
 2.25 ----- 2.25 [in]
 2.75 ----- 2.75 [in]
 3.25 ----- 3.25 [in]

6 Producción de líquido a un ritmo de 10 [EPM] de la bomba en [m3]

14 ----- 141 [BLS]
 20 ----- 202 [BLS]
 27 ----- 275 [BLS]
 45 ----- 456 [BLS]
 68 ----- 682 [BLS]
 95 ----- 952 [BLS]
 126 ----- 1259 [BLS]

7 Profundidad máxima de instalación de la bomba en metros.

350 ----- 1000 [ft]
 550 ----- 1500 [ft]
 950 ----- 3000 [ft]
 1300 ----- 4000 [ft]
 1400 ----- 4500 [ft]
 2100 ----- 6500 [ft]
 3150 ----- 10000 [ft]
 3500 ----- 11000[ft]
 4500 ----- > 15000 [ft]

4.12 Pozo 300GJ

EL Pozo 300GJ se inició a perforar el día 18 de julio de 2007 al 31 de agosto de 2007 con:

- Profundidad total de 2258 [m.d.b.m.r.]
- Intervalo 2099-2258 [m]
- Qo= 130 [bpd]
- Qg= 0.330 [mmpcd]
- Ptp= 54 [kg/cm²]
- °API= 32
- RGA= 408 [m³/ m³]
- Agua= 55%

A partir de mayo de 2009 convirtió a bombeo Mecánico por dejar de fluir, 5 EPM y 60 BPD.

Breve historia del pozo.

- 08-sep-07 (F) Abierto después de Terminación
- 15-oct-07 (F) Incrementa corte de agua
- 30-dic-07 (F) Cerrado 3 hrs por intervención con ULA
- 21-jun-08 (F) Incrementa corte de agua
- 22-may-09 (F) Cerrado por baja presión de fondo
- 28-oct-10 (BM) Sin operar 6 hrs por falla superficial
- 28-abr-11 (BM) Incremento en corte de agua
- 30-sep-11 (BM) Sin operar 24 hrs por falla subsuperficial (pase en válvulas)

4.13 Resumen de las problemáticas

- Varilla deteriorada o rota
- Pescados
- Alto porcentaje de agua
- Sin presión suficiente para elevar los fluidos
- Fuga en conexiones superficiales
- Fallas en la unidad superficial
- Falla en energía eléctrica
- Fallas en la unidad subsuperficial
- Modificaciones en las conexiones superficiales
- Tipo desviado

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

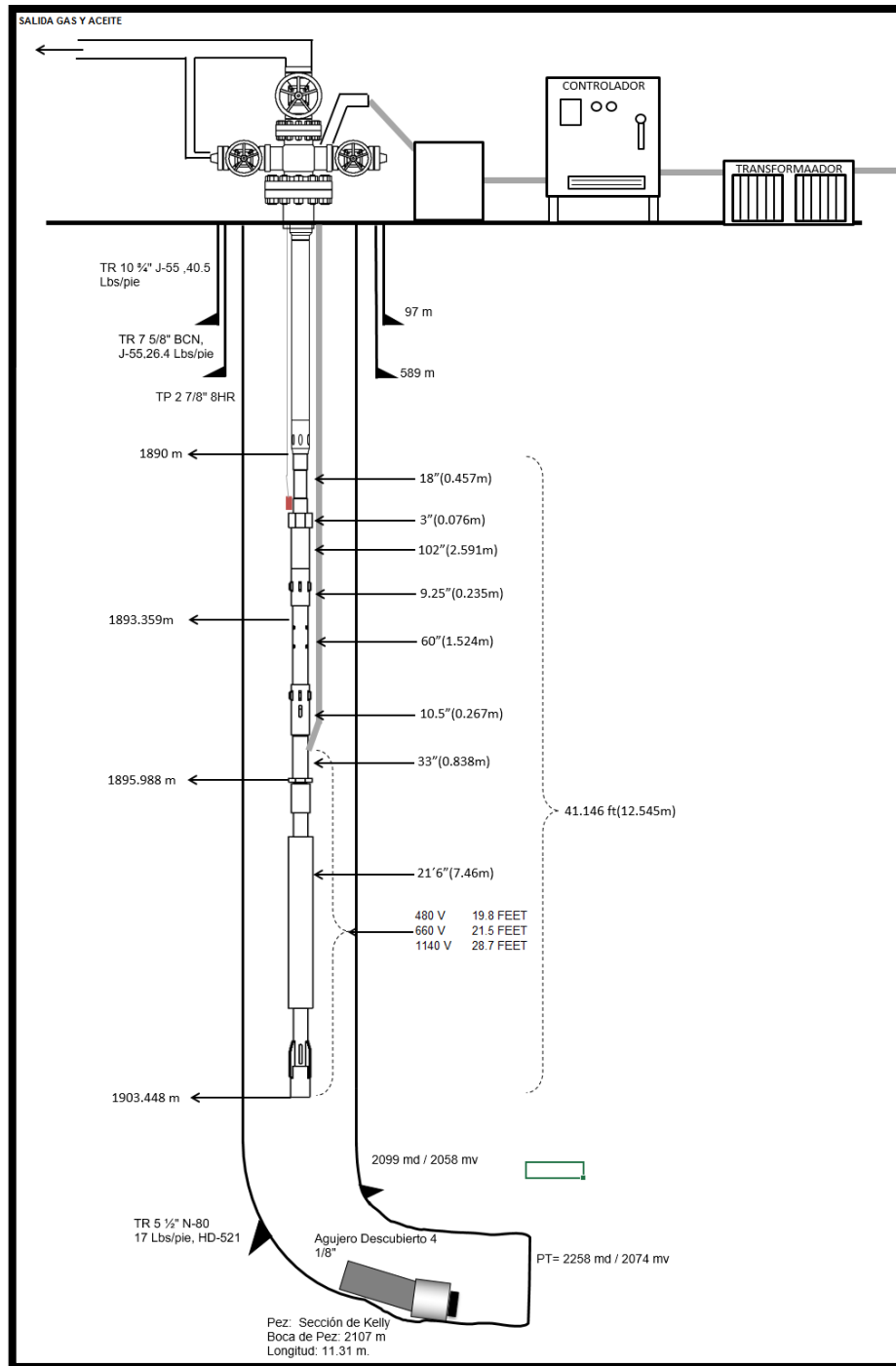


Figura 59 Pantalla de estado mecánico propuesto.

