

TECNICAS APLICADAS EN REPARACION DE CASING EN POZOS PRODUCTORES – LOTE 8 / SELVA NORTE.

Hector Valdivia / Enrique Estrada.
Pluspetrol Peru Corporation, Sucursal Del Peru
Peru

RESUMEN

Durante la vida productiva de los pozos se ha presentado daño por rotura en el casing intermedio y de producción, originado mayormente por corrosión, desgaste por viajes y rotación de tubería durante los trabajos de reacondicionamiento y pesca; esta situación ha ocasionado producción de fluidos no deseados y en algunos casos de arena afectando el sistema de producción de bombeo electrosumergible, lo que motivó el cierre de los pozos con pérdida de producción y en algunos casos pérdida del pozo.

Por la magnitud del problema, el presente trabajo describe la aplicación de técnicas de Tie Back, Short Tie Back, Casing Patch, Scab Liner, aislamiento con empaques especiales y trabajos de cementación; empleadas exitosamente en la reparación de casing y rehabilitación de pozos que han permitido restituir la producción de pozos cerrados por rotura de casing en el Lote 8 Selva Norte del Perú operado por la Cia. Pluspetrol.

Se analiza las causas principales de daño en el casing y la forma como minimizarlo, describe las técnicas empleadas en detectar y evaluar el daño en el casing, determina los factores para la evaluación técnica-económica, muestra la secuencia operativa y el empleo de herramientas especiales para acondicionamiento y reparación del casing de los pozos intervenidos teniendo en cuenta las condiciones especiales de cada pozo, que han permitido restituir la producción y alargar la vida productiva de los pozos.

INTRODUCCION

Los pozos productores en los campos operados por Pluspetrol tienen el sistema de producción electrosumergible con bombas instaladas hasta los 2,200 m. de profundidad, las profundidades de instalación están dependiendo de los índices de productividad de las arenas productivas y de los caudales de extracción con la finalidad de mantener niveles adecuados de sumergencia de las bombas. La completación de los pozos se efectúa con casing intermedio de 9 5/8" hasta profundidades promedio de 2,500 m. y con línea de producción de 7" hasta profundidades de 3,200 m.. Estos pozos en su mayoría son dirigidos manteniéndose la inclinación en el tramo de casing de 9 5/8". Estas condiciones del sistema de producción y geometría del pozo entre otros, son los que mayor incidencia tienen en el proceso de daño al casing, presentándose mayormente este problema en el casing de 9 5/8".

FACTORES QUE INCIDEN EN EL DAÑO AL CASING INTERMEDIO DE 9 5/8"

DISEÑO DEL POZO.

Las condiciones geográficas de la Selva Peruana hacen costosa la construcción de plataformas, vías de comunicación y apoyo logístico por lo que se perfora un pozo vertical y de 3 a 5 pozos dirigidos desde una misma plataforma con espaciamiento de 400 hasta 1000 m. Los pozos dirigidos perforados son del tipo "S" y Slant, dependiendo de la distancia horizontal entre las coordenadas de superficie y de fondo, estabilidad de las formaciones perforadas y área de drenaje de las formaciones a producir entre otras. Las profundidades de entubamiento promedias de los pozos es en la parte superficial con tubería conductora de 20" hasta 50 m., casing de superficie de 13 3/8" hasta 500 m. y casing intermedio de 9 5/8" hasta 2500 m., siendo este tramo el que ha presentado mayores daños por corrosión. La completación de los pozos se efectúa con línea de producción de 7" y en algunos casos con casing de 7" hasta superficie.

GEOMETRIA DEL POZO.

Aproximadamente el 50% de los pozos perforados en selva son dirigidos en su mayoría del tipo "S". El inicio de la desviación (kick off point) se realiza a las profundidades verticales de 50 m. a 150 m. La gradiente de incremento de ángulo usado en la desviación de pozos es de 2°/30 m. y los ángulos verticales máximos de 18° a 30°. La caída del ángulo se efectúa de 1300 m. a 1600 m. con una

gradiente de caída de 1°/30 m. Mayormente, los puntos de cambio de dirección incrementan la fricción entre el casing y la tubería. En el diagrama N° 1 se muestra el diseño típico de un poso tipo "S" en la zona de Corrientes – Pavayacu.

METALURGIA DEL CASING.

La resistencia del casing a la corrosión dependen del tipo de microestructura conseguido por el tratamiento térmico y composición química del acero. En algunos casos la corrosión del casing intermedio puede haberse motivado por el empleo de casing que no cumplió con estos requisitos.

FRICCION POR VIAJE Y ROTACION DE TUBERIA.

La fricción ocasionada por el contacto de la tubería con el casing durante los viajes y trabajos donde sea necesario rotar la tubería (pescas, perforación de tapones, limpieza de arena, etc) generan desgaste con daño al casing.

TRABAJOS DE PESCA Y MOLIENDA.

Los esfuerzos que soporta el casing en los puntos de pesca y perforación de tapones permanentes ocasionan desgaste. Incrementándose el daño cuando los recortes o restos del tapón perforado no son recuperados oportunamente, estos restos no son recuperados con la circulación debido a su peso y volumen (espacio anular entre DC de 4 3/4" y casing de 7" con ID 6.19"), siendo necesario el uso de canastas recuperadoras de fragmentos como los junk basket o canastas de circulación inversa.

PUNTO DE BURBUJA POR SISTEMA DE PRODUCCION.

Las fallas por corrosión se producen a partir del punto de burbuja a superficie, en este punto el CO₂ se separa del crudo y empieza a disolverse en el agua salada generándose ácido carbónico que corroe el metal.

