

PRUEBAS DST CON SISTEMA ESP

Oscar A. Leon
Pluspetrol Peru Corp.
Peru

RESUMEN

El trabajo que se presenta es una propuesta de nueva sarta para efectuar pruebas DST en los pozos de los yacimientos de petróleo del Lote 8 de selva norte del Perú utilizando el sistema de bombeo electrosumergible ESP; inicialmente fué concebido para los pozos con reservorios de baja presión ampliándose posteriormente a cualquier pozo productor de petróleo, independiente del nivel de presión de sus reservorios, modificando la sarta de prueba original.

En este trabajo se hace una evaluación de los resultados obtenidos con el sistema actual de pruebas DST, posteriormente se analiza los actuales niveles de energía de los reservorios y como parte final se presenta las nuevas opciones de sartas de pruebas; aquí se describen las sartas y se analiza las condiciones estáticas y dinámicas del sistema propuesto. Como parte final se analizan las performances de todas las presiones involucradas en el sistema que se propone y se describe detalladamente el perfil de presiones de reservorio que se obtendría al efectuar una prueba DST con en nuevo sistema.

Toda la información de DST's ha sido obtenida de pruebas de campo efectuadas desde el año 1998 y en su mayor parte están relacionadas con el yacimiento Pavayacu, lo cual no quiere decir que el sistema que se propone solo sea aplicable a este yacimiento.

I.- INTRODUCCION

Las Pruebas de formación ó DST para pozos de petróleo se vienen efectuando en el Lote 8 desde los descubrimientos de los yacimientos teniendo como objetivo la determinación del potencial productivo de los pozos y las características de los reservorios; hasta el momento los Probadores con válvula de cierre en el fondo han demostrado su eficiencia para cumplir con los objetivos trazados durante la completación de los pozos y tambien para evaluar reservorios poco conocidos.

La declinación de presión de los reservorios debido al tiempo de producción y a su mecanismo de impulsión ha dado lugar a que las Pruebas de formación con los Probadores convencionales actualmente solo sean utilizados para pruebas de corta duración (Surge Test) para la determinación de parámetros de reservorio tales como Presión, permeabilidad y Factor de daño debido a que no se obtiene flujo a superficie durante las aperturas, lo que hace inadecuada la determinación de la Capacidad productiva y sobre todo poco eficiente la determinación de la cantidad relativa del petróleo y agua propios del reservorio probado, teniéndose que recurrir a dificultosos, ineficientes y costosos trabajos de Swab.

La necesidad de superar los problemas observados nos ha llevado a replantear el esquema de las pruebas DST tratando de no perder los objetivos que logran eficientemente los probadores convencionales; es de este modo que mediante este trabajo se plantea la propuesta de efectuar Pruebas de Formación combinando el Sistema de Bombeo Electrosumergible ESP con algunas herramientas que forman parte de una sarta de prueba convencional.

II.- ANTECEDENTES

A.- SARTAS DE PRUEBAS DST ACTUALES

Las típicas Sartas de prueba DST utilizadas en nuestros campos varían fundamentalmente en el tipo de Válvula de cierre de fondo, que puede ser mecánica ó hidráulica, pudiendo trabajarse con uno ó dos Packers para aislar el reservorio a probar; generalmente se baja al pozo con colchones de Diesel de 1500' a 2000' para controlar la violenta implosión de fluido del reservorio durante la apertura y evitar colapsos de la tubería.

Los objetivos de las pruebas DST durante los trabajos de Work Over en los pozos dependen de la condición producctiva del reservorio a probar, en algunos casos se trata de obtener información de presiones de reservorio por lo cual solo es preciso efectuar pruebas cortas (Tipo Surge) las cuales tambien permiten determinar parámetros tales como Permeabilidad y Factor de Daño; en otros casos

también tienen como objetivo adicional determinar el Índice de Productividad (PI) y el tipo de fluidos propios del reservorio probado, esto, para considerar su posible aislamiento ó determinar un posible grado de interferencia al ponerlo en producción conjunta con otros reservorios.

B.- SWAB DURANTE DST'S. RESULTADOS OBTENIDOS

Con el tiempo de producción, en los reservorios Pona y Cetico de la formación Chonta y reservorio Lupuna del yacimiento Pavayacu y en los reservorios Pona, Lupuna y Pozo Basal del yacimiento Corrientes se ha determinado una declinación significativa de la presión, y esto aunado al incremento del corte de agua propio de los reservorios con mecanismo de impulsión por Water Drive, como es el caso en estos campos, ha dado lugar a que la reducción de la Gradiente de reservorio (por la caída de presión) vaya paralela con el incremento en la Gradiente de fluido de la columna del pozo al tener agua salada en ella durante su producción surgente, como es el caso al efectuar una prueba de flujo en un DST, esto logicamente produce un caudal reducido en la sarta de prueba y solo hasta que el pozo "muere" al alcanzar la columna una presión de fondo próxima a la presión de reservorio, con lo cual el pozo deja de fluir. Otra característica propia de los reservorios antes mencionados es su bajo Índice de Productividad (PI), relacionado en algunos casos con su reducida permeabilidad y en otros con algún Daño por posibles bloqueos debido a la invasión de fluidos hacia la formación productiva; esto imposibilita tener flujo en superficie durante los períodos de apertura de los DST'S en estos reservorios y logicamente también dificulta la identificación plena de los fluidos producidos propios de la formación y la determinación de la Capacidad productiva del reservorio, es así que se recurre a largos y costosos trabajos de swab para aligerar la columna del pozo durante las aperturas.

El Grafico N° 1 es un caso típico de perfil DST obtenido con Probador convencional en donde no se obtuvo flujo a superficie durante sus aperturas y se ha recurrido al Swab.

En el Cuadro N° 1 se muestran resultados de algunos DST'S en reservorios donde no se observó flujo a superficie durante las aperturas efectuadas, por lo cual tuvo que efectuarse trabajos de swab ó pistoneo utilizando la misma Sarta de prueba con la finalidad de determinar el tipo de fluidos producidos y la cantidad relativa de estos (corte de agua) para definir el cierre de estos reservorios.

Se observa que los niveles de fluido en los pozos al final de las aperturas están bastante profundos, por lo cual fué necesario efectuar Swab a grandes profundidades y por mucho tiempo hasta lograr observar una respuesta definida y estable de los fluidos propios del reservorio probado; esto se logra algunas veces no sin altos costos operativos como se observa en los tiempos de Swab y costos involucrados, y en otros, debido a limitaciones operativas y económicas hasta pudiera haber dado lugar a "abandono" del reservorio por una deficiente evaluación.