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

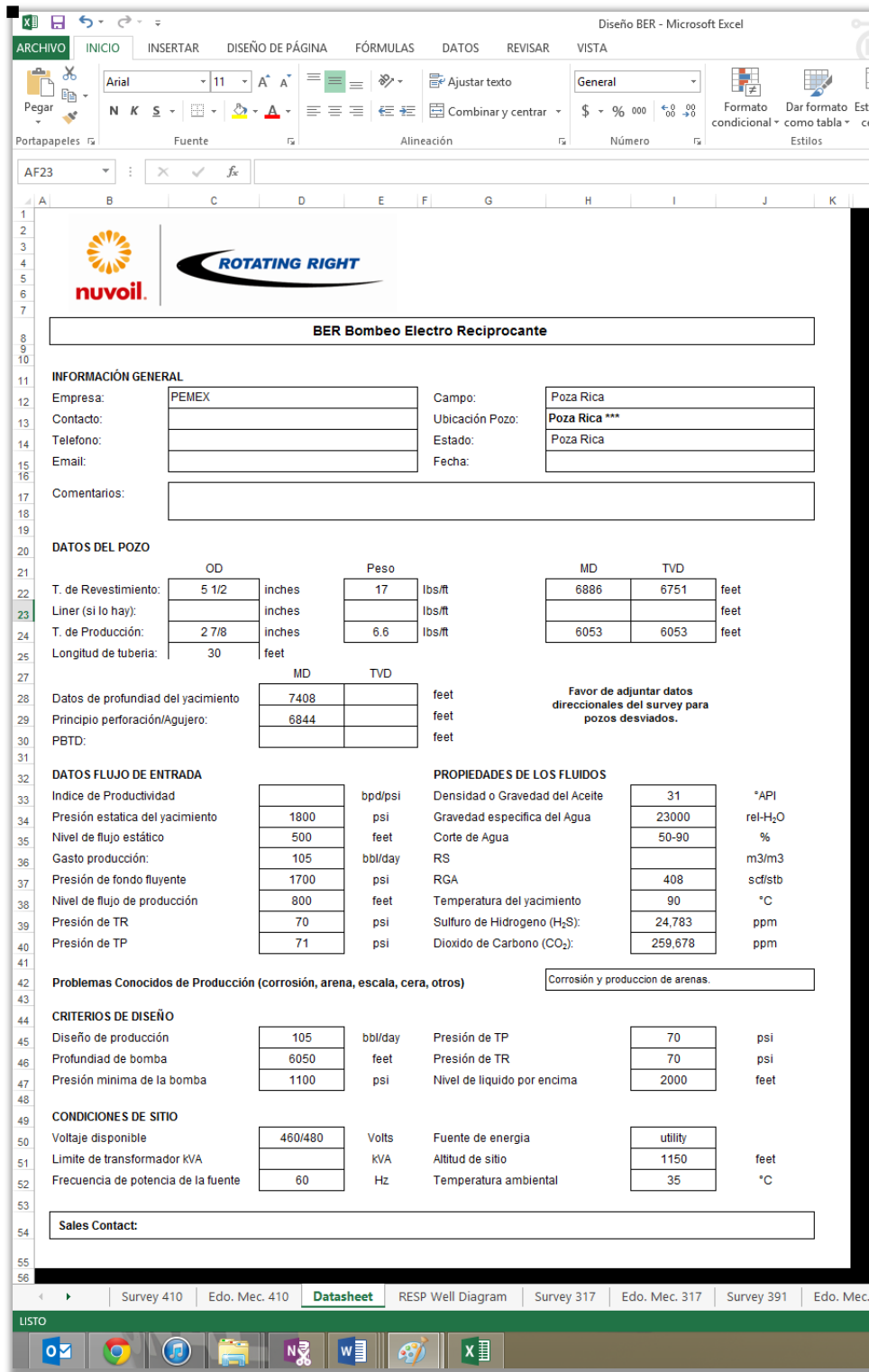


Figura 58 Pantalla de diseño.

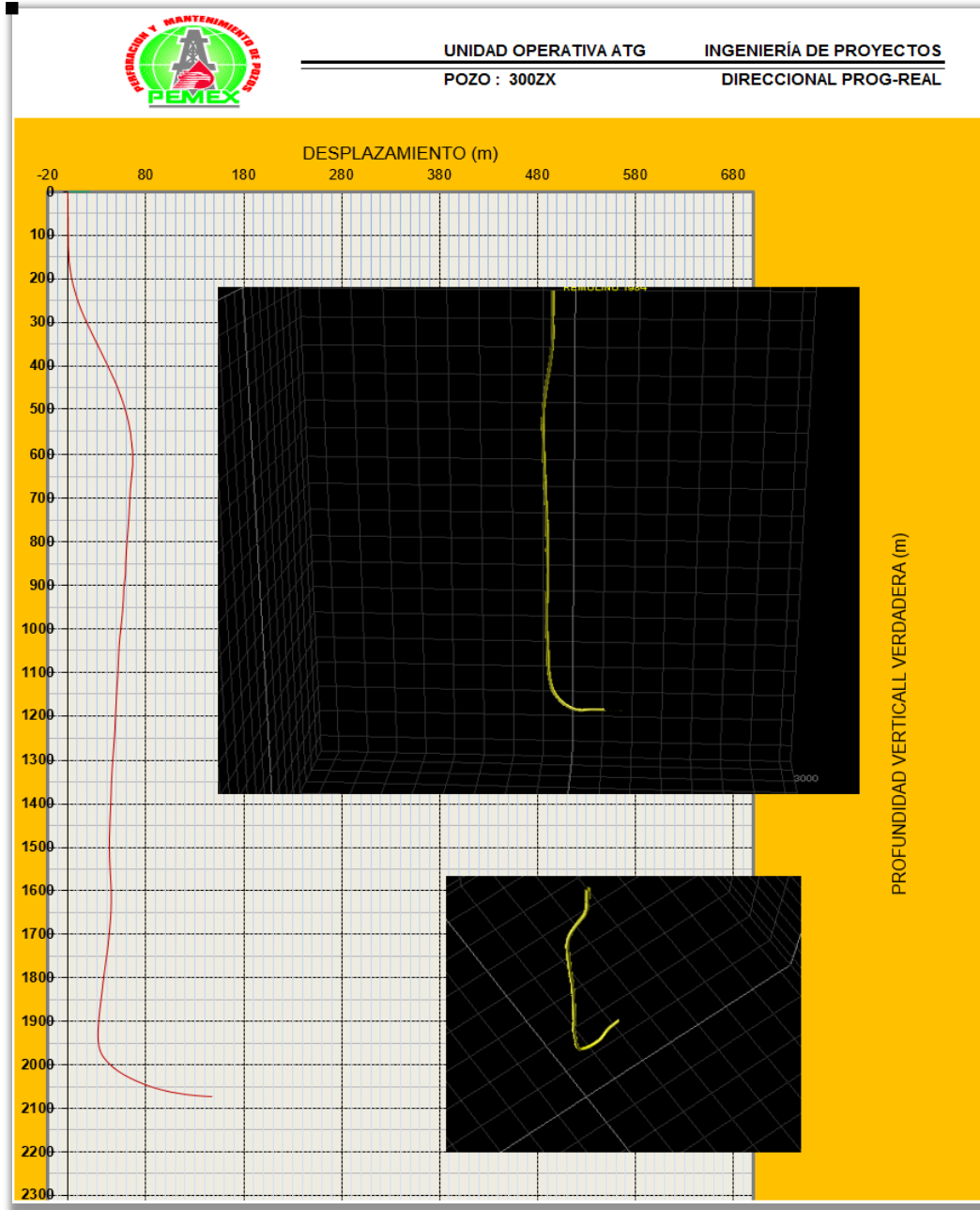


Figura 60 Desviación del pozo 300GJ

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

En base a todo el análisis anterior se selecciona la bomba:

RESP-114-660—2.5-1.50-20-2150

Motor and Pump Model	Motor Voltage (V)	Rated Lift (tons)	Plunger Dia. (in)	Rated Depth ¹ (ft)	Stroke Length (in)	Stroke/ min	Theoretical Displacement @100% eff. (bbl/day)	Theoretical Displacement @80% eff. (bbl/day)	Minimum Casing ID (in)
RESP-114-480-1.5-1.25-14-1850	480	1.65	1.25	6000	48.4	0.1 - 20	176	141	4.75
RESP-114-480-1.5-1.50-20-1300	480	1.65	1.5	4000	48.4	0.1 - 20	253	203	4.75
RESP-114-480-1.5-1.75-27-950	480	1.65	1.75	3000	48.4	0.1 - 20	345	276	4.75
RESP-114-480-1.5-2.25-45-550	480	1.65	2.25	1500	48.4	0.1 - 20	571	457	4.75
RESP-114-480-1.5-2.75-67-350	480	1.65	2.75	1000	48.4	0.1 - 20	853	682	4.75
RESP-114-660-2.5-1.25-14-3150	660	2.75	1.25	10000	48.4	0.1 - 20	176	141	4.75
RESP-114-660-2.5-1.50-20-2150	660	2.75	1.5	7000	48.4	0.1 - 20	253	203	4.75
RESP-114-660-2.5-1.75-27-1600	660	2.75	1.75	5000	48.4	0.1 - 20	345	276	4.75
RESP-114-660-2.5-2.25-45-950	660	2.75	2.25	3000	48.4	0.1 - 20	571	457	4.75
RESP-114-660-2.5-2.75-67-650	660	2.75	2.75	2000	48.4	0.1 - 20	853	682	4.75
RESP-114-1140-3.4-1.25-14-4250	1140	3.74	1.25	13500	48.4	0.1 - 20	176	141	4.75
RESP-114-1140-3.4-1.50-20-2950	1140	3.74	1.5	9500	48.4	0.1 - 20	253	203	4.75
RESP-114-1140-3.4-1.75-27-2150	1140	3.74	1.75	7000	48.4	0.1 - 20	345	276	4.75
RESP-114-1140-3.4-2.25-45-1300	1140	3.74	2.25	4000	48.4	0.1 - 20	571	457	4.75
RESP-114-1140-3.4-2.75-67-850	1140	3.74	2.75	2500	48.4	0.1 - 20	853	682	4.75
RESP-140-1140-5.5-1.25-14-4500	1140	6.06	1.25	15000 ²	48.4	0.1 - 20	176	141	5.75
RESP-140-1140-5.5-1.50-14-4500	1140	6.06	1.5	15000 ²	48.4	0.1 - 20	253	203	5.75
RESP-140-1140-5.5-1.75-27-3500	1140	6.06	1.75	11000	48.4	0.1 - 20	345	276	5.75
RESP-140-1140-5.5-2.25-45-2100	1140	6.06	2.25	6500	48.4	0.1 - 20	571	457	5.75
RESP-140-1140-5.5-2.25-67-1400	1140	6.06	2.75	4500	48.4	0.1 - 20	853	682	5.75
RESP-140-1140-5.5-3.25-126-1000	1140	6.06	3.25	3000	48.4	0.1 - 20	1191	953	5.75
RESP-140-1140-5.5-3.75-126-750	1140	6.06	3.75	2000	48.4	0.1 - 20	1586	1269	5.75

Tabla 8 Selección de equipo a instalar



Conclusiones



Conclusiones

Como toda tecnología, al avanzar los años se tiene que ir mejorando, si no se mejora al pasar tiempo la tecnología quedaría obsoleta, el BER no es la excepción.