El bajo nivel de sumergencia de las bombas electrosumergibles ocasiona liberación de CO₂. Por ejemplo, la presión de burbuja de los crudos producidos en el Yacimiento Corrientes del Miembro Cético es 760psi y Miembro Pona de 460psi.

COLAPSO POR BAJO NIVEL DE FLUIDO.

El bajo aporte de fluido de las arenas productivas ocasiona el empleo de bombas electrosumergibles de bajo rate de extracción con bajo nivel de sumergencia, las que tienen que ser instaladas a profundidades hasta de 2100 m. Esta es condición para ocasionar colapso en el casing de 9 5/8" por presión diferencial debida a la presión hidrostática de la formación, situación que se agrava cuando no se tiene una buena cementación del casing.

PRESENCIA DE FLUIDOS CORROSIVOS.

La roca reservorio son mayormente areniscas limpias y por su configuración se descarta que el agente corrosivo provenga de ésta. Un análisis del petróleo producido presenta bajo contenido de azufre 0.35% y sales 3.25 PTB.

El alto contenido de CO₂ (4.05%Mol) obtenido del análisis de gas de la Formación Chonta indica que la fuente corrosiva es éste fluido. El porcentaje de CO₂ influye en la propiedad corrosiva del agua actuando sobre el pH, a mayor cantidad de CO₂ en el gas o el agua, el pH será menor y el agua mas corrosiva. El agua de formación registra un contenido de Fe+2 del orden de 100ppm, cloruros (110,000 ppm) y sólidos totales disueltos (144,000ppm). El alto corte del agua de formación producida propicia una mayor superficie mojada favoreciendo el proceso de corrosión

INADECUADA CEMENTACION.

Una mala cementación del casing intermedio ocasiona entrampamiento de lodo de perforación, que al mantenerse en contacto con las lutitas reactivas puede cambiar el pH del lodo por acción electromecánica, creando un ambiente corrosivo contra la pared externa del casing. El pH del lodo es mayor de 9 y no contiene sales solubles ni ácidos orgánicos. Una buena pared de cemento protege la pared externa del casing.

EVALUACION Y DETERMINACION DEL DAÑO

Inicialmente el daño del casing intermedio de 9 5/8" se detecta por cambio de las propiedades físicas y químicas del agua de formación producida con el sistema de bombeo electrosumergible. Para determinar específicamente la zona o zonas en mal estado se efectúan pruebas de admisión con empaques; registros de corrosión, temperatura, densidad, entre otros; dependiendo de las condiciones de cada pozo.

REGISTRO DE CORROSION.

Es un registro que proporciona información precisa de la zona dañada y una evaluación completa del estado del casing.

REGISTRO DE TEMPERATURA.

Con este registro solo se obtiene información de la zona dañada por cambio de gradiente debida a aporte de fluido, se emplea mayormente en pozos que presentan flujo a superficie producido de la zona dañada.

REGISTRO DE DENSIDAD.

Permite determinar la zona dañada por cambio en la densidad del fluido producido.

PRUEBAS DE HERMETICIDAD CON EMPAQUES.

Se aísla la parte productiva y se prueba la hermeticidad del casing selectivamente por tubos o forros reduciendo el intervalo de prueba que presenta admisión. Puede darse el caso de daño en el casing con baja admisión.

PRUEBAS DE SALINIDAD DEL AGUA PRODUCIDA.

La determinación de la salinidad del agua producida por comparación de patrones característicos generados a partir del contenido ionico nos permite conocer los cambios por ingreso de agua diferente a la zona de producción.

FACTORES PARA LA EVALUACION TECNICA – ECONOMICA

Para evaluar la factibilidad de un trabajo de reparación de casing intermedio se toman en cuenta los siguientes factores:

RESERVAS DE PETROLEO.

Es el volumen de barriles de petróleo existentes y recuperables dentro de un reservorio. Si las reservas del pozo justifican la inversión de una reparación provisional o permanente.

MAGNITUD Y LOCALIZACION DEL DAÑO.

La magnitud del daño si es puntual o corrosión generalizada y su localización (profundidad del intervalo de casing dañado), permiten determinar el tipo de reparación a efectuar.

DISEÑO Y COMPLETACION DEL POZO.

La calidad de trabajos de cementación y la completación con casing intermedio de 9 5/8", liner de 7", casing de producción de 7" o 5 1/2" hasta superficie son factores decisivos para seleccionar la técnica de reparación adecuada.

SISTEMA DE PRODUCCION A EMPLEAR.

El índice de productividad de la formación productiva y nivel de fluido del pozo permite diseñar el equipo de levantamiento artificial electrosumergible, profundidad de instalación y caudal de extracción.

ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.

El acondicionamiento del pozo depende principalmente del tipo de reparación a efectuar, magnitud del daño, estabilidad del tramo de formación desprotegido por casing, cementación del casing y completación del pozo.

La calibración del casing del pozo antes de bajar herramientas de reparación o instalación permanente es muy importante, dependiendo del estado del pozo se pueden emplear herramientas para su rectificación y calibración como el casing roller, water melon, string melon, taper mill, scraper, entre otras.

El fluido a emplear en la reparación depende del estado del pozo, se emplea fluidos densificados y viscosificados en los pozos que presentan inestabilidad de la formación del tramo desprotegido con casing.

TECNICAS DE REPARACION.

Actualmente se dispone de gran variedad de herramientas y técnicas para la reparación de casing, debido al sistema de producción empleado de bombeo electrocentrífugo y completación de los pozos hemos aplicado técnicas de reparación de casing de 9 5/8" que nos han permitido restituir la producción de pozos parados por este problema, mejorar el estado mecánico y garantizar la continuidad operativa de los mismos. Describimos las técnicas empleadas exitosamente en nuestros pozos.