Para los pozos que no fluyen a superficie durante las aperturas en los DST'S, la determinación de Parámetros de reservorio tales como Presión, Permeabilidad, y Factor de daño se logra sin dificultad mediante el análisis del Build up obtenido durante el período de cierre en el fondo, sin embargo, para la determinación de calidad y cantidad relativa de fluidos y la Capacidad productiva del reservorio (Índice de Productividad) las sarts de prueba convencionales no cumplen su objetivo ó este es cumplido parcialmente con altos costos operativos al efectuar trabajos de swab dificultosos y poco eficientes debido a la desviación de los pozos y grandes profundidades; esto se observa en el Grafico N° 1, en donde el cierre obtenido es de buena calidad para análisis; sin embargo, si se observa el Grafico N° 2 del mismo pozo, no se define un adecuado PI, esto obviamente debido a que no se tiene un caudal constante durante el "llenado" de la tubería en la apertura. Por lo general la tendencia de la curva del PI es ha declinar con el caudal de "llenado", en muy pocas oportunidades se logra obtener un PI constante durante un significativo período de tiempo y en muchos casos esta variación del PI está incluso relacionado con una "limpieza" del wellbore, por lo cual podría necesitarse mayor tiempo de flujo.

La complejidad de las sarts de prueba actualmente utilizadas, que constan en promedio hasta de diez (10) herramientas individuales, hace que los costos de una Prueba DST promedien actualmente los 25,000 US\$, dependiendo logicamente del tiempo de prueba, el cual podría verse extendido al efectuar operaciones de Swab, tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

III.- SARTA DE PRUEBA DST CON ESP

A) NIVELES ACTUALES DE ENERGIA DE LOS RESERVORIOS

En el Grafico N° 3 se muestra una distribución de presiones en un pozo de petróleo que no logra fluir a superficie tal como sucede durante el flujo en un DST normal. Si consideramos un reservorio de petróleo a una profundidad h con una presión P_r produciendo un fluido uniforme en el pozo con un corte de agua

fw, petróleo de gravedad API conocida y gravedad específica del agua también conocida; el nivel de fluido que se alcanza en el pozo al final de su flujo depende de todas estas variables, este nivel de fluido nos da una idea del grado de energía del reservorio.

Si al pozo mostrado se le adiciona un sistema de levantamiento artificial, se esta dando una energía adicional constante P_p para llevar el fluido a superficie con una presión P_c en cabeza de pozo, esta energía adicional se traduce en la línea de Gradiente de la derecha generando en el fondo del pozo una presión P_w constante y con ello en el reservorio un Drawdown constante. Si subrepticamente se anulara la energía del sistema de levantamiento artificial, el fluido en el pozo volverá a tomar la línea de gradiente de la izquierda, trasladando la energía adicional dada por el sistema de levantamiento artificial ($H + P_c$) hacia el reservorio, sin embargo si se instala en la sarta y sobre el reservorio un sistema de retención tal como una válvula Check, esta energía antes mencionada mantendrá asegurado el sistema de retención y generará el Build up necesario para completar un DST.

Logicamente aquí debemos discutir algunos aspectos :

1.- Si el pozo está conectado a un tanque ó Separador de prueba el valor de P_c se iría anulando al suspenderse la energía del sistema de levantamiento artificial, quedando solo como energía adicional el valor de H ; sin embargo podemos evitar esta pérdida si se presuriza al pozo en cabeza luego del cierre en el fondo. Si el pozo es de baja energía, es decir si tiene un valor de H grande, un sistema de retención automático tal como una válvula tipo Check bastaría para obtener y asegurar el cierre en el fondo del pozo para generar el Build up; sin embargo si el pozo es de alta energía tendría que optarse por un sistema de cierre mecánico ó hidráulico tal como el de los Probadores actuales.

2.- Si se prueba un pozo con un reservorio de mediana energía, baja presión de burbuja y con apreciable GOR, al suspenderse la energía del sistema de levantamiento artificial y cerrarse el sistema de retención, en la tubería puede generarse Afterflow con lo cuál la columna de fluido sobre el sistema de retención podría reducirse y producir apertura ó fuga en el mismo sistema de retención, con lo cual no se lograría un adecuado Build up y por tanto tambien sería preciso presurizar en cabeza de pozo.

3.- Obviamente los sistemas de cierre en el fondo tal como los actualmente usados en los Probadores convencionales serían adecuados para todos los reservorios que se quiera probar, independiente del nivel de energía que tenga éste y obviaría cualquier fenómeno de Afterflow que se produzca en la tubería de prueba durante el cierre.

En el Cuadro N° 2 se resume una medida del nivel actual de energía de los más importantes reservorios actualmente desarrollados en el Lote 8 en función del valor de la variable H antes mencionado, esto con la finalidad de definir un adecuado sistema de cierre en el fondo en una prueba DST con el sistema que se propone. Se observa que en las condiciones de presión y cortes de agua actuales el mayor porcentaje de nuestros reservorios pueden ser considerados de baja energía, existen algunos casos excepcionales de reservorios que en ciertos pozos en áreas poco desarrolladas se encuentren con alta presión y muy bajo corte de agua, lo cuál lo convierte en un pozo de alta energía; sin embargo, la caída de presión con la producción y el incremento natural del corte de agua harán que todos los reservorios con el tiempo se ubiquen en la categoría de baja energía.

Si establecemos los límites de los niveles de energía actual de los reservorios, considerando que estos límites estarán dados por los casos en los que en la columna sólo se tendría petróleo (0 % WC) ó agua (100 % WC) y variamos la presión del reservorio, se obtendría un diagrama tal como se muestra en el Grafico N° 4 para el caso del reservorio Pona del campo Pavayacu; como se observa para este reservorio de bajo nivel de energía, efectuar un DST con sistema de levantamiento artificial y con un sistema de retención tal como una válvula Check sería suficiente para obtener los flujos y cierres adecuados para los análisis de presión respectivos.

B) ANALISIS DE CONDICIONES ESTATICAS Y DINAMICAS. DESCRIPCION DE SARTA Y COMPORTAMIENTO DE PRESIONES

En el Grafico N° 5 se analiza las condiciones estática y dinámica que se producirían con el sistema propuesto de los Graficos N° 6 y 7, como se observa, las condiciones dinámicas estan relacionadas con el diseño del equipo ESP y la condición estática controla los cierres y aperturas del sistema de retención en el fondo.

Si se instala una válvula check, el cierre de esta válvula a la parada del sistema de bombeo ESP está asegurada siempre y cuando la suma de las presiones hidrostática y de cabeza sea mayor a la presión de fondo, siendo el límite de esta presión, la de reservorio (obtenida al final del Build up). La presión hidrostática depende del tipo de fluidos del reservorio y que están en la tubería y podría variar si se presenta el fenómeno de afterflow al liberarse gas en la tubería; y tambien, la presión en cabeza

inmediatamente luego de la parada del sistema ESP se verá reducida hasta la presión del separador, sin embargo esta presión en cabeza podría ser manipulada a propósito para evitar su caída y así asegurar el cierre de la válvula check.

Los Graficos N° 6 y 7 muestran esquemas de Sartas de prueba DST para pozos de bajo nivel de energía y para medianos y altos niveles de energía respectivamente, la diferencia entre las dos sartas propuestas está en el sistema de cierre en el fondo. En el primer caso, luego de decidir el término de un flujo ó apertura, el cierre se produce al parar el sistema ESP, cerrándose la válvula Check debido a la energía adicional anteriormente entregada por el sistema ESP ($H + P_c$) y en el segundo caso el cierre será producido en el fondo hidráulicamente con presión anular con el sistema actual de válvula tipo APR inmediatamente luego de parar la unidad ESP; la opción de cierre mecánico no se ha considerado debido al riesgo de rotura del cable ESP al reciprocar la tubería.