Motor

Desde hace 7 años que fue cuando se instaló el primer Bombeo Electro Reciprocante Sumergido, este ha sufrido ciertos cambios que han aumentado la eficiencia del sistema. Se ha buscado optimizar cada parte del sistema, desde los componentes de fondo hasta los de superficie. Las partes que se han mejorado hasta hoy son el motor, las conexiones rápidas de fondo, la bomba, el flejado del cable, sensores de fondo y superficie y el POC.

El motor actual tiene el mismo principio de operación que el primero que se usó en China, pero la actualización radica en que se remanufacturo la línea de potencia que sale de este, cambiándola por una conexión rápida tipo roscable para mejorar la calidad del suministro de energía y la sencillez en su armado (Figura 61).

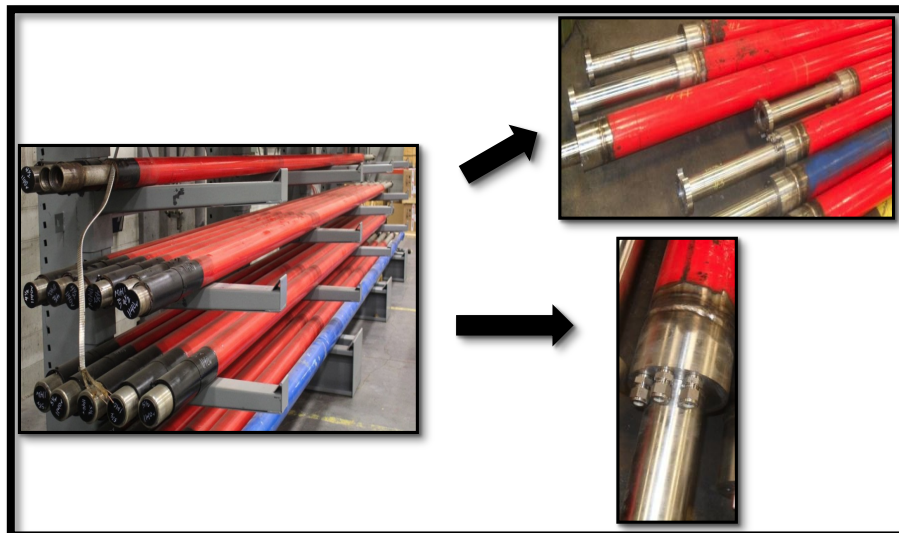


Figura 61. Mejoras del motor

El motivo de estos cambios es hacer que las conexiones entre el motor-bomba y entre el cable de potencia-motor sean más seguras, confiables, sencillas y rápidas.

Otra de las modificaciones que se efectuó al sistema fueron las conexiones que se realizan entre el cable de potencia y el motor para que sean de una forma más práctica, rápida y segura. Incluso cambió la forma en que se conectan el vástago del motor el cual transmite el movimiento y la bomba reciprocante; ahora se realiza la unión por medio de una brida en vez de enroscar un tubo. En la brida de acoplamiento hay una sección especial por donde va a pasar el cable ya que está conectado al motor (Figura 62).

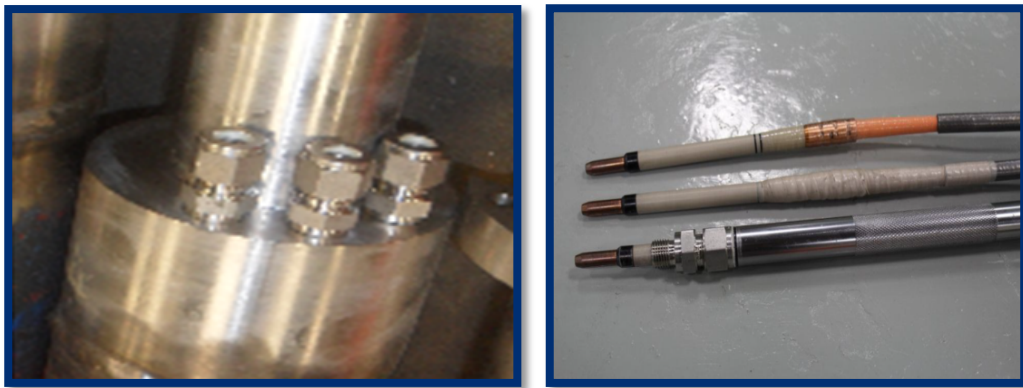


Figura 62. Conexión de fondo

4.1 Desarenador

Se agregó un cedazo tipo filtro y una copa desarenadora que por el movimiento reciprocante ayuda a expulsar los sólidos que se hayan llegado a introducir a la bomba. Dando un segundo seguro en caso de presencia de sólidos en el pozo y así disminuir el mantenimiento requerido por el sistema (Figura 63).



Figura 63. Desarenador

4.2 Flejado del cable

Comúnmente se realizaba el procedimiento de flejar el cable directo con la cinta metálica a la tubería, sin considerar el cambio de drift que pudiera sufrir nuestro aparejo en los coples, lo que sometía a un esfuerzo extra la estructura del mismo. Como optimización del proceso de flejado se implementó un sujetador plástico de alta resistencia el cual aminora en las partes más amplias de la tubería (coples) el roce con la TR, además sujeta de manera amable y segura el cable de potencia y de transmisión de datos (Figura 64).

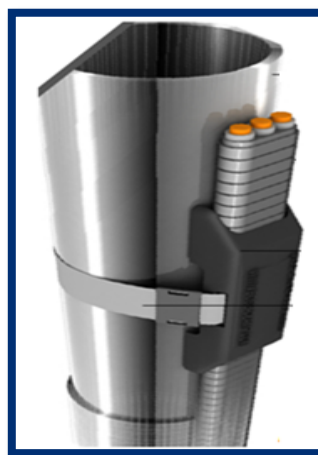


Fig. 64 Flejado del cable

4.3 Sensor de fondo y superficie

El objetivo de implementar estos dispositivos es poder optimizar el sistema de manera autónoma y remota, de tal forma que el sensor de fondo y el de superficie monitoreen la columna hidrostática que se encuentra sobre el sistema y siempre contemos con un nivel de fluido óptimo para producir. En el fondo y superficie tenemos un dispositivo piezoresistiva (membrana que al estar sometida a una presión genera un pulso o una variación de corriente) enviado estas señales al POC, que mediante a la programación previa de ecuaciones en el sistema se puede generar un ΔP que trasladado numéricamente a la herramienta nos dará una columna sobre este, la cual al ser menor de lo recomendado automáticamente el VFD reducirá las EPM y de manera contraria al recuperarse el nivel dinámico el VDF aumentara la velocidad de bombeo hasta llegar al ΔP óptimo (Figura 65 y 66).

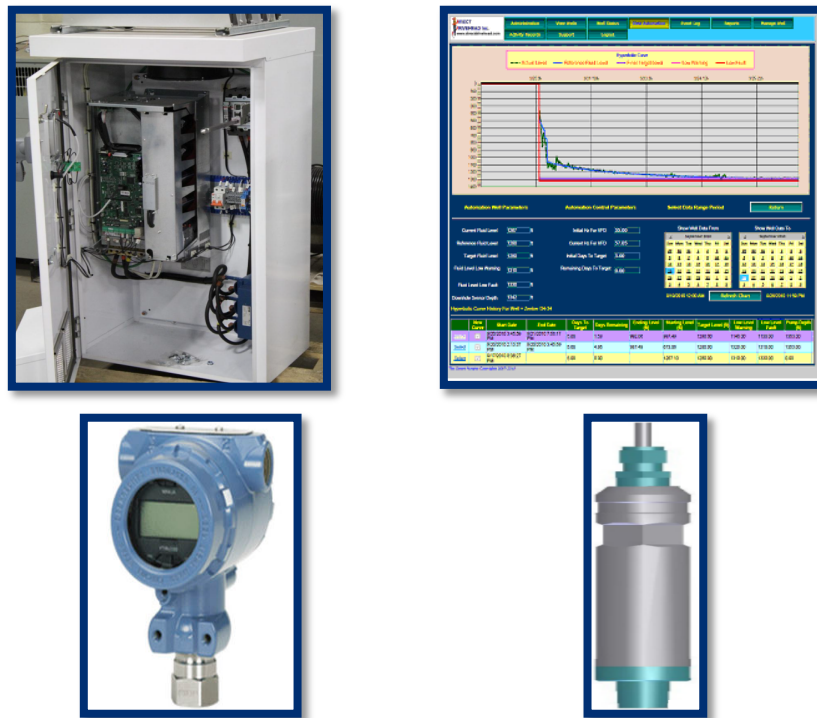


Fig. 65 y 66 Toma de datos y monitoreo

4.4 Beneficios potenciales del uso de la tecnología.

Entre las principales ventajas que ofrece la aplicación del Bombeo Electro-Reciprocante (BER) destacan:

- Fácil operación y supervisión remota.
- Instalación más rápida que el Bombeo Mecánico Convencional.
- Puede operar como un sistema centralizado, ampliando su horizonte de aplicación a pozos de relativa baja productividad e incluso intermitentes.