TIE BACK – POZO - 81D

La técnica de reparación con Tie Back se aplica en pozos con lana de producción. Consiste en conectar casing al colgador de lana y extenderlo hasta superficie, cementando el espacio anular entre el casing intermedio y el casing instalado. Esta técnica permite cubrir todo el tramo de casing intermedio. Cuando se aplica ésta técnica se debe instalar en el cabezal de pozo un carretel colgador para el casing instalado. Esta reparación no limita la profundidad de instalación de la bombas electrosumergibles.

ANTECEDENTES.

Pozo completado en noviembre de 1,981 con casing intermedio de 9 5/8" y casing de producción de 7" con tope de lana a 2,416.8 m. y landing collar a 3,146.8 m. En febrero de 1,992 se tomó un registro de corrosión MFC y mediante prueba de hermeticidad con empaques se determinó hueco en el casing intermedio de 9 5/8" a la profundidad de 800 m., se reparó mediante cementación y probó con presión de 1,000 psi, restituyendo la producción del pozo. El 7 de setiembre de 1,997 paró bomba electrosumergible del pozo por producción de arena, disminución en su producción de petróleo e incremento de corte de agua y cambio de salinidad del agua producida. Para evaluar el daño mecánico se tomaron registros de temperatura y corrosión (ultrasónico), detectando huecos y corrosión interna en el casing de 9 5/8" intervalo comprendido de 778.5 a 800 m. (zona no cementada) y hueco en el liner de 7" a 2,781 m. Por el volumen de reservas significativo, se decide efectuar la reparación del casing de 9 5/8" instalando Tie Back con casing de 7" hasta superficie y aislar el hueco del liner de 7" con empaques hidráulicos para darle continuidad operativa al pozo. El 23 de setiembre de 1,997 instaló bomba electrosumergible restituyendo la producción del pozo.

PROCEDIMIENTO.

Aisló la zona productiva en el casing de producción de 7" con tapón para evitar daño por restos metálicos o cemento.

Acondicionó y calibró interior del casing de 9 5/8" y tie back extensión (alojamiento del tie back) con herramienta tie back mill, niple calibrado y top dress mill.

Bajó casing con tie back stem, 01 casing de 7", float collar y casing de 7" desde superficie hasta tope del tie back extensión. Probó circulación. Conectó tie back stem con 2,000 lbs. de peso, probó hermeticidad de casing con 500 psi. Levantó tubería y ubicó en posición para cementar.

Cementó casing de 7". Descargó presión verificando funcionamiento de float collar. Conectó tie back stem en tie back extensión.

Perforó float collar, cemento y tapón aislante en casing de 7".

Rimó pozo hasta el fondo. Sentó empaques hidráulicos FH de 7" aislando zona dañada.

Instaló bomba electrosumergible a 903.5 m.

Gráfico de completación se muestra en el diagrama N° 2.

SHORT TIE BACK - POZO 32XC

La reparación con Short Tie Back se aplica en pozos con lana de producción. Consiste en conectar casing al colgador de lana y extenderlo hasta cubrir las zonas dañadas instalando un nuevo colgador de lana, cementando el espacio anular entre el casing intermedio y el casing instalado. Esta técnica la aplicamos cuando la zona dañada del casing intermedio esta cercana al tope de lana y no hay limitación en la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

ANTECEDENTES.

Pozo abandonado temporalmente desde Junio de 1982 por daño en el casing intermedio de 9 5/8" intervalo comprendido de 2523 a 2625 m., detectado durante los trabajos de recuperación de la instalación de producción con empaques hidráulicos y aporte de arena de formación, pozo quedó con los empaques como pescado. En marzo de 1998, por el alto volumen de reservas existentes se programó su rehabilitación y puesta en producción, teniendo como principal dificultad el encontrarse en un área remota como es el campo de Yanayacu y tomando en consideración que durante su vida productiva este

pozo estuvo en condición surgente. Se determinó efectuar la reparación del casing de 9 5/8" instalando un Short Tie Back con 330 m. de casing de 7", previa rectificación de la zona dañada y posterior pesca de los empaques hidráulicos. En abril de 1,998 se restituyó la producción del pozo instalando una bomba electrosumergible a la profundidad de 1,225.2 m., consiguiendo la continuidad operativa al pozo.

PROCEDIMIENTO.

Acondicionó interior del casing de 9 5/8" hasta el tope de lana, para este caso se empleo broca, scraper, taper mill, water melon. Durante la circulación se observó en el retorno arena de formación. (tope de lana casing de 7" a 2,660 m., tope de pescado de los empaques hidráulicos FH a 3,260.2 m.), Limpió con canasta de circulación inversa sin lograr llegar al fondo. Canasta salió empaquetada con arcilla de formación.

Continuó limpiando con broca, tubo de lavar, molino, sin lograr pasar de 3,125 m., en el retorno se observó arena de formación. En las herramientas se observó huella del pescado. Acondicionó tope de pescado.

Acondicionó interior de casing de 9 5/8" con herramienta tie back mill sin lograr llegar a tope de lana. Limpió interior del casing con taper mill hasta tope de lana. Calibró interior de casing con tie back mill, en el retorno se observó arena de formación y arcilla.

Limpió con broca hasta tope de pescado, en el retorno se observó arena de grano grueso con arcilla. El aporte de arena y arcilla no permite continuidad de los trabajos de pesca.

Armó short tie back con tie back stem, válvula cementador múltiple, 23 casing de 7", setting tool y bajó con drill pipe de 3 1/2".