La sarta de prueba consta además de una válvula de Pin de reversa que permitirá retirar la tubería vacía del pozo una vez terminada la prueba; un Packer Hidráulico del tipo dual para posicionar el conjunto ESP en su parte inferior a través de un conector que permitirá el paso del cable eléctrico y registradores electrónicos externos y/o internos que permitirán obtener los registros de presión de fondo durante todos los eventos.

Los Graficos N° 8 a 10 muestran el comportamiento de cada una de las presiones involucradas en el sistema de válvula check (Grafico N° 6) y el Grafico N° 11 corresponde a un sistema con válvula mecánica ó hidráulica (Grafico N° 7), para este último sistema podrían darse dos (2) casos, ya sea que la válvula se cierre antes ó después de la parada de la ESP. El segundo caso sería similar al sistema con válvula check siempre y cuando el cierre de la válvula sea inmediato a la parada de la ESP, por que de lo contrario podría distorsionarse la curva de Build up al ser influenciada la presión de fondo por la presión de la columna de fluido y la presión en cabeza; sin embargo en el primer caso al cierre de la válvula y posterior parada de la ESP, la presión de descarga de la ESP descargaría hacia la formación con una violenta rotación inversa (del equipo ESP) que podría generar daños mecánicos y lo que es más, la presión de fondo se vería influenciada por esta presión de descarga distorsionándose la curva de Build up como se explica mas adelante.

Bajo las circunstancias mostradas, para el sistema de válvula check en los casos II y III sería adecuado optar por el cierre mecánico ó hidráulico y se deberá operar parando primero la unidad ESP é inmediatamente cerrar la válvula. Para cualquiera de los sistemas se considera que al parar la unidad ESP habrá un lapso de tiempo hasta que se detiene totalmente la rotación; las observaciones del Cost Time medido en las pruebas de motores ESP (pruebas sin carga) está en el orden de diez (10) segundos y se considera que al trabajar con carga en el pozo este se verá reducido a aproximadamente tres (3) segundos, el cual debe ser el tiempo que se demoraría en cerrar la válvula desde el momento del corte de energía para detener la unidad ESP.

C) OBJETIVO DEL SISTEMA PROPUESTO – PERFILES DST

El sistema de válvula check que se propone y su alternativo el sistema con válvula mecánica ó hidráulica proporcionarán adecuadamente los Drawdowns y Build ups necesarios para evaluación de producción y parámetros de reservorio, tal como se observa en los Graficos N° 12 y 13 que muestran toda la secuencia de una prueba DST. En el Gráfico N° 13, esta operación podría ser útil para lograr los objetivos de Build Up propuestos, pero tiene riesgos mecánicos involucrados con el sistema ESP si el tiempo entre el cierre de válvula y la parada de la ESP es relativamente largo; cabe mencionar que en este caso la influencia de la presión de descarga de la unidad ESP hacia la formación podría ser mitigada si el volumen de camara debajo del packer es lo suficientemente grande comparado con el volumen de fluido en la bomba (que se descarga hacia la camara), lo cuál generalmente siempre es cierto, pero tambien este volumen de camara no debería ser tan grande como para que pueda generarse un Afterflow en ella mientras dure el cierre; un deficiente cierre tambien podría producirse si la presión de burbuja del reservorio probado es bastante baja con lo cual se liberaría gas a las profundidades de prueba, sin embargo los reservorios de los yacimientos del Lote 8 son de presiones de burbuja relativamente alta (mínima del orden de 750 psi), por lo cuál prácticamente todo el gas está en solución.

Con el sistema propuesto los caudales para los Drawdowns podrán ser variados y pre establecidos si la unidad ESP es manipulada variando la velocidad de rotación con un Variador de frecuencia (VSD) desde superficie; los registradores internos y externos proporcionarán la misma información del Build up, y por comparación de su información podrían ser utilizados para control de calidad de la prueba; otra opción para el monitoreo de presiones de fondo es instalar un Sensor de presión de fondo PHD como parte del equipo ESP, las presiones por este registradas serán monitoreadas en el equipo de superficie VSD con una unidad de adquisición de datos, obteniéndose así un perfil de presiones en superficie en tiempo real para decidir los tiempos de apertura y cierre adecuados.

D) LIMITACIONES DEL SISTEMA DST – ESP Y COSTOS INVOLUCRADOS

Los sistemas propuestos utilizan un solo packer que aísla el reservorio a ser probado en su parte superior, esto implica que el mismo reservorio debe estar aislado en su zona inferior, por lo tanto, en el caso de probar multi-reservorios, estos deberán ser aislados previamente en la parte inferior; además las capas de los reservorios no deberán estar demasiado cercanas, de tal modo que la unidad ESP deberá posicionarse siempre sobre el tope del reservorio a probarse y a una distancia que garantice una buena refrigeración del motor de la unidad ESP, esta consideración hace que momentáneamente (mientras no se desarrolle un sistema tipo Straddle) este sistema no podrá ser utilizado para pruebas de múltiples reservorios en una sola bajada al pozo.

Otra limitación que tendría el sistema es para los reservorios de muy bajo Índice de Productividad y/o muy baja presión de reservorio, considerando el límite de caudal con que operan las unidades ESP de rango mínimo que utilizamos (200 BFPD), lo que podría dar lugar a que aún cuando la bomba esté bastante profundizada, durante el flujo la cámara se quede sin fluido trabajando la bomba en vacío; esto puede salvarse observando el flujo en superficie y parando la unidad ESP, sin embargo el Build up producido estaría muy influenciado por el “llenado” en la cámara.

Actualmente los costos de pruebas DST con un solo Packer están en el orden de 25,000 US\$, si a esto se le adiciona los tiempos de suabeo, cada DST en promedio está bordeando los 35,000 US\$, esto, sin lograr la totalidad de los objetivos propuestos para el DST. Un estimado inicial del costo de un DST con una sarta de prueba como la que se propone no debería exceder los 15,000 US\$, tal como se observa en el cuadro N° 3 donde se describen las herramientas utilizadas; es preciso mencionar aquí que los costos de cable de potencia, unidad ESP y equipos ESP de superficie no son considerados por cuanto son parte del pozo ó se toma de un Stock solo para efectuar la prueba, volviendo posteriormente este equipo a formar parte del Stock.

Si no se tuviera en Stock un equipo ESP específico ya sea de fondo ó de superficie podría optarse por una renta de estos equipos, pero de cualquier modo, el costo total del DST no rebasaría los costos actuales.

IV.- CONCLUSIONES

1.- Debido a las condiciones actuales de presión y cortes de agua de la mayoría de los reservorios del lote 8, durante las pruebas DST con probadores convencionales no se obtiene flujo a superficie en los períodos de apertura de las pruebas; los actuales DST's tienen las siguientes desventajas :

A) Producen limitada información de la calidad y cantidad relativa de los fluidos producidos (caudal y corte de agua). Los trabajos de swab tienen pobres resultados debido a altas desviaciones de los pozos y profundidades de swab, lo que involucra riesgos mecánicos.