4.5 Logística y Transporte

El sistema BER ofrece un amplio número de ventajas con respecto a otros Sistemas Artificiales de Explotación, una de ellas son sus dimensiones, su peso es de aproximadamente 1.7 toneladas, contra un rango de entre 10 y 30 [Ton] de una Unidad de Bombeo Convencional, lo que representa un ahorro de espacio y tiempos de desplazamiento en superficie.

4.6 Seguridad en superficie

- Al prescindir de la varilla se elimina el estopero que comúnmente es causa de fugas en superficie.
- Mejora continua en la operación
- Compatible con la instalación de tubería capilar, permitiendo así manejar fluidos estimulantes, mejoradores de flujo, dispersantes de parafinas y asfáltenos. Permite

intervenir el pozo con tubería flexible para limpiezas, circulaciones inversas y estimulaciones del yacimiento.

- La desviación de los pozos no provoca colgamiento en la bomba, esto gracias a que el embolo y la bomba reciprocante se encuentran levitando y sin tocar las orillas dentro del barril, debido al campo magnético formado por el motor (como ocurre en el tren de levitación magnética).

4.7 Manejo de Sólidos

Tiene un buen desempeño en la presencia de arenas al contar con un filtro en la succión de la bomba y una copa desarenadora, que se encarga de expulsarla a través del mismo movimiento reciprocante, evitando posibles obstrucciones en la válvulas a causa de sólidos.

4.8 Eficiencia energética

Reduce los consumos de energía al energizar en su totalidad en una sola dirección la bomba, esto gracias a su principio de imanes permanentes. El tiempo entre emboladas se puede ajustar dependiendo el ritmo de producción, la operación del equipo puede ser optimizada y la velocidad de las emboladas puede variar, lo que representa en un alta flexibilidad en los ciclos de bombeo, de 8 a 20 por minuto, con una carrera constante de 48.2 [in]. En condiciones óptimas se pueden obtener hasta 1,500 [BBLs] por día a 300 [°C], @ 600 [Mts].

4.9 Impacto ambiental

El sistema tiene en su totalidad 1 [Ton] de acero, en comparación a las 30 [Ton] que pesan la UBM convencional, su sarta de varillas y la bomba de inserción. A una producción anual de 10,000 unidades, se pueden ahorrar 29 [Ton] / unidad * 10,000 unidades son 290,000 [Ton] / año, de acero. El producir 1 [Ton] de acero genera 1.8 [Ton] de dióxido de carbono (CO₂), el cambiar las unidades convencionales por BES significaría dejar de producir emisiones al ambiente por 522,000 [Ton] / año.

4.10 Análisis económico.

- Para un análisis económico simple se tomó como ejemplo el pozo que se propuso para la prueba tecnológica con las siguientes consideraciones.
- Producción base aceite: 60 Bpd.
- Costo de la reparación del pozo con equipo: \$250,000.00 USD.
- Precio del Barril: 100 USD.
- Renta ponderada del BER de \$1200 USD/día.
- Renta ponderada del BM convencional de \$400 USD/día.
- Tiempo entre intervención de hasta 3 meses para reparar un pozo.

Bombeo Mecánico Convencional													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Ingresos	\$150,000	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$0	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$0	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$1,791,600
Egresos	\$262,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$262,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$262,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$895,920
Reparación del pozo	\$250,000				\$250,000				\$250,000				\$750,000
Operación y Mtto	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	\$12,160	
Flujo	\$112,160	\$170,240	\$170,240	\$170,240	\$262,160	\$170,240	\$170,240	\$170,240	\$262,160	\$170,240	\$170,240	\$170,240	\$895,680
Flujo Acumulado	\$112,160	\$58,080	\$228,320	\$398,560	\$136,400	\$306,640	\$476,880	\$647,120	\$384,960	\$555,200	\$725,440	\$895,680	
VPN	\$837,983												
VPI	\$750,000												
VPN/VPI	1.12												

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Bombeo Electro Reciprocante													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Ingresos	\$150,000	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$182,400	\$2,156,400
Egresos	\$286,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$687,760
Reparación del pozo	\$250,000												\$250,000
Operación y Mtto	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	\$36,480	
Flujo	\$136,480	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$145,920	\$1,468,640
Flujo Acumulado	\$136,480	\$9,440	\$155,360	\$301,280	\$447,200	\$593,120	\$739,040	\$884,960	\$1,030,880	\$1,176,800	\$1,322,720	\$1,468,640	
VPN	\$1,376,364												
VPI	\$250,000												
VPN/VPI	5.51												

Comparando los VPN/VPI:

5.51 para BER

1.12 para BM.

SPE 54361

Método de producción JP-Cavidades Progresivas para pozos direccionales laterales.
ZhunJun JiangMinZheng XuXiuFen, Daqing Petroleum intitute, China

Abstracto

El método de producción JP-CP es un método de levantamiento artificial avanzado y efectivo para la producción económica integral de pozos direccionales laterales .

Introducción

La cantidad de la deformación del revestimiento del pozo incrementa cuando el campo entra a la mitad o su etapa madura del tiempo de producción. Para reactivar los pozos que están fuera de producción es posible con la técnica de perforación de pozos direccional lateral. El principio básico de la perforación direccional lateral es: cortar y desviar en un punto por encima del casing dañado en el pozo viejo, y luego perforar a la profundidad diseñada, cementación del pozo y terminación, utilizando tubería de producción, instalaciones y casing superficial en perfectas condiciones en el pozo viejo y ahorrando costos de perforación. Por otra parte, desde que el método es igual a " la perforación direccional del pozo en el pozo viejo", y el diámetro de la barrena en el segmento de desvío es más pequeña que el casing, el diámetro del casing en la zona de desviación después de la cementación será mucho más pequeño que en el casing viejo, lo cual traerá nuevos problemas in tecnologías de producción futuras.

En la actualidad, las bombas de fondo de equipos de levantamiento artificial son apenas usados en diámetros reducidos de casing en la zona de desvío, por lo que las bombas subsuperficiales de los pozos con perforación direccional lateral son instalados en DE de casing de 5 1/2" en el segmento estrecho del pozo, lo cual conduce a una profundidad de asentamiento somera y a una baja producción. Para mejorar la producción de aceite en este tipo de pozos y lograr si producción económica integral, en este artículo se estudiará el método de producción JP-CP para pozos perforados direccional lateral.

Una Breve Introducción del Proceso

En la Fig 1 se muestra un esquema del proceso tecnológico de producción del sistema JP-CP.

El principio de trabajo del sistema es el siguiente¹: La presión alta del fluido motriz descargada por la bomba de cavidades progresivas alcanza a la JP a través de la tubería, donde actúa el efecto venturi. El fluido de formación (Q_S) entra en el área de baja presión y se mezcla con el fluido motriz (Q_N) para entrar en la garganta y el difusor con ayuda de la diferencia de presión. Cuando el líquido mezclado (Q_D) alcanza la cabeza del pozo, este entra primero al separador y la separación de aceite-agua es realizada. El aceite (Q) separado entra directamente en la planta de medición y el agua (Q_X) separada entra en la succión de la bomba de cavidades progresivas como líquido aspirado, en el cual el gasto del flujo de líquido que está entrando es ajustado por la válvula 4 y 5. Antes del arranque, la válvula 1 se abre, y el agua del pozo es el liquido de succión. Cuando el sistema empieza a trabajar, la válvula 1 se empieza a cerrar, sucesivamente, hasta que se cierra completamente. Del principio de trabajo del JP sabemos:

$$Q_D = Q_N + Q_S \dots \dots \dots (1)$$

Si no consideramos la pérdida de flujo de líquidos mas allá de la bomba de cavidades progresivas, cuando la válvula 1 está cerrada, luego:

$$Q_D = Q + Q_X \dots \dots \dots (2)$$

Por lo tanto, cuando la bomba de cavidades progresivas trabaje correctamente, tenemos:

$$Q_N = Q_X \dots \dots \dots (3)$$

Se puede apreciar que con lo anterior la producción de aceite Q actual del pozo es igual a la producción de aceite Q_S de formación, ejemplo: $Q = Q_S$. Desde que la pérdida de líquidos es inevitable cuando la bomba de cavidades progresivas está trabajando, debe ser $Q_X > Q_N$ para asegurarse de que la bomba está trabajando correctamente, y que la producción de aceite Q también es menor que la producción de aceite de formación Q_S , ejemplo: $Q < Q_S$. La distribución entre Q y Q_S se puede ajustar con las válvulas 4 y 5.