Conectó tie back stem y sentó lana, circuló y efectuó cementación. Desconectó setting tool, reversó y sacó drill pipe.

Perforó cemento, válvula cementador múltiple y limpió hasta tope de pescado.

Acondicionó tope de pescado con molino.

Pescó con over shot de 5 3/4" OD / extensión, logrando recuperar pescado de conjunto de empaques hidráulicos.

Limpió con broca y rimó casing de pozo hasta el fondo.

Aisló zonas de aporte de agua con tapón EZ.

Baleó formación Vivian.

Instaló bomba electrosumergible con herramienta Y-Tool a 1,225.2 m.

Gráfico de completación se muestra en el diagrama N° 3.

SCAB LINER / LINER PACKER CON CASING DE 7" Y AISLAMIENTO CON EMPAQUES - POZO 15XCD

El Scab Liner / Liner Packer consiste en instalar un casing de menor diámetro cubriendo el intervalo de casing intermedio dañado, el casing instalado se fija con empaques hidráulicos, los mismos que aislan la zona dañada. Es necesario instalar una guía en el tope y fondo de esta instalación para permitir el paso de herramientas y bomba electrosumergible. Este tipo de reparación no limita la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

Empleamos los empaques hidráulicos para aislar las zonas dañadas cuando la profundidad de sentado de los empaques no son limitantes en la profundidad de instalación de las bombas electrosumergibles.

ANTECEDENTES.

Pozo completado en marzo de 1974 con casing intermedio de 9 5/8" y lana de producción de 7" con tope de lana a 2241.1m. y landing collar a 3258m. Inicialmente pozo produjo en forma surgente, posteriormente se instaló sistema de bombeo electrosumergible. En enero de 1997 se observó arena en el fluido producido. Tomó registro de temperatura detectando hueco en el casing intermedio de 9 5/8" a la profundidad de 990.6m. Al efectuar limpieza de pozo observó arena asentada en el fondo del pozo. Aisló la zona dañada con empaques por la disponibilidad de un empaque hidráulico de 9 5/8" x 3 1/2", esta instalación limitaba la profundidad de instalación de la bomba electrosumergible. Instaló bomba electrosumergible a 844.3m, restableciendo la producción en el mes de febrero de 1997. En octubre 1997 se cambió las condiciones de las arenas productivas del pozo y se instaló scab liner / liner packer de 7" permitiendo instalar bomba electrosumergible a mayor profundidad para optimar la productividad del pozo.

REPARACION DE CASING DE 9 5/8" AISLANDO ZONA DAÑADA CON EMPAQUES DE 9 5/8" y 7".

PROCEDIMIENTO.

Acondicionó y calibro zona dañada de casing de 9 5/8" con herramienta casing roller.

Instaló conjunto de empaques hidráulicos de 7" x 3 1/2" y de 9 5/8" x 3 1/2" con conector on off aislando la zona dañada.

Instaló bomba electrosumergible a 844.3m.

SCAB LINER / LINER PACKER CON CASING DE 7".

PROCEDIMIENTO.

Retiró empaques hidráulicos de 9 5/8" x 3 1/2" y 7" x 3 1/2".

Calibró interior de casing de 9 5/8" con herramienta casing roller. Rimó casing de 9 5/8".

Instaló Tie back sleeve invertido, landing collar Brown tipo 2 de 7", un (01) casing de 7", empaque hidráulico modelo H de 9 5/8" x 7" a la profundidad de 1,141.6m., 28 casing de 7" N80-8RD de 29 lbs/pie, empaque hidráulico modelo H de 9 5/8" x 7" a la profundidad de 750m., PBR de 7", tie back sleeve a 744.1m. aislando la zona dañada.

Perforó landing collar. Limpió pozo hasta el fondo recuperando arena con batch de fluido viscoso.

Instaló bomba electrosumergible a 1,445.2m.

Durante la ejecución de este trabajo se observó flujo continuo de agua dulce por el espacio anular producida por la zona de rotura. No se empleo lodo viscoso.

Gráfico de completación se muestra en el diagrama N° 4.

CASING PATCH - POZO 16XCD

La técnica de Casing Patch se aplica en pozos donde el casing en mal estado no está cementado, consiste en retirar el casing en mal estado, y reemplazarlo con casing nuevo. La unión entre el casing del pozo y el casing instalado es por medio del casing patch lead seal, el espacio anular puede ser cementado a superficie. Cuando se aplica ésta técnica se debe instalar en el cabezal de pozo un carretel colgador para el casing instalado. Esta reparación no limita la profundidad de instalación de la bombas electrosumergibles.

ANTECEDENTES.

Pozo en producción, completado en enero 1,974 con casing intermedio de 9 5/8" hasta 2,362.2m. y con casing de 5 1/2" desde superficie hasta landing collar a 3,250m. En febrero 1,997 presentó una disminución en su producción de petróleo con incremento de corte de agua y drástico cambio de salinidad del agua producida, lo cual indicaría la presencia de huecos en el casing de 5 1/2" que estuvo originando la entrada de agua en perjuicio de la producción de petróleo, a ello se suma la terminación del pozo encontrándose su tope de cemento en el casing de 5 1/2" a la profundidad de 1,996 m., hacia arriba el pozo quedaba descubierto. Para evaluar el daño mecánico se tomaron registros de temperatura y corrosión (ultrasónico), detectando huecos y corrosión a lo largo del tramo 914 a 1,978 m. en el casing de 5 1/2", debido a este problema el pozo quedó cerrado en marzo de 1997. Por el volumen de reservas significativo, efectuó corte y recuperación del casing de 5 1/2" desde 1,978 m. hasta superficie, empleándose cortadores químicos y mecánicos para el seccionamiento de cuatro tramos, luego rectificó el nuevo tope del casing de 5 1/2" e instaló el casing patch de 5 1/2" a casing de 7" hasta la superficie, una dificultad para la ejecución de este trabajo fué la inclinación del pozo tipo slant con ángulo de 16°. En este trabajo se observó dificultad para moler la cabeza del cortador químico que quedó en el pozo. Se aisló un reservorio acuífero con empaques hidráulicos en el casing de 5 1/2". En diciembre de 1,997 se instaló bomba electrosumergible a la profundidad de 1,070.8m., restituyendo la producción.