B) Inadecuada determinación del Índice de productividad (PI) debido a que los drawdowns producidos durante los períodos de apertura de los DST's deben considerar un caudal constante, ya sea produciendo a superficie ó con swab, lo cuál es difícil lograrlo. Las pruebas actualmente realizadas (tipo Surge) son de períodos de flujo cortos por lo cuál los análisis de presión de los drawdowns no son utilizados; estas pruebas son especificadas solo para determinación de presión de reservorio y parámetros tales como Permeabilidad y Factor Skin utilizando los períodos de cierre.

C) Altos costos de los trabajos de Work Over relacionados con las pruebas DST debido al tiempo asociado al swab, la recuperación de altos volúmenes de fluido de invasión hasta tener un fluido representativo del reservorio probado ó hasta hacer “reaccionar” al reservorio al eliminar un posible bloqueo por emulsión por incompatibilidad de fluidos.

2.- La propuesta de efectuar pruebas DST con sistema de bombeo artificial ESP utilizando un Packer para electrosumergible (tipo Dual) y empleando como sistema de cierre una válvula tipo check de cierre automático ó una válvula operada desde superficie (mecánica ó hidráulica) que efectuará los cierres al momento de la parada de la unidad ESP, es teórica y prácticamente viable; logra los objetivos obtenidos con el sistema actual de pruebas DST, elimina todas sus desventajas mencionadas anteriormente y amplía la información obtenida al generar drawdowns que podrían ser pre-diseñados, lográndose una mayor información para análisis de presiones de reservorio. En la actualidad se cuenta con todos los equipos y accesorios necesarios para efectuar DST con ESP.

3.- Los costos directos involucrados con el sistema ESP-DST propuesto reducen grandemente los costos relacionados con el sistema actual por cuanto la sarta de prueba propuesta cuenta con un número reducido de herramientas; se estima una reducción aproximada del orden de 40% por prueba. Lógicamente los costos indirectos también resultan favorables al eliminar los tiempos de swab, que involucran costos de equipos de Work Over y uso de la sarta de prueba.

4.- La sarta de prueba DST-ESP propuesta está limitada al uso de un solo Packer para aislar el reservorio a probarse en el tope superior, por lo cual, si existen otros reservorios en su parte inferior, estos deberán ser previamente aislados mediante otro packer. Del mismo modo, las pruebas en reservorios que no tienen mucha separación entre ellos estarán limitadas a la longitud entre el Packer Dual y la base del motor ESP, debiendo considerar un margen adecuado entre esta base y el tope del reservorio a probarse.

5.- El sistema de pruebas DST con unidad ESP no se considera un reemplazo del sistema actual con probador convencional, es mas bien un sistema alternativo considerando las limitaciones de ambos sistemas.

V.- CONTRIBUCION TECNICA

1.- Considerar el sistema DST-ESP como una alternativa teórica y técnicamente viable y de bajo costo comparado con el sistema actual de probadores convencionales para efectuar pruebas DST en pozos de petróleo del Lote 8 ó en pozos con características de reservorios similares a los de este Lote.

2.- La información que se obtenga de los fluidos producidos y del Índice de productividad al efectuar pruebas DST con el sistema propuesto será de mejor calidad que la obtenida con los probadores convencionales actuales.

3.- El sistema propuesto involucra cambios en los diseños de pruebas DST al poder pre determinar los caudales de prueba.

4.- El nuevo sistema garantiza una reducción sustancial de costos (del orden del 40%) comparado con el sistema actual de pruebas.

VI.- BIBLIOGRAFIA

- 1.- Electrical Submersible Pump Catalog – REDA
- 2.- Electrical Submersible Pump Catalog – CENTRILIFT
- 3.- Principles of Oil Production – NIND
- 4.- Product Catalog – BAKER OIL TOOLS
- 5.- Product Catalog – HALLIBURTON

VII.- LEYENDA DE ILUSTRACIONES

API : Grav. Oil

BFPD : Barriles de fluido por día

F (Q) : Función del caudal

Fw : Corte de agua

GRDo : Gradiente del petróleo

GRDw : Gradiente del agua salada

H : Nivel de fluido ó energía de altura para llevar el fluido a superficie

Ho : Nivel de fluido considerando producción 100% oil

Hw : Nivel de fluido considerando producción 100% agua salada

h : Profundidad vertical del reservorio

Pc : Presión en cabeza de pozo

Pck : Pérdidas de presión en válvula check

Pérdidas : Se refiere a las pérdidas de presión en tubería, válvulas y accesorios

Pesp : Presión de descarga de la bomba

Pf : Presión de formación

Phid : Presión hidrostática de la columna de fluido
Pp : Presión dada por sistema ESP
Pr : Presión de reservorio
Ptbg : Pérdidas de presión por fricción en tubería
Pw : Presión de fondo de pozo
Q : Caudal
SP : Presión estática de reservorio
Sp-Gr : Grav. Específica
TDH : Energía total suministrada por el sistema ESP
vd : Profundidad vertical
wc : Corte de agua

INGEPET'99 (EXPL-5-OL)

CUADRO N° 1

RESULTADOS DE DST'S																				
DRAWDOWN													DRAWDOWN							
													SWAB							
POZO	FECHA	FORMACION	PROF.(ft)	TIPO PROBADOR	COLHON DIESEL (bls)	TIEMPO FLUJO (HR)	BFPD PROM.	NIVEL FLUIDO FINAL (ft)	PRESION FLUYENTE (psi)	INDICE PROD. (BFPD/psi)	PERMEAB. (md)	SKIN (S)	PRESION EXTRAPOL. (P*, psi)	TIEMPO FLUJO (HR)	NIVEL FLUIDO FINAL (ft)	VOLUMEN TOTAL (bl)	CORTE AGUA FINAL (%)	TIEMPO (HR)	OBSERVACION	COSTO (MUSS)
PA-143D	Jul-98	Pona	9052	Hydro Spring	14,8	1,47	72,0	5728	1149	0,05	27,3	4,00	2741						No Swab. PI declin.	10,25
PA-35XC	Nov-98	Lupuna	9187	LPR		3,00	45,0	5250	1315	0,02	8,9	7,00	3368	4,37	4310				No Swab. PI declin.	
CO-160D	Mar-98	Pona-1	9603	Hydro Spring	4,3	1,00	54,0	7930	354	0,02	0,02	1,17	3637						No Swab. PI declin.	
PA-84XC	Ago-98	Cetico	9405	Hydro Spring	14,8	2,03	150,0	3150	2267	0,14	102,4	5,60	3428			199,0	0,0	30,0	100% Petróleo	53,52
PA-153D	Set-98	Pona	9548	Hydro Spring	18,6	1,60	106,0	2487	1648	-	26,2	-0,20	2440			252,0	100,0	72,5	PI muy variable	38,18
PA-155D	Oct-98	Pona	9836	Hydro Spring		1,00		6200						2,62	5800	21,4	0,0	11,0	100% Petróleo	
PA-150D	Dic-98	Chonta	9111	Hydro Spring		1,20		500								250,0	100,0	17,5		48,25
PA-72AD	Ene-99	Cetico	9657	Hydro Spring		0,43		830								1034,0	88,0	85,0	WC no estabiliz.	26,66
PA-132D	Feb-99	Pona	9129	Hydro Spring		1,24	270,0	3220	2283	0,3	2,49	0,071	3205			253,0	88,0	36,0	WC no estabiliz.	15,7