En la Prueba en Sitio

La prueba en sitio se hizo en el campo de aceite en los pozos Z5-23, la construcción del programa se muestra en la Fig 2. Se usan tuberías con dos diferentes especificaciones, una en la parte recta del pozo y la otra en el segmento desviado, las cuales se usan para disminuir la pérdida a la resistencia cuando el líquido fluye a través de la tubería y el espacio anular para obtener una eficiencia alta en todo el sistema de bombeo. La bomba se instaló el 16 de Diciembre de 1997, el JP y el empacador fueron instalados a través del segmento desviado, y el empacador se asentó satisfactoriamente. El pozo se puso en producción el 19 de Diciembre de 1997, y operando hasta ahora. El resultado de la prueba de campo se muestra en la Tabla 1.

La profundidad del corte del pozo Z5-23 es de 2,195 ft y la profundidad máxima del intervalo perforado es de 2,646 ft. la profundidad de asentamiento de la bomba es de 2,631 ft y la producción de aceite del pozo es de 434 bbl/día cuando se adaptó el método de producción bombeo JP-CP, mientras que cuando se tenía adaptado bm en el pozo producía $283 \frac{\text{bbl}}{\text{día}} @ 2133 \text{ ft}$, lo cual representa un incremento de 498 ft y 151 bbl/día.

Características del Método

1. Aumenta la producción en pozos perforados direccionales laterales. Se usaron sistemas de producción como bm y bec en 3 pozos perforados direccionales laterales en el Norte 2-3-62, Norte 3-4-052 y Norte 2-J2-31 en la actualidad, los datos de producción se muestran en la Tabla 2. Si se adapta el sistema de producción JP-CP en esos pozos, la profundidad de asentamiento de la bomba y la producción incrementará, sus parámetros de diseño se muestran en la Tabla 2.

En la Tabla 2 se puede ver lo siguiente: Desde cuando ha incrementado la profundidad de asentamiento, la producción de los pozos ha sido más o menos mejorada, en un promedio, la producción de aceite de cada pozo aumentó 82 bbl/día, lo cual tiene un efecto obvio en el mejoramiento de la producción del pozo.

2. Una ventaja es que es simple y el costo es bajo. La bomba de potencia superficial así como las bombas de émbolo, bombas centrifugas multietapas usadas para un sistema común de JP, requiere una fuente de líquidos independiente para la succión, y equipos accesorios como filtros y líquidos de limpieza, etc., que también son necesarios. Lo cual tiene un equipo de superficie complejo y un alto costo, mientras que la bomba de cavidades progresivas² se adapta a varias medidas, y el retorno de líquidos en el fondo puede usarse como líquido de succión sin un

tratamiento especial, por lo que el equipo de superficie es simplificado. Por otro lado, la inversión inicial disminuye por en 20~30 por ciento comparado con el equipo de producción BM.

3. Los parámetros del sistema son fáciles de ajustar. Hay dos métodos básicos: el primero consiste en reemplazar la banda del eje de entrada y ajustar el gasto de descarga de la bomba de cavidades progresivas, así se regulará la producción del pozo, el otro método es cambiar la nariz y la garganta del venturi, ejemplo: alterar la relación del área del JP, y con esto regular la producción y los parámetros de operación. Ambos métodos son sencillos y ahorran tiempo, solo se necesitan 2~3 hombres y pueden terminar dentro de 1~3 horas.

4. El método de producción JP-CP para pozos perforados direccional lateral es un método de levantamiento artificial avanzado y efectivo, aún en prueba hasta ahora. Aunque esta técnica tiene prominentes ventajas, también hay algunas desventajas, como una menor confiabilidad del dispositivo de accionamiento de superficie y menor eficiencia comparado con otros métodos de levantamiento artificial, que es lo que hay que resolver con el método de producción bombeo JP-CP.

Conclusiones

1. El método de producción bombeo JP-CP para pozos perforados direccional lateral puede mejorar considerablemente la producción y realizar una producción económica integral beneficiosa para este tipo de pozos.
2. El experimento de campo verificó que éste método tiene ventajas con la bomba de CP y con JP y puede ser aplicada en campos de aceite.
3. El método de producción bombeo JP-CP para pozos perforados direccional lateral es sencillo y de bajo costo. Es fácil regular sus parámetros, fácil de reparar y administrar.

Nomenclatura

Q_N = gasto del volumen descargado por la bomba de cavidades progresivas, bbl/día

Q_S = producción de aceite de la formación, bbl/día

Q_D = gasto del volumen del fluido mezclado (retorno), bbl/día

Q = gasto actual importado a la planta de medición (producción actual del pozo), $\frac{\text{bbl}}{\text{día}}$

Q_X = Gasto del fluido mezclado en la succión de la bomba de cavidades progresivas $\frac{\text{bbl}}{\text{día}}$

Referencias

1. Kermit E. Brown, "The Technology Of Artificial Lift Methods", Volumen 2b, P429~439, Beijing: Petroleum Industry Publishing Company
 2. WangBangLie, LiJiZhi, "Hydraulic Machine Of Oil Field", P288~300, Beijing: Petroleum Industry Publishing Company
- Tablas y Curvas

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Table 1 On-the-Spot Test Data Of The Progressive Cavity Pump-Jet Pump Production Method For Lateral Directional Drilling Well

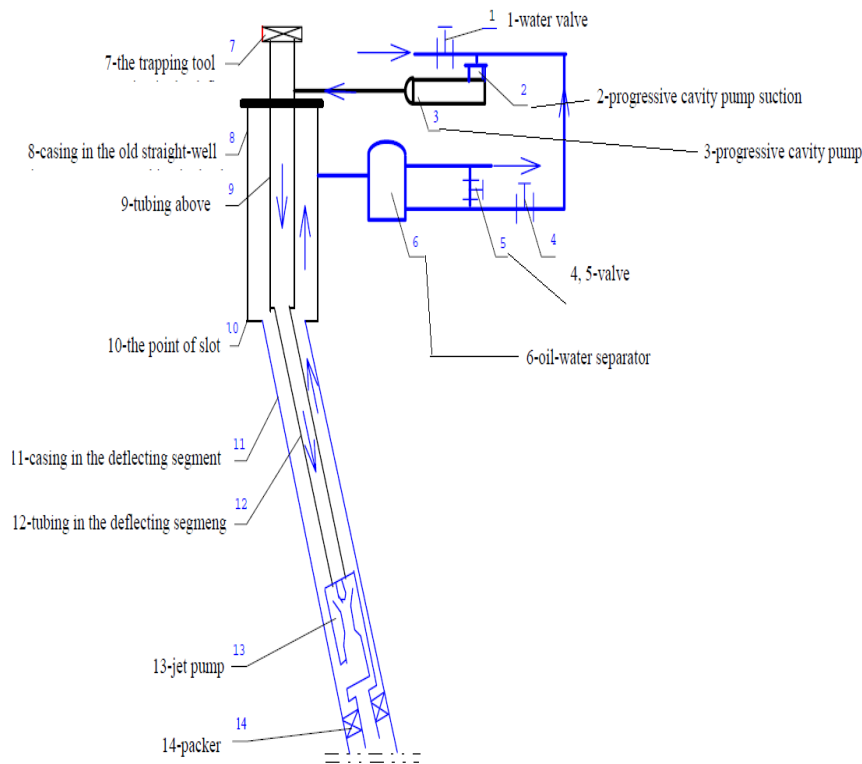
serial number	actual oil-producing (bbl/day)	flow rate discharged by progressive cavity pump (bbl/day)	back-mixing flow rate (bbl/day)	discharged pressure of progressive cavity pump (psi)	wellhead back pressure (psi)
1	421.4	629.0	1050.4	1247.0	133.4
2	446.6	629.0	1075.6	1334.0	153.7
mean values	434.0	629.0	1063.0	1290.5	142.1

Table 2 Parameter Correlation In Different Artificial Lift Methods For Lateral Directional Drilling Well

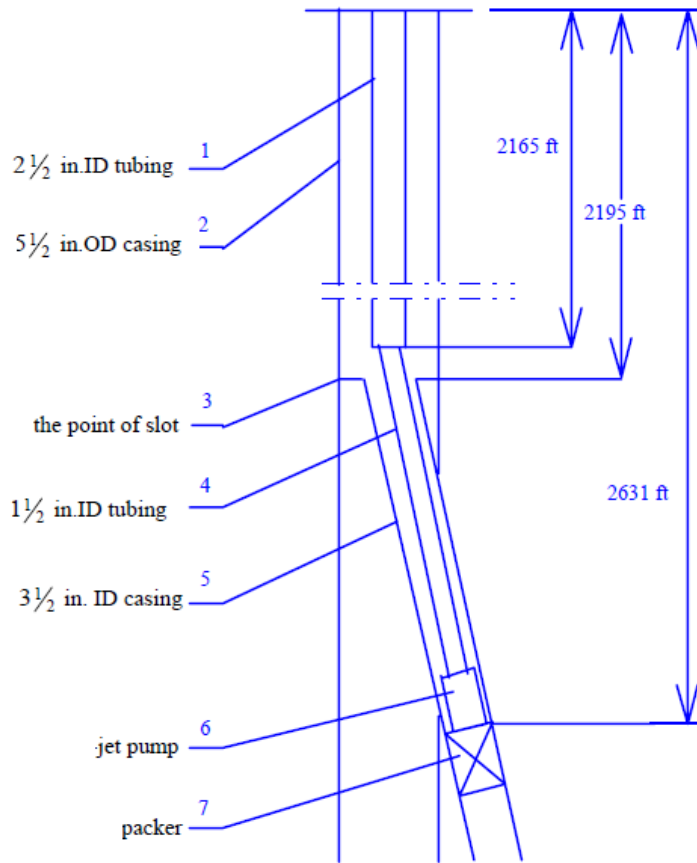
well number		North 2-3-62	North 3-4-052	North 2-J2-31
Production Parameters So Far	Artificial Lift Method	Submerged electric pump	Submerged electric pump	Rod-pumping unit
	Pump Setting Depth (bbl/day)	2132.7	2854.5	2624.8
	Oil-Producing (bbl/day)	358.5	113.2	50.3
	Flowing Pressure (psi)	565.5	391.5	768.5
If Progressive Cavity Pump -Jet Pump Production Method Is Used	Pump Setting Depth (bbl/day)	2952.9	3674.7	3133.4
	Oil-Producing (bbl/day)	496.9	157.3	113.2
	Flowing Pressure (psi)	261.0	217.5	246.5