PROCEDIMIENTO.

Calibró casing de 5 1/2" y limpió pozo. Aisló zona productiva con tapón EZ de 5 1/2" a 2,027.4m. Tope de cemento en el espacio anular entre casing de 5 1/2" y 9 5/8" a 1,996m.

Desplazó fluido del pozo y espacio anular entre casing de 5 1/2" y 9 5/8" (agua salada y petróleo) por lodo viscoso de 9.4 lbs/gl.

Conectó casing de 5 1/2" en superficie con releasing spear y tensionó hasta 90,000 lbs. Sin lograr liberar casing en zona de rotura.

Calibró casing de 5 1/2" hasta 1,981.2m.

Efectuó corte químico a 608.9m. Cabeza de cortador químico quedó en el pozo. Recuperó 48 casing de 5 1/2".

Efectuó corte químico a 1,973.6m. y a 1,975.1m. sin lograr recuperar casing.

Efectuó corte mecánico a 1,222.3m. Pescó casing de 5 1/2" recuperando 47 casing de 5 1/2".

Efectuó corte mecánico a 1,935.5m. Pescó casing de 5 1/2" recuperando 55 casing de 5 1/2".

Acondicionó tope de pesca a 1,938.2m. Pescó casing de 5 1/2" recuperando 14.3m. y 25.9m. de casing de 5 1/2".

Acondicionó casing de 9 5/8" hasta tope de corte de casing de 5 1/2" a 1,977.8m.

Acondicionó tope de casing de 5 1/2" con herramienta dressed mill .
Instaló casing patch lead seal de 5 1/2", 01 casing de 7", float collar de 7" y 134 casing de 7" de 29 lbs/pie. Cementó casing de 7".
Perforó cemento, float collar y cemento hasta 1,974m.
Perforó tapones de 5 1/2" a 2,027.4m., 3,154.7m. y 3,196.4m y cabeza de cortador químico. Limpió hasta 3,242.6m.
Tomó registro TDT-GR-CCL de 3,230m. a 2,529.8m.
Sentó tapón EZ de 5 1/2" a 3,170.5m.
Sentó empaques hidráulicos de 5 1/2" a 2,868.2 y 2,154.9m.
Instaló bomba electrosumergible a 1,079.8m.

Para la ejecución de este trabajo se empleo lodo viscoso.
Cuando se emplea cortador químico existe la posibilidad de que la cabeza de corte quede en el pozo, en el caso de ser necesario molerla, es recomendable cementarla para darle fijación y facilitar su molida.
Gráfico de completación se muestra en el diagrama N° 5.
Vista de la superficie interior y exterior del casing corroido de 5 1/2" OD recuperado del pozo 16XCD en el trabajo de Casing Patch se muestra en la figura N° 1.

AISLAMIENTO CON EMPAQUES DE 9 5/8" x 3 1/2 y 7" x 3 1/2" - POZO 120D

ANTECEDENTES.

Pozo completado con casing intermedio de 9 5/8" y casing de producción de 7" con tope de lana a 2426.2m. y landing collar a 3098.9m. Pozo en producción con sistema de bombeo electrosumergible, En 1,992 se efectuó cementación forzada para reparar zona dañada en el casing intermedio de 9 5/8" en el intervalo de 1,525 a 1,530m. restituyendo la producción. En julio de 1998 se observa incremento de corte de agua a 100% y cambio en la salinidad del agua producida. Tomó registro de temperatura detectando flujo en el intervalo de 1,525 a 1,530m. Aisló la zona dañada con empaques hidráulicos de 9 5/8" x 3 1/2", restituyendo la producción en agosto 1998.

PROCEDIMIENTO.

Rimó casing de 9 5/8" hasta 1,604m.
Instaló empaques hidráulicos de 9 5/8" x 3 1/2" a la profundidad de 1,470m y 1,585m. con conector on off aislando la zona dañada.
Instaló bomba electrosumergible a 1,052.8m.
Durante el trabajo se observó flujo de agua dulce a superficie por el espacio anular producida por la zona de rotura.
Gráfico de completación se muestra en el diagrama N° 6.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Para solucionar el problema de casing dañado y restituir la producción de los pozos se han aplicado varias técnicas. Para la aplicación de estas técnicas se describe los antecedentes de los pozos donde fueron aplicadas y el procedimiento seguido que permitió un éxito significativo. De todas las técnicas aplicadas, la que nos garantiza el mejor estado mecánico del casing y una continuidad operativa del pozo es la instalación de Tie Back con casing de 7" a superficie con cementación en el espacio anular.

El desgaste en el casing intermedio en las zonas con cambio de inclinación producidas por fricción durante la rotación de la tubería en los trabajos de perforación de tapones EZ y operaciones de pesca puede ser reducido con el empleo de motores de fondo.

El empleo de protectores de caucho en la tubería de reacondicionamiento reduce el desgaste por fricción en la pared interior del revestimiento intermedio durante los viajes en los trabajos de reacondicionamiento.