CUADRO N° 2

NIVELES DE ENERGIA DE LOS RESERVORIOS DEL LOTE 8

CONDICIONES ACTUALES PROMEDIAS									
CAMPO	RESERV.	PROF. VERT.(ft)	API oil 60°F Sp-Gr water		PRESION (Psi)		WC %	H (ft, vd)	Nivel Energía
CORRIENTES	POZO BASAL	7901	23,0	0,92	3390	40,0	-574	ALTO	
	VIVIAN	8765	35,0	1,06	3860	90,0	374	MEDIANO	
	PONA	9360	23,0	1,04	4000	80,0	471	MEDIANO	
	LUPUNA	9590	23,0	0,92	3570	40,0	665	BAJO	
	CETICO	9738	23,0	1,04	4150	80,0	516	BAJO	
PAVAYACU	VIVIAN	8498	45,0	1,02	3550	70,0	430	MEDIANO	
	PONA	9023	23,0	1,04	2800	80,0	2801	BAJO	
	LUPUNA	9187	23,0	0,86	3400	10,0	-2	ALTO	
	CETICO	9417	23,0	1,04	3600	80,0	1417	BAJO	

CUADRO N° 3

SARTA DE PRUEBA DST - ESP . COSTOS ESTIMADOS

TEST DE 3 DIAS (\$)		
ITEM	ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA II
	EQUIPOS Y MATERIALES ESP DE STOCK	EQUIPOS Y MATERIALES ESP RENTA
DRAIN IMPACT VALVE	700	700
BT GAUGES (2)	400	400
DRAIN VALVE	1500	1500
APR VALVE	2500	2500
DUAL PACKER	4000	4000
DIFFERENTIAL VALVE	1500	1500
BUNDLE CARRIER	3000	3000
PUMP	0	1000
SEAL SECTION	0	500
MOTOR	0	2000
PHD SENSOR	0	2000
SUPERBANDS	800	800
LINEGUARDS	0	200
PROTECTOLIZERS	0	200
N° 4 CABLE	0	1500
MOTOR LEAD EXT.(40')	0	400
VSD	0	1444
TOTAL	14400	23644

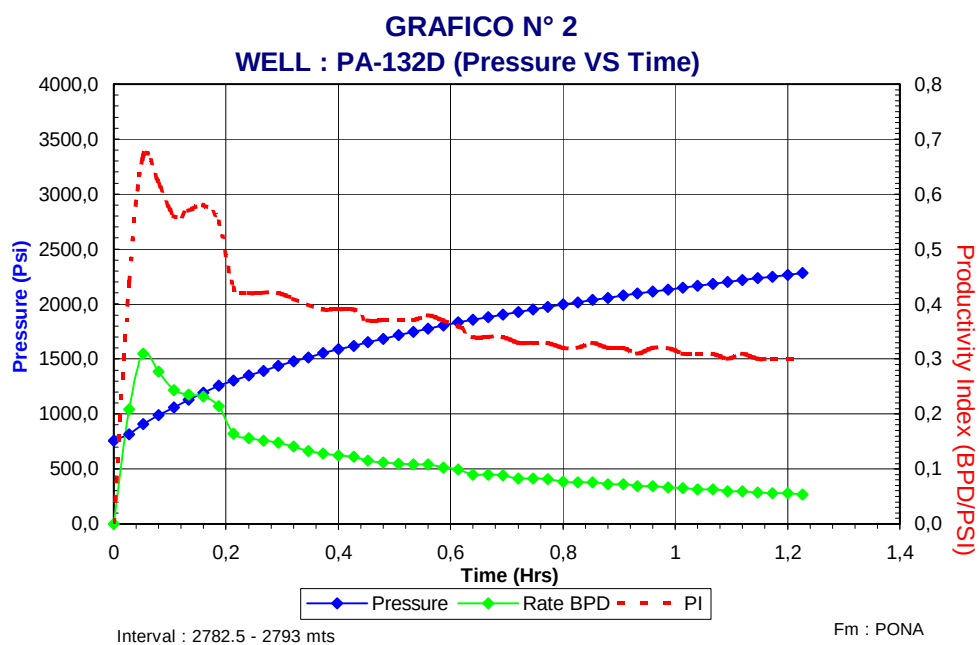
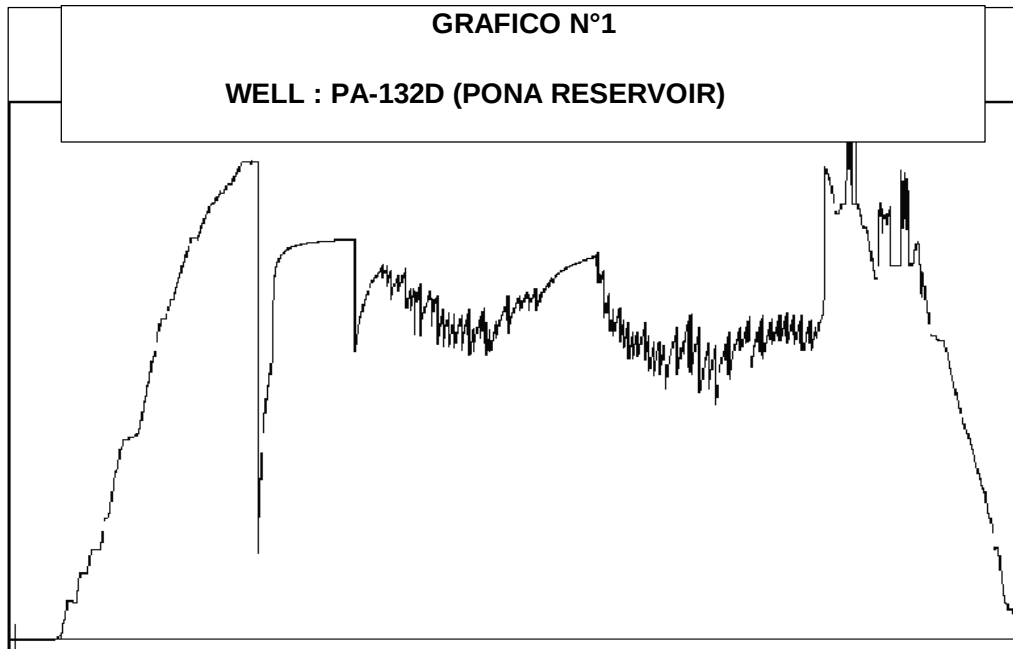
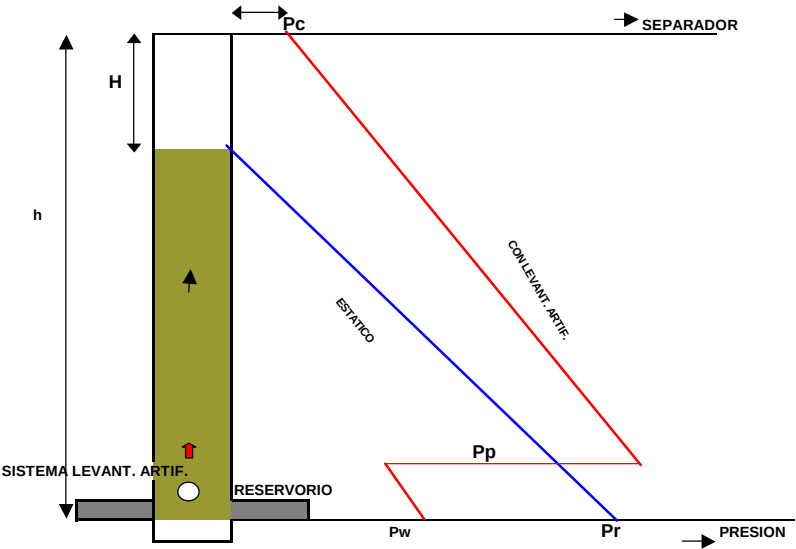
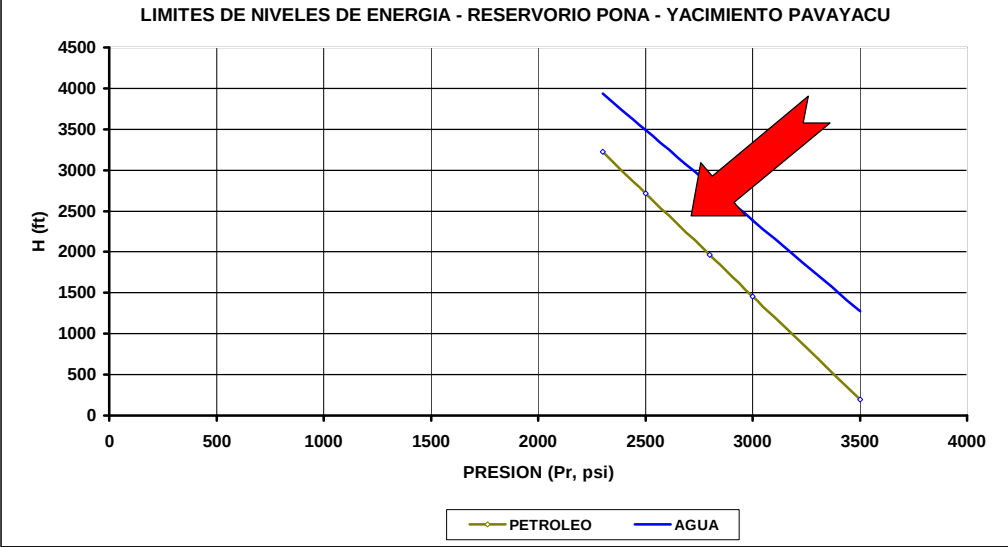