□

Fig. 1 The Schematic Drawing Of The Progressive Cavity Pump-Jet pump Production Technological Process



□ Fig. 2 The schematic Drawing Of The Setting Pump Operation For Z5-23 Well



Aplicación del Sistema Compuesto de Bombeo Hidráulico-Varilla en Campos Profundos de Aceite Pesado en Tarim China.

Abstracto

Se han enfrentado grandes retos en el diseño y selección de los métodos de levantamiento artificial en el yacimiento Lungu del campo Tarim en el Norte del Este de China debido a la profundidad extrema de los yacimientos y al crudo extra viscoso. La profundidad promedio de los yacimientos se encuentra alrededor de 5500. La temperatura inicial de los yacimientos se encuentra alrededor de 127°C, y los rangos de presión van de 57 a 64 MPa. Con el alto contenido de resinas y asfaltenos, el aceite de estos yacimientos tienen una viscosidad de alrededor de 10×10^4 mPa·s a 50°C y la densidad varía de 0.95 a 1.08 g/cm³. Gracias a las altas temperaturas en el yacimiento y con las altas presiones, el aceite tiene suficiente movilidad para fluir en el pozo bajo condiciones del yacimiento. Sin embargo, así como fluye hacia la superficie, el decremento en la temperatura a lo largo del pozo causa incrementos drásticos en la viscosidad. Ambos cálculos y con la experiencia de campo sugirieron que no es posible encontrar la tasa de producción requerida con solo un método de levantamiento de levantamiento mecánico disponible en particular, como bombeo mecánico, jet pump, u otro método de levantamiento individual.

Para solucionar la dificultad de levantamiento y lograr el volumen de producción, se propuso un sistema compuesto de bombeo, el cual combina bombeo mecánico con hidráulico jet y se practicó en este campo. La propuesta de sistema de bombeo compuesto mecánico-hidráulico fue probado con gran éxito, el cual incremento y mantuvo significativamente el volumen de producción en los pozos probados. Este documento discute el trabajo de los mecanismos involucrados en el sistema de bombeo compuesto mecánico-hidráulico, la metodología de optimización de los parámetros de levantamiento y flujo de trabajo, y la experiencia de la aplicación en campo. Se demostró que el sistema de bombeo compuesto mecánico-hidráulico es el sistema de levantamiento mecánico más prometedor para los yacimientos de Lungu y puede ser potencialmente usado en otros campos profundos de aceite pesado en el mundo.

Introducción

El campo de aceite Tarim Lungu es un yacimiento de aceite pesado en carbonatos profundo, con un promedio de profundidad alrededor 5500m, el promedio de la temperatura del yacimiento es alrededor de 127°C, la presión del yacimiento está entre 57-64 MPa. El aceite no solo es extremadamente pesado, super-viscoso, pero tiene un alto punto de fluidez, alto contenido de sulfuros y alto contenido de asfaltos. La densidad del crudo está entre 0.95-1.08 g/cm³; la viscosidad del crudo es de 10×10^4 mPa·s a 50°C de temperatura; la densidad del agua de formación es de alta salinidad con una densidad de 1.15 g/cm³. El crudo tiene buena movilidad a condiciones de yacimiento debido a la alta temperatura y el gas en solución, pero después de que fluye en el pozo y es levantado, su viscosidad incrementa bruscamente y también su resistencia al flujo. Debido a esto causa enormes dificultades para la producción de aceite con métodos convencionales como el bombeo mecánico. Al principio de la producción, la energía del yacimiento es adecuada y el aceite puede fluir a la superficie agregando aceite ligero para mezclarlo con el aceite pesado del fondo del pozo. Sin embargo, como la energía de la formación declina hasta cierto nivel, se vuelve imposible usar métodos convencionales para mantener una tasa de producción. Por lo que en vista de las grandes profundidades y la viscosidad alta del aceite, basado en los análisis de los métodos de levantamiento artificial en el mundo, se determinó que el sistema de bombeo compuesto mecánico-hidráulico se propuso para aplicarlo en los campos de aceite de Tarim Lungu.

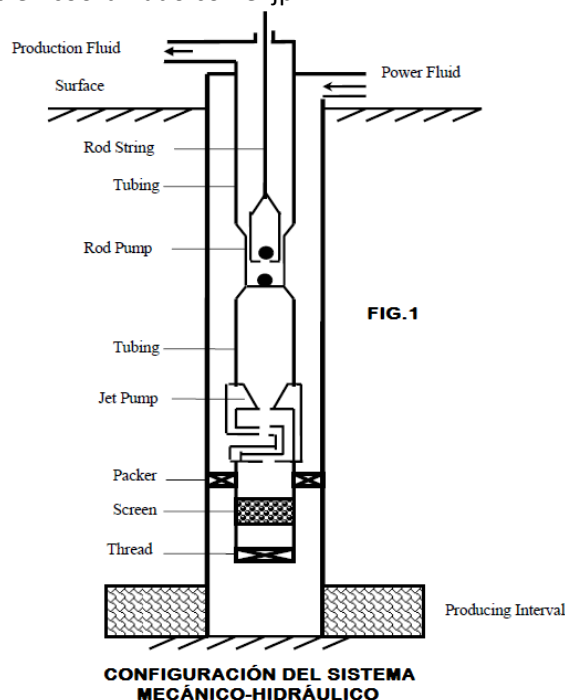
Mecanismo del Sistema de Levantamiento Compuesto Mecánico-Hidráulico

La configuración del sistema consta de sistema de bombeo mecánico, sistema de bombeo hidráulico, emparador y cedazo (Fig. 1). El primer sistema en actuar es el hidráulico, la inyección se hace de forma inversa, es decir, entre el espacio anular de la TR y la TP, el bombeo hidráulico levanta los fluidos a cierta profundidad para lograr el levantamiento primario. Luego el bombeo mecánico se usa para levantar los fluidos a la cabeza del pozo para completar el levantamiento secundario.

El bombeo hidráulico es un proceso continuo, mientras que el mecánico es un proceso cíclico. La clave en el funcionamiento del sistema compuesto de bombeo esta en cómo se coordinará el diseño de ambos para un pozo. El pozo no producirá normalmente si la capacidad del jet pump no satisface la capacidad del bm. Sin embargo, si la capacidad del jp supera la capacidad del mb, el pozo producirá normalmente y el bm puede incluso tener un bombeo y comportamiento natural del flujo.

El sistema de levantamiento compuesto tiene las siguientes ventajas especiales:

- (1) El bombeo hidráulico no contiene partes móviles, depende de un fluido motriz para llevar energía, por lo que se puede aplicar grandes profundidades y altas temperaturas como los campos de aceite de Tarim Lungu.
- (2) Se puede inyectar aceite ligero para que diluya el aceite pesado y reducir la viscosidad.
- (3) El bm como sistema de levantamiento secundario puede ser fácilmente instalado, operado y bien coordinado con el jp.



Optimización del Sistema de Levantamiento Compuesto Mecánico-Hidráulico.