En las operaciones de molienda, los restos metálicos de tapones ocasionan daño al quedar entrampados entre el casing de producción de 7" y los drill collar de 4 3/4" OD. Este daño se reduce empleando herramientas recuperadoras de restos metálicos tipo junk basket y junk basket reverse circulation.

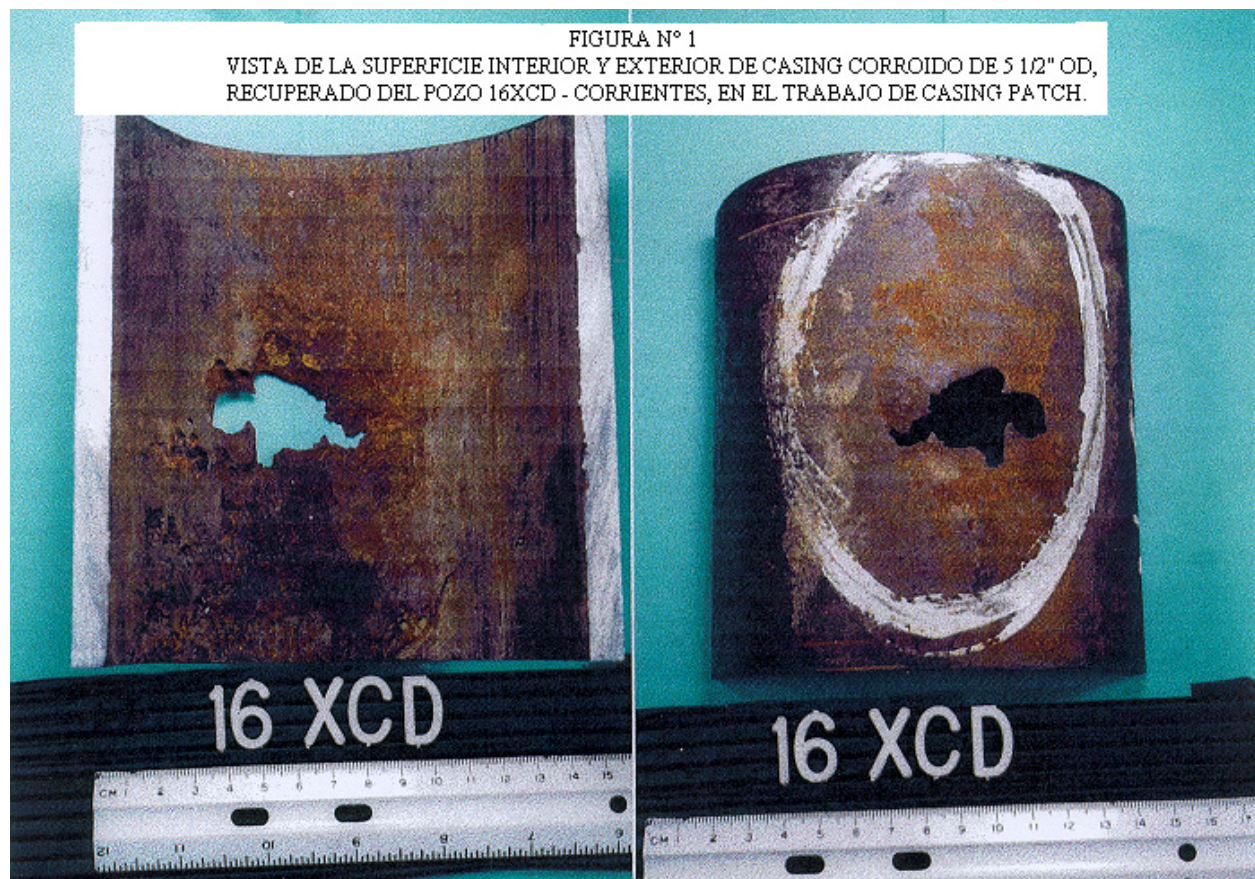
Emplear casing normalizado resistente a la corrosión y efectuar una buena cementación primaria a superficie.