GRAFICO N° 3



$TDHp = H + Pc + \text{Perdidas}$

GRAFICO N° 4



VARIACION DE NIVEL DE ENERGIA - PAVAYACU

RESERVORIO : PONA

	Pr	Ho	Hw
	3500	198	1278
GRDo : 0.3966 psi/ft	3000	1459	2384
GRDw : 0.4519 psi/ft	2800	1963	2827
Profundidad : 9023 ' (vd)	2500	2719	3491
Presión de reserv. : 2800 psi	2300	3224	3933

$H = 9023 - (Pr / GRD)$

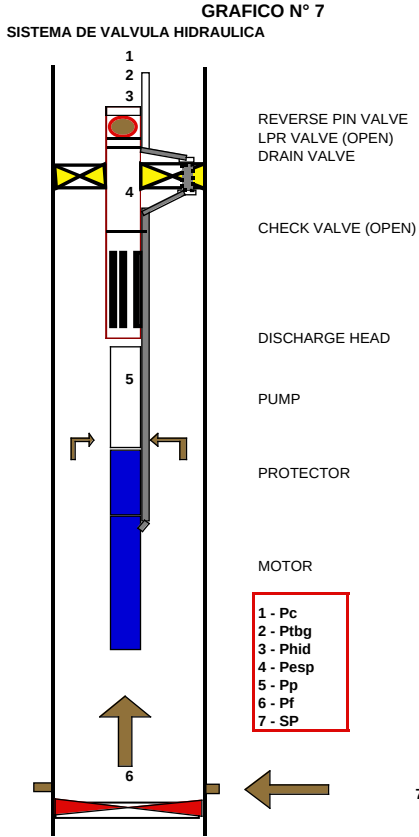
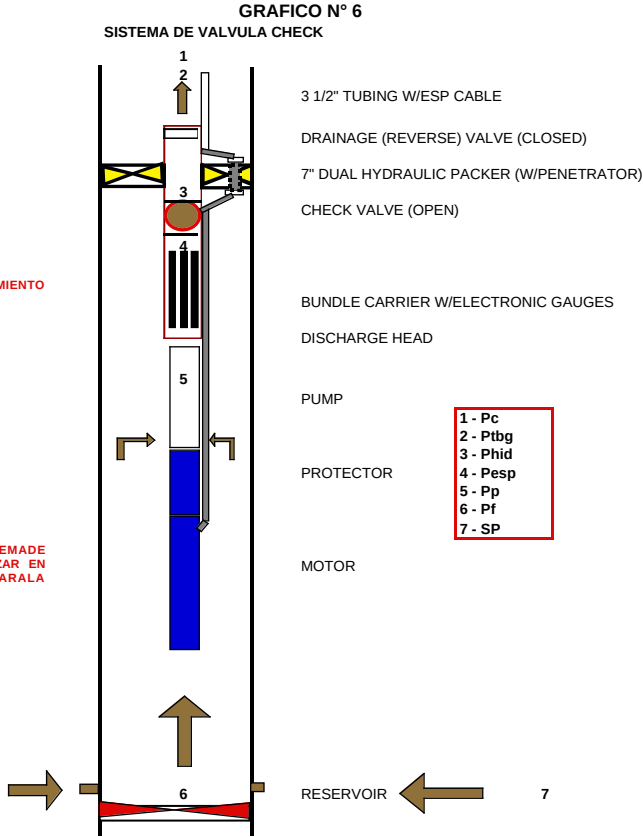
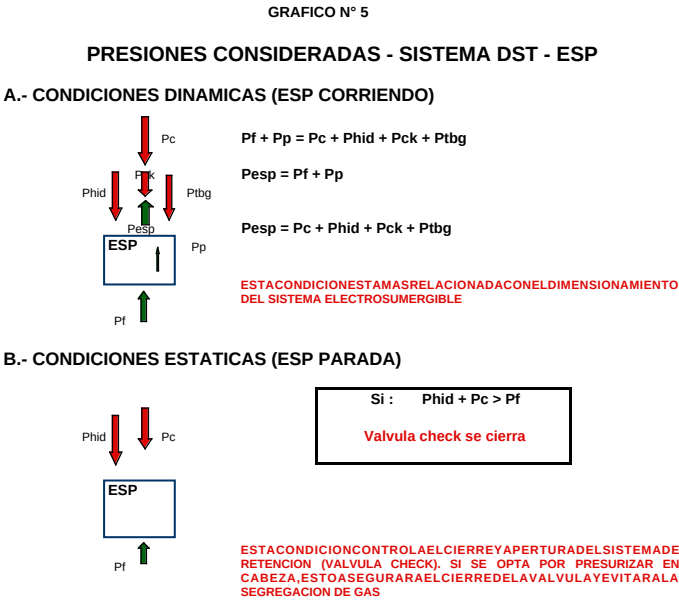
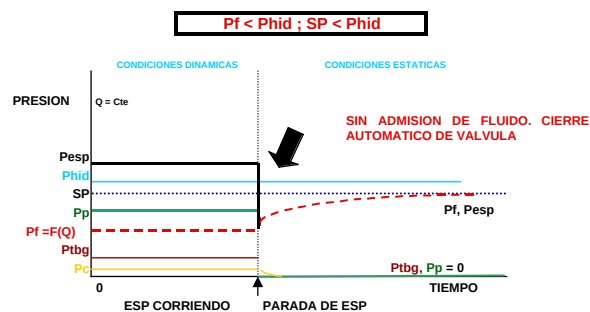