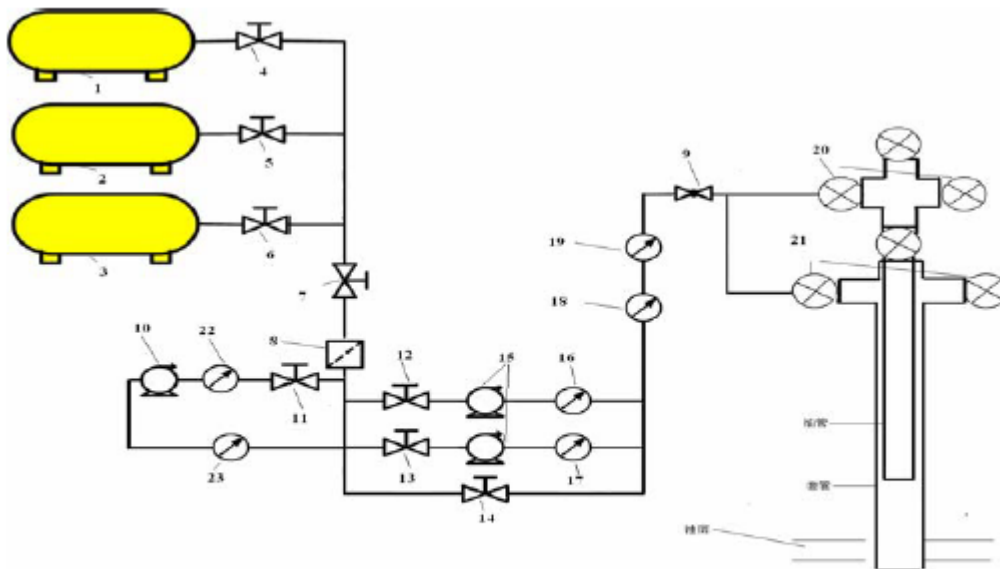
La optimización del proceso de inyección del fluido motriz

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Hay dos desventajas asociadas al jp, la primera es que cuando el gasto requerido de fluido motriz sea menor que la capacidad estimada de la bomba centrífuga, la bomba centrífuga se puede dañar por sobrecalentamiento. La segunda es que la nariz del venturi si hay impurezas arrastradas por el fluido motriz. Para combatir ambas cuestiones se propone la siguiente carta de flujo diluida para usarse con el sistema de bombeo mecánico-hidráulico (mostrado en la Fig 2).

El flujo optimizado tiene las siguientes ventajas:

- 1) Cuando la cantidad de fluido motriz es mayor que la capacidad de volumen estimado, el equipo de potencia tradicional se puede usar para la inyección de fluido.
- 2) Ajustar el equipo de flujo de retorno en flujo optimizado para permitir el exceso de fluido motriz fluya de regreso en la entrada de la bomba centrífuga cuando el fluido motriz requerido sea menor que la capacidad de la bomba centrífuga.
- 3) Se pueden satisfacer las necesidades de la inyección por TP y por TR.
- 4) La bomba centrífuga puede garantizar que el fluido motriz alcance la cabeza del pozo suavemente.



1,2,3—oil storage tank;4,5,6,7,11,12,13,14—valve;8—filter;
10—centrifugal pump;15—piston pump;16,17,18,22,23— pressure gauge;
19—flowmeter;9—check valve;20—tubing valve;21—casing valve.
Figure 2. The flow chart of diluting light oil

Modelos matemáticos del aceite pesado diluido para reducir la viscosidad

Modelo del perfil de temperatura

Considerando que el fluido motriz fluye en el espacio anular aguas abajo y el fluye en la tubería aguas arriba a la superficie, la ecuación de energía se puede usar de la siguiente forma:

$$\begin{cases} -W_1 dt = K_{11}(t - \theta)dl \\ -W_2 d\theta = K_{11}(t - \theta)dl + K_{12}(t - (t_0 + ml))dl \end{cases} \dots\dots\dots(1)$$

Las condiciones de límites son:

- Cuando $l = 0, t = t_i$
- Cuando $l = l_f, t = t_f$

Donde W_1, W_2 – Agua equivalente de los fluidos producidos e inyectados, respectivamente, w/
°C

k_{11}, k_{12} – Coeficiente de transferencia de calor entre tubería y espacio anular, anular y yacimiento, respectivamente, w/m /°C

t, θ, t_o, t_f, t_i – Temperatura de inyección de fluidos, temperatura de los fluidos producidos, temperatura de los fluidos producidos en la cabeza, temperatura de los fluidos inyectados en el punto de inyección, temperatura de inyección en la cabeza, respectivamente, °C.

m – Gradiente de temperatura de la formación, °C/100m

l, l_f – Profundidad del pozo y profundidad de inyección, respectivamente, m_o

Cálculo de la viscosidad de la mezcla

La viscosidad del aceite como función de la temperatura es medido en laboratorio. Una vez que la temperatura en la tubería es determinada, se usa el modelo de temperatura, la viscosidad de la mezcla se puede calcular con la relación del volumen de inyección y el volumen de producción usando la siguiente ecuación:

$$\mu_L = \mu_f(\text{PIR}) + \mu_o(1 - \text{PIR}) \dots \dots \dots (3)$$

Donde μ_L, μ_f, μ_o – Viscosidad del aceite mezclado, viscosidad del aceite ligero de inyección y viscosidad del aceite producido del yacimiento a la misma profundidad del pozo, Pa.s_o

PIR – Relación del aceite inyectado con el producido.

La optimización del sistema de bombeo compuesto mecánico-hidráulico

El yacimiento, el jp y el bm deben estar coordinados. Para tener una tasa de producción, ajustar el jp como el punto de solución, luego usar el análisis nodal para determinar los equipos y sus parámetros de operación incluyendo unidades de bombeo, sarta de varillas, bombas (jet y bm). el diseño del sistema compuesto es más complejo que el bm convencional, no solo involucra el cálculo de flujo multifásico, presiones y temperaturas distribuidas, sino que también considera la coordinación entre el jp y bm trabajando juntos.

Los parámetros para optimizar el sistema incluyen el volumen de aceite ligero para diluir, el tamaño de nariz y garganta del jp, la longitud y velocidad de la embolada del la unidad de bm, el tamaño de la unidad de bm, las combinaciones de varilla, etc.

Para aceite pesado, usando aceite ligero como fluido motriz, los procedimiento para el diseño del sistema compuesto es el siguiente:

- 1) Asumir un gasto de producción Q.
- 2) Calcular el IPR para determinar la productividad del pozo basado en el historial de producción.

El yacimiento de Tarim Lungu es fracturado; su ecuación de productividad es la siguiente:

BOMBEO ELECTRO RECIPROCANTE BER UNA ALTERNATIVA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

$$J_1 = \frac{q_{t \text{ test}}}{P_r - P_{wf \text{ test}}} \dots \dots \dots (4)$$

Donde, $q_{t \text{ test}}$ es el gasto de producción, m^3/d ; $P_{wf \text{ test}}$ es la presión del pozo fluyendo a condiciones de prueba, MPa; J_1 es el índice de productividad del pozom³/d /MPa.

3) Determinar la presión de fondo P_{wf} con el gasto de producción dado:

$$P_{wf} = P_r - J_1 \times Q \dots \dots \dots (5)$$

Donde P_r es la presión del yacimiento, MPa; P_{wf} es la presión de fondo del pozo al gasto dado, MPa.

4) Calcular los perfiles de presión y temperatura bajo condiciones normales de flujo usando los métodos de flujo multifásico. Determinar la profundidad de asentamiento del jp basado en la distribución de la viscosidad a lo largo del pozo (sin el aceite ligero) y la estrada de presión del jp p_2 .

5) Calcular la presión de entrada del fluido motriz al jp p_1 en base a la presión superficial.

6) Calcular la relación del fluido producido con el fluido motriz para el jp. Para asegurar la producción en los campos de aceite pesado de Lungu, la relación de flujo es determinada por los experimentos de viscosidad-temperatura, la relación de flujo es definida como la de aceite ligero con aceite pesado.

7) Encontrar la mejor eficiencia de bombeo y la presión adimensional correspondiente H de la curva de desempeño del jtp; decidir el modelo de jp y calcular la presión de salida del jp.

8) Calcular los perfiles y presión de temperatura para los fluidos mezclados por encima del jp; determinar la presión de entrada de la bomba de bm.

9) Diseñar la sarta de varillas y la bomba para la unidad de presión dada; y determinar la longitud de embolada y la velocidad de bombeo.

Aplicación de Campo

El sistema compuesto se ha aplicado exitosamente en LG9-1 en los campos de aceite pesado de Lungu. Los parámetros del pozo son los siguientes: la profundidad del pozo es 5500 m, temperatura del yacimiento es 130°C, la presión del fondo del pozo es 44 MPa, la producción diseñada es 10 t/d, el diámetro exterior de la TP es 88.9 mm, el diámetro interno de la TP es 76 mm, el diámetro externo de la TR es 177.8 mm, el diámetro interno de la TR es 150.4 mm, la presión de operación en superficie es 10 – 12 MPa.