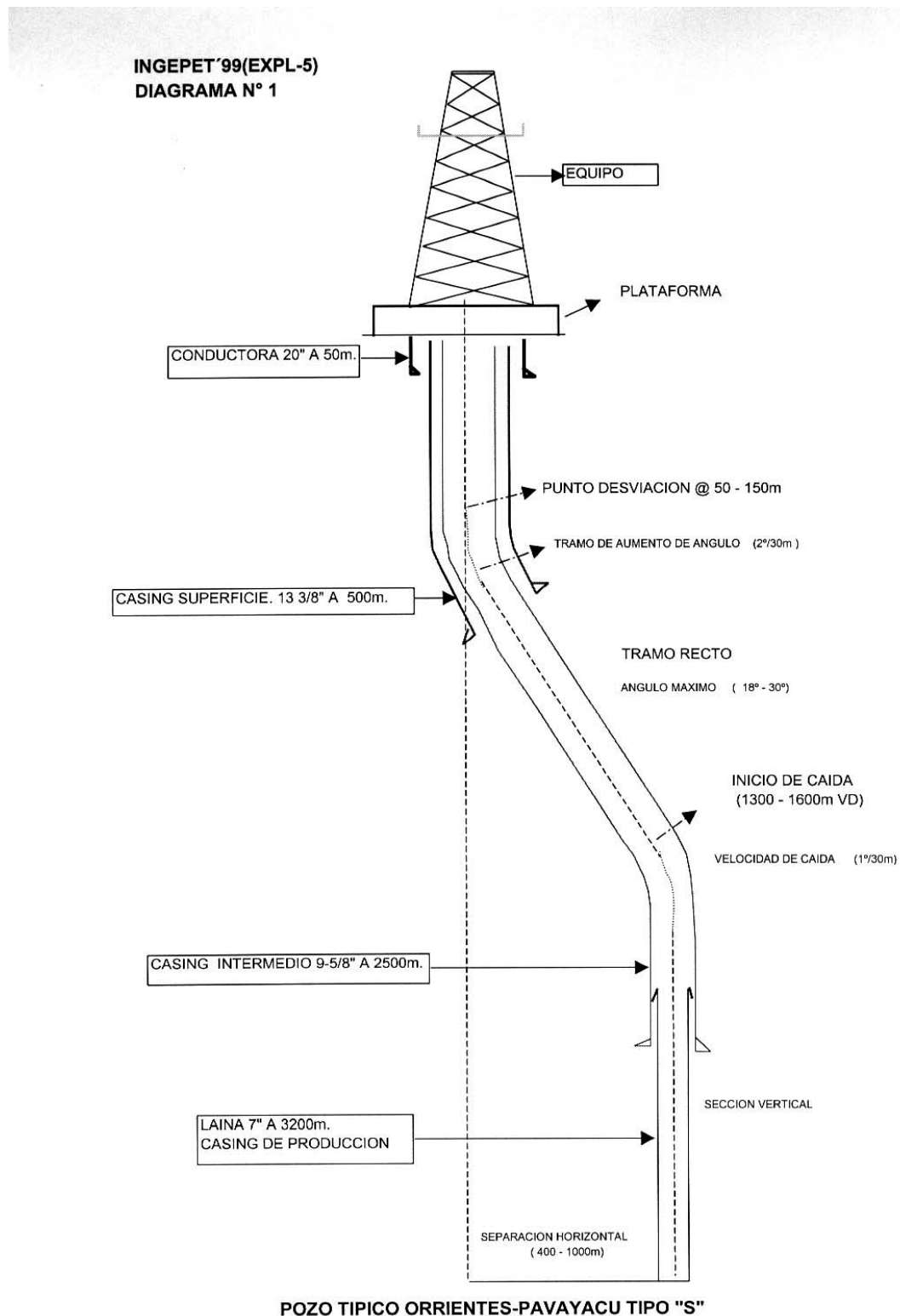
Continuar evaluando el sistema de producción electrosumergible instalado con empaque hidráulico dual en los pozos con bajo índice de productividad de manera que se evite el colapso de casing por bajo nivel de sumergencia, ya que el empaque permite mantener el espacio anular lleno de fluido.

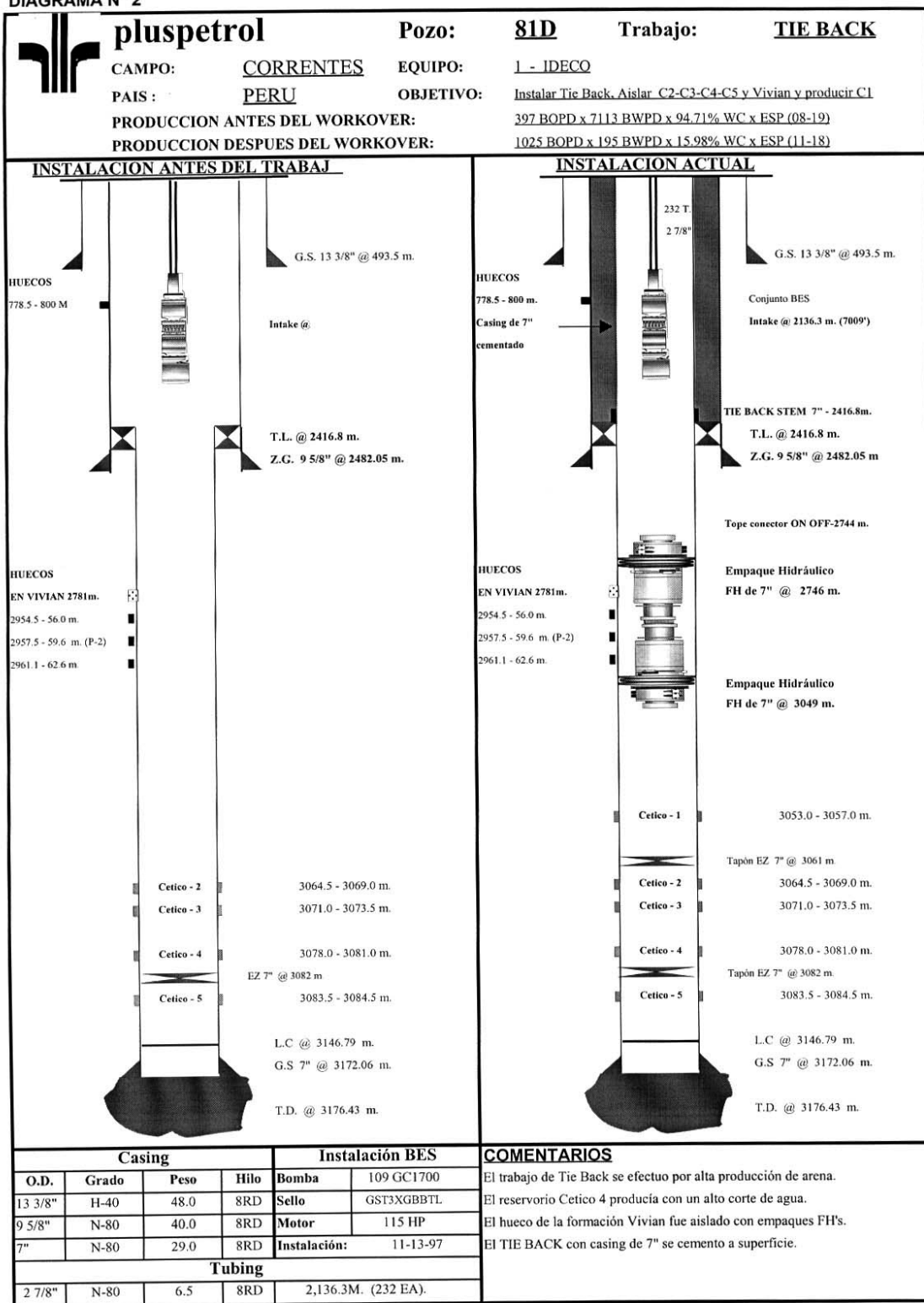
Inyección de productos químicos anticorrosivos para protección de la pared interior y exterior del casing.