GRAFICO N° 8

PERFORMANCES DE PRESIONES. SISTEMA ESP - DST CON VALVULA CHECK

CASO I.-



CONCLUSION : EN ESTE CASO, LA INSTALACION DE VALVULA CHECK DE CIERRE AUTOMATICO E INMEDIATO IMPEDIRALAADMISIONDEFLUIDODELATUBERIAHACIALAFORMACIONPRODUCTIVAYSELOGRAUNADECUADO BUILD UP

CASO I - A

SISTEMA SIN VALVULA CHECK O ESTA NO CIERRA AL PARAR ESP

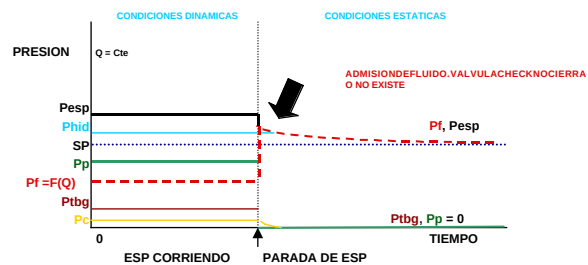
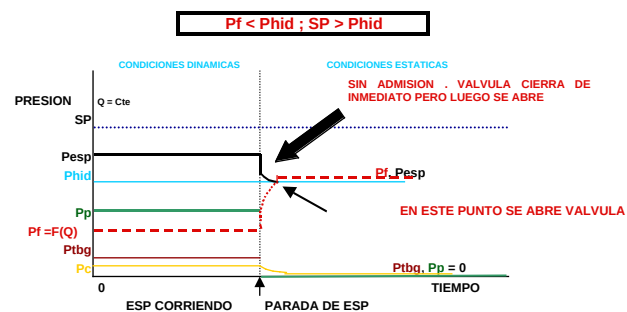


GRAFICO N° 9

PERFORMANCES DE PRESIONES. SISTEMA ESP - DST CON VALVULA CHECK

CASO II.-



CONCLUSION : EN ESTE CASO LA VALVULA CHECK CERRARA DE INMEDIATO POR UN TIEMPO E IMPIDIRA LA ADMISIONDEFLUIDODELATUBERIAHACIALAFORMACIONPRODUCTIVA; SINEMBARGODEBIDOAQUEDURANTE LAPARADALAPRESIONDEFORMACIONSEINCREMENTA(PARAALCANZARLAPRESIONDERESERVORIOSP), ESTA PRESIONSUPERALADELACOLUMNAMASLADECABEZA, ABRIENDOSELAVALVULASINLOGRARBUENCIERREEN EL FONDO. EN ESTE CASO SERA PRECISO PRESURIZAR INMEDIATAMENTE EN CABEZA PARA LOGRAR LA CONTINUIDAD DEL BUILD UP.

CASO II - A

SISTEMA SIN VALVULA CHECK O ESTA NO CIERRA AL PARAR ESP

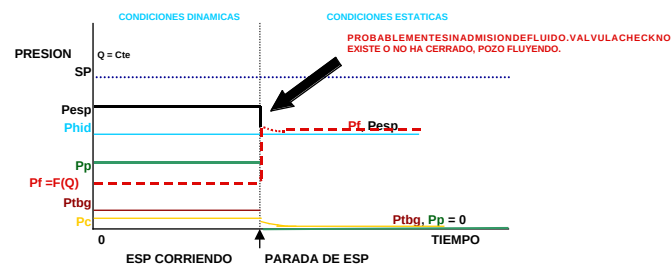
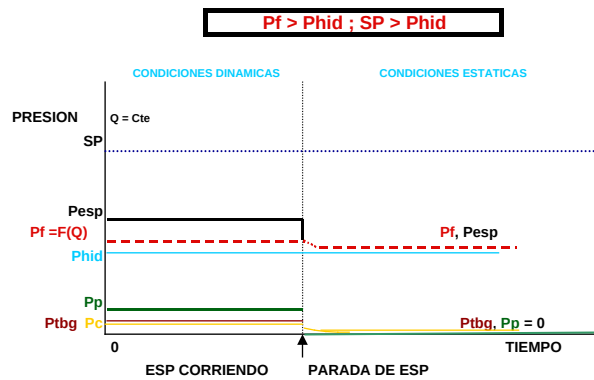


GRAFICO N° 10

PERFORMANCE DE PRESIONES. SISTEMA ESP - DST CON VALVULA CHECK

CASO III



CONCLUSION : EN ESTE CASO, UNA VALVULA CHECK POSIBLEMENTE NO CERRARIA AL PARAR LA ESP, EL POZO CONTINUARIA FLUYENDO CON ALGUNA PRESION EN CABEZA. POR LO TANTO SERIA PRECISO PRESURIZAR EN CABEZA PARA ASEGURAR EL CIERRE DE LA VALVULA Y/O UTILIZAR OTRO SISTEMA DE CIERRE.

CASO IV

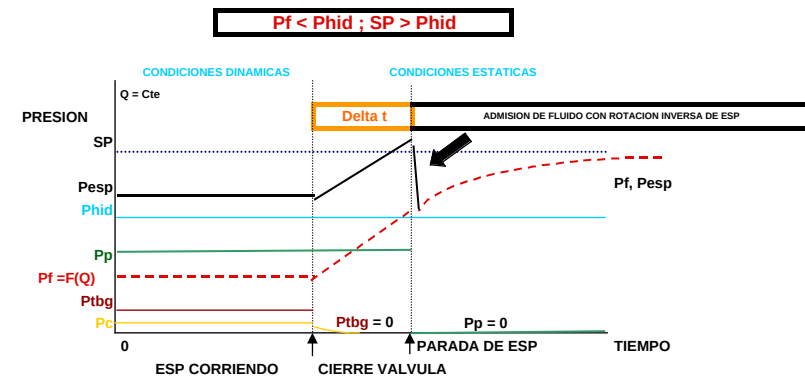
$P_f > P_{hid} ; SP < P_{hid}$

ESTE CASO NO SE DA POR CUANTO SERIA UN PROCESO DE INYECCION. PARA TENER FLUJO DEL RESERVORIO SIEMPRE SE DEBE TENER QUE: $SP > P_f$.