Los parámetros optimizados del sistema de levantamiento compuesto

Los parámetros y sus valores del diseño se muestran en la Tabla 1:

Table 1. The optimized parameters of composite lift system

Jet pump parameters: cavitations checking result: no cavitations	
Pump depth 4500m	production 10t/d
Nozzles diameter 2.6mm	power fluid 28 t/d
Throat pipe diameter 3.8mm	casing pressure 2.1MPa
Entrance pressure 28.96 MPa	pump pressure at the surface 3.6 MPa
Pressure ratio 0.11	injection/production rate ratio 0.357
Jet pump head 2925m	
Rod pump parameters: pump type: rod pump	
Pump depth 2500m	Pump speed 2.1 times/min
Pump diameter 57mm	Stroke 7.6m
Maximum load 97.82 KN	Minimum load 77.93 KN
Rod string 538.85m*28mm+804.19m*25mm+1131.52*22mm	

Los resultados de los cálculos numéricos del pozo

El perfil de presión del pozo

Como se muestra en la Fig 3, los fluidos del yacimiento no pueden llegar a la superficie por si solos o incluso con el jp con aceite ligero diluido. Con la aplicación del sistema de levantamiento compuesto, el fluido puede llegar a la cabeza del pozo.

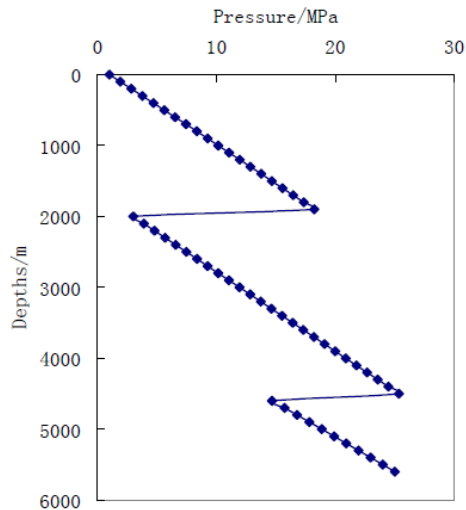


Figure 3 The pressure profile of the composite lift system in wellbore

Perfil de viscosidad

Es claro que en la Fig 4 la viscosidad del fluido de producción se reduce drásticamente por encima del jp cuando se mezcla con el fluido motriz (aceite ligero diluido). El aceite diluido es calentado el cual también contribuye a la reducción de la viscosidad.

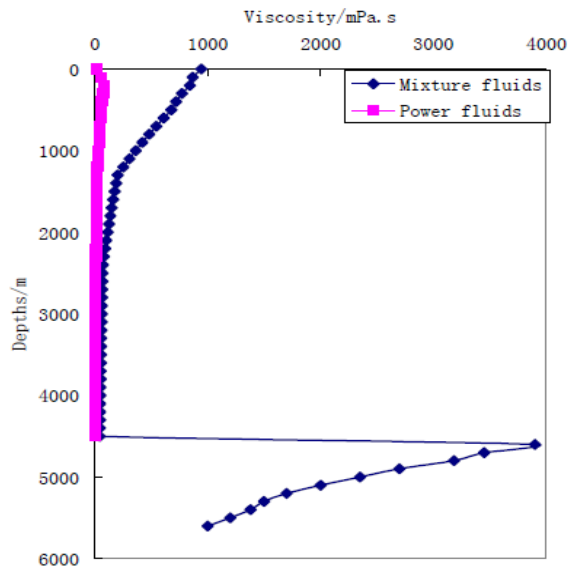
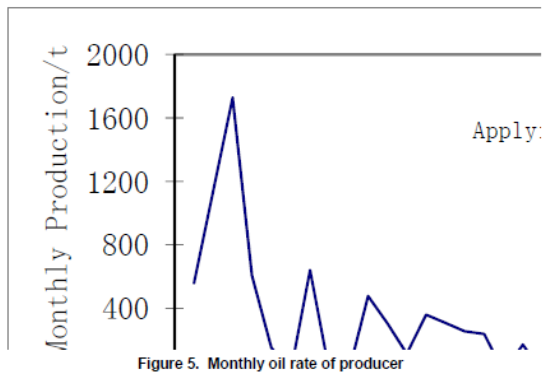


Figure 4. Viscosity profile inside the well bore of the composite lift system

Evaluaciones de la Aplicación

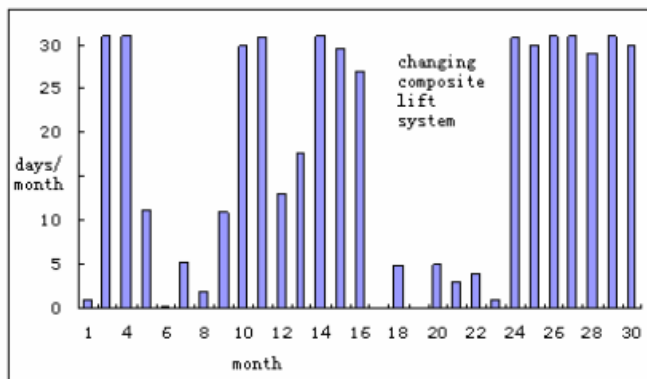
Producción Incrementada

Como se muestra en la Fig 5, antes de la aplicación del sistema de levantamiento compuesto, la producción del pozo muestra un comportamiento cíclico debido a la alta de energía del yacimiento; mientras que, el promedio de producción declina con el tiempo. El gasto ha declinado 171 lt/month antes de aplicar el sistema de levantamiento compuesto. Se observo un incremento considerable en la tasa de producción después de aplicar el sistema compuesto. El mayor gasto incrementado fue hasta 713 t/month, y se mantuvo 228 t/month sostenidamente al presente.



Análisis de la eficiencia del tiempo de producción

Antes de usar el sistema compuesto, la producción del pozo es cíclica debido a la insuficiencia energética, y la eficiencia del pozo produciendo es de hasta 60.4%, después de la aplicación del sistema compuesto, la eficiencia del pozo produciendo subió a 99.4%, el cual es un incremento de 39%, ver Fig 6.



Conclusiones

(1) La tecnología de levantamiento compuesto mecánico-hidráulico es aplicable a yacimientos profundos complejos. Éste es el primer sistema de levantamiento artificial exitoso a una profundidad de bombeo de 4500 m en China. El sistema de levantamiento de dos etapas probado mejoró significativamente la capacidad de bombeo del sistema de bombeo, la cual ha mejorado la productividad.

(2) El uso de aceite ligero como fluido motriz no solo hace trabajar al jp normalmente, también reduce efectivamente la viscosidad del aceite pesado.

(3) La aplicación en camp muestra que esta tecnología no solo mejora el gasto de producción de aceite pesado en yacimientos profundos sino que también mejora la eficiencia de producción. Este sistema de levantamiento compuesto es un sistema mecánico de levantamiento prometedor para los yacimientos de Lungu y también puede ser potencialmente usado en otros campos de aceite pesado del mundo.

Referencias

1. Tao Yunguang (2007) Research on Characteristics of Ordovician Carbonate Reservoir in Western Region of Langu. *Natural Gas Industry*, 27 (2): 20-22 (in Chinese).
2. Zhou Mingqing, Li Xiuyuan, Zhang Qi. (1999) The Research of Rod Pump - Jet Pumo Technology. *ACTA PETROLEI SINICA*, 20 (4), 75-77 (in Chinese).
3. Wang Hongxun, Zhang Qi. (1989) *Oil Production Technology*. Beijing, Petroleum Industry Press (in Chinese).
4. Li Chongzhi, Zhu Guibo, Guo Junjie. (1999) Perfonance Analysis of Rod Pump - Jet Pump Technology. *Journal of Daqing Petroleum Intitute*, 23 (2): 60-63 (in Chinese).
5. Zhang Qi. (2000) *Petroleum Engineering Principle and Design*, Shandong, Petroleum University Press, (in Chinese)

Bibliografía

- Ramírez Sabag Jetzabeth Dra., “Productividad de Pozos Petroleros”. Facultad de Ingeniería, UNAM, México 2007.
- Gómez Cabrera, José Ángel, “Producción de pozos 1”, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
- Brown Kermit E., The “Technology Of Artificial Lift Methods”, Vol. 2a. University of Tulsa. Penwell Publising Co. 1980, Tulsa Ok.
- Garaicochea Petirena Francisco; "Apuntes de Transporte de Hidrocarburos", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., México, D.F.
Transporte de Hidrocarburos por Ductos
- Publicacion: Society of Petroleum Engineers (SPE)
- Documento: 153123-MS
- Titulo: “A Unique Electrical Submersible Reciprocating Pumping (ESRP) “
- Publicacion: International Petroleum Technology Conference
- Documento: 14966-MS
- Titulo: “Novel Reciprocating Submersible Pumping Technology for Performance Improvements in Oil Production”

Sitios de Internet

- <http://www.oilproduction.net>
- <http://www.pemex.com/index.cfm>
- http://www.pemex.com/files/content/irs2012_130715_01.pdf
- <http://www.rotatingright.com/>
- http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf
- http://www.oloil.com/en/product_structure.asp

- <http://www.iea.org/>
- http://www.cnh.gob.mx/_docs/resoluciones/Resolucion_CNH_E_01_00113_2013.pdf
- <http://www.pep.pemex.com/Reportes/Lists/Produccion/Attachments/281/Ejecutivo%202013-09-30%20PEP.pdf>
- http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/irs2012_130715_01.pdf
- <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%203.pdf>