GRAFICO N° 11

PERFORMANCES DE PRESIONES EN UN SISTEMA ESP - DST CON CIERRE DE VALVULA Y LUEGO PARADA DE ESP

CASO I .-



CONCLUSION: EN ESTE CASO, SE TIENE UN PROCESO DE INYECCION VIOLENTA DE FLUIDO HACIA LA FORMACION CON ROTACION INVERSA Y PROBABLEMENTE CON DAÑOS MECANICOS EN LA ESP AL PARAR ESTA. ES PRECISO QUE EL TIEMPO ENTRE EL CIERRE DE LA VALVULA Y LA PARADA DE ESP DEBE SER MINIMO; ES DECIR EL CIERRE DE LA VALVULA Y PARADA DE ESP DEBERA SER CASI SIMULTANEO.

LA INFLUENCIA DE LA PRESION DE DESCARGA DE LA ESP (Pesp) SOBRE LA PRESION DE FORMACION LUEGO DE LA PARADA, PUEDE SER MINIMIZADO SI SE SELECCIONA UN VOLUMEN DE CAMARA LO SUFICIENTEMENTE GRANDE EN COMPARACION CON EL VOLUMEN DE FLUIDO EN LA BOMBA, LO QUE GENERALMENTE SIEMPRE ES CIERTO, PERO TAMBIEN ESTE VOLUMEN DE CAMARA DEBERA SER LO SUFICIENTEMENTE REDUCIDO PARA EVITAR EL AFTERFLOW DURANTE EL CIERRE.

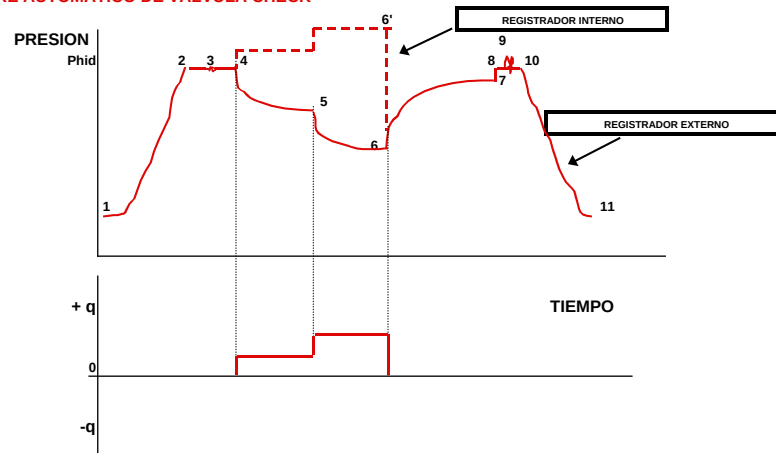
LOS DEMAS CASOS DE VARIACIONES ENTRE LAS PRESIONES DE FONDO, HIDROSTATICA Y DE RESERVORIO TIENEN EL MISMO COMPORTAMIENTO.

GRAFICO N° 12

PERFILES DE PRESION DE FORMACION. SISTEMA ESP - DST CON VALVULA CHECK

OPERACION :

- 1°.- PARADA DE ESP
2°.- CIERRE AUTOMATICO DE VALVULA CHECK



SECUENCIA :

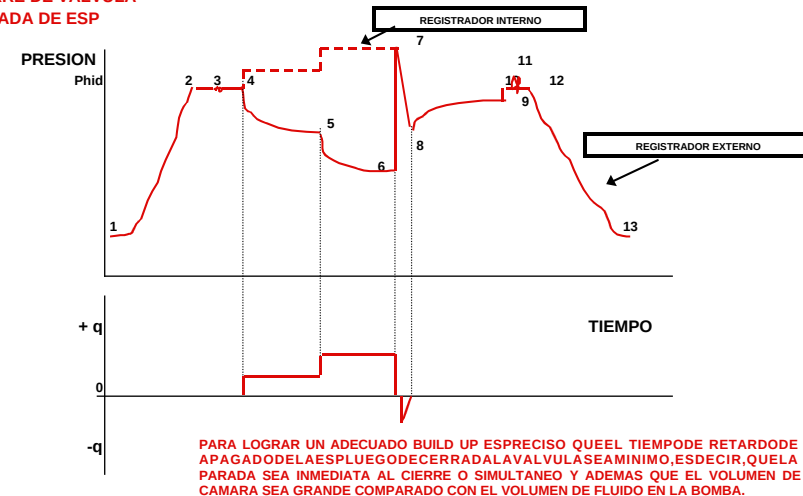
- 1 - BAJANDO EN EL POZO
- 2 - EN PROFUNDIDAD
- 3 - SIENTA PACKER DUAL
- 4 - ARRANCA ESP (COMIENZA PRIMER DRAWDOWN)
- 5 - CAMBIA CICLAJE ESP (TERMINA 1ER DRAWDOWN Y COMIENZA SEGUNDO DRAWDOWN)
- 6 - PARA ESP Y SE CIERRA VALVULA CHECK (TERMINA SEGUNDO DRAWDOWN. COMIENZA BUILD UP)
- 7 - DESANCLA PACKER DUAL
- 8 - PACKER LIBRE
- 9 - REVERSA FLUIDO DE TUBERIA
- 10 - EMPIEZA A SACAR ESP DEL POZO
- 11 - EN SUPERFICIE

GRAFICO N° 13

PERFILES DE PRESION DEFORMACION. SISTEMA ESP - DST CON VALVULA HIDRAULICA TIPO APR

OPERACION :

- 1°.- CIERRE DE VALVULA
2°.- PARADA DE ESP



SECUENCIA :

- 1 - BAJANDO EN EL POZO
- 2 - EN PROFUNDIDAD
- 3 - SIENTA PACKER DUAL
- 4 - ARRANCA ESP (COMIENZA PRIMER DRAWDOWN)
- 5 - CAMBIA CICLAJE ESP (TERMINA 1ER DRAWDOWN Y COMIENZA SEGUNDO DRAWDOWN)
- 6 - SE CIERRA VALVULA (TERMINA SEGUNDO DRAWDOWN)
- 7 - PARA LA ESP (SE PRODUCE ROTACION INVERSA Y FLUJO DE BOMBA HACIA CAMARA)
- 8 - COMIENZA BUILD UP
- 9 - DESANCLA PACKER DUAL (TERMINA BUILD UP)
- 10 - PACKER LIBRE
- 11 - REVERSA FLUIDO DE TUBERIA
- 12 - EMPIEZA A SACAR ESP DEL POZO
- 13 - EN SUPERFICIE