BIBLIOGRAFIA.

Corrosión carbónica en tubería de producción para pozos de petróleo y gas. Techint.
Corrosión en tubería de revestimiento. Petroperú. Tuberías de revestimiento. Petroperú.
Conceptos fundamentales de metalografía. Dalmine Siderca.





INGEPET'99 (EXPL-5)
DIAGRAMA N° 2


COMENTARIOS

El trabajo de Tie Back se efectuó por alta producción de arena.

El reservorio Cetico 4 producía con un alto corte de agua.

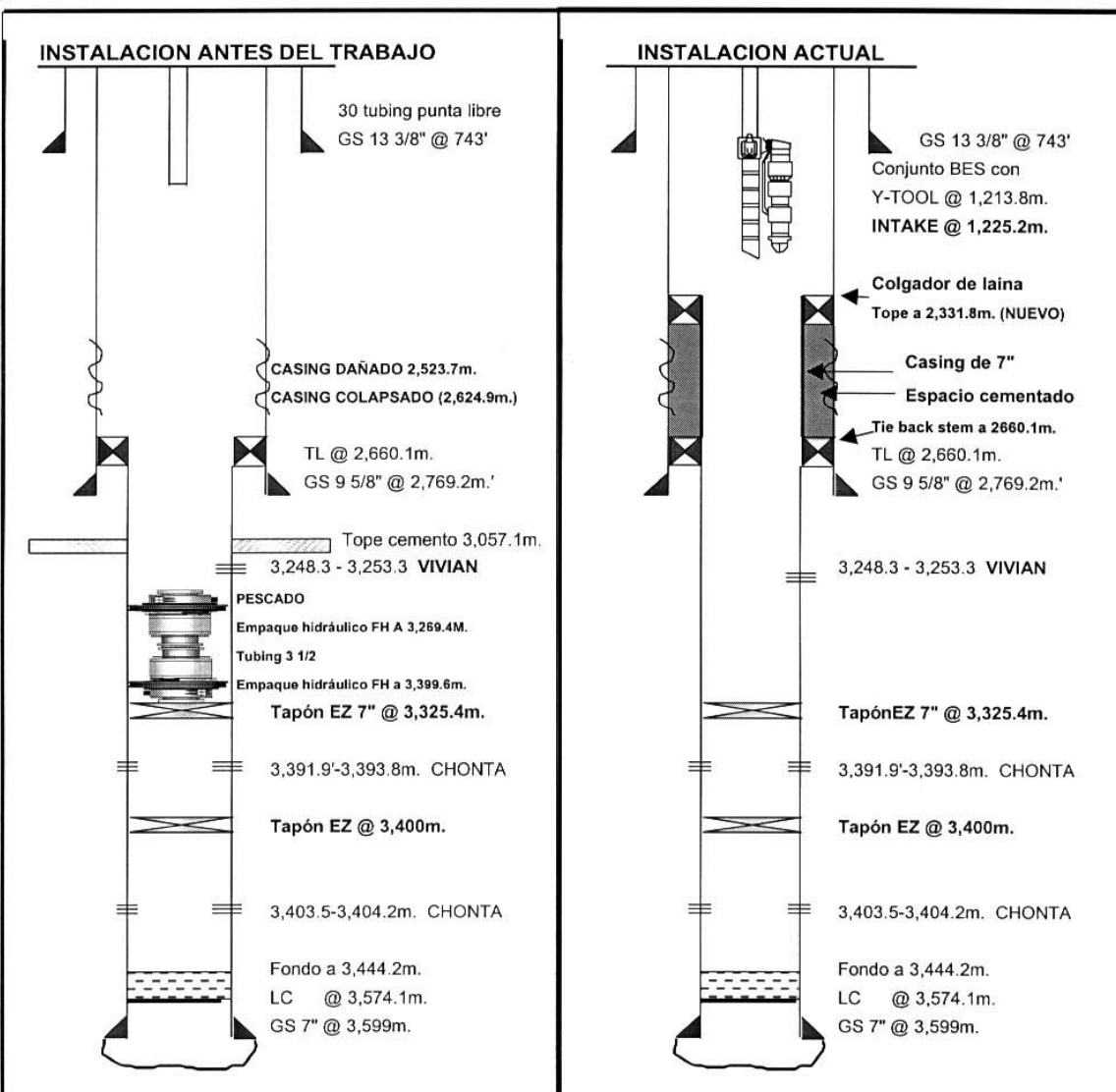
El hueco de la formación Vivian fue aislado con empaques FH's.

El TIE BACK con casing de 7" se cementó a superficie.

INGEPET'99 (EXPL-5)

DIAGRAMA N° 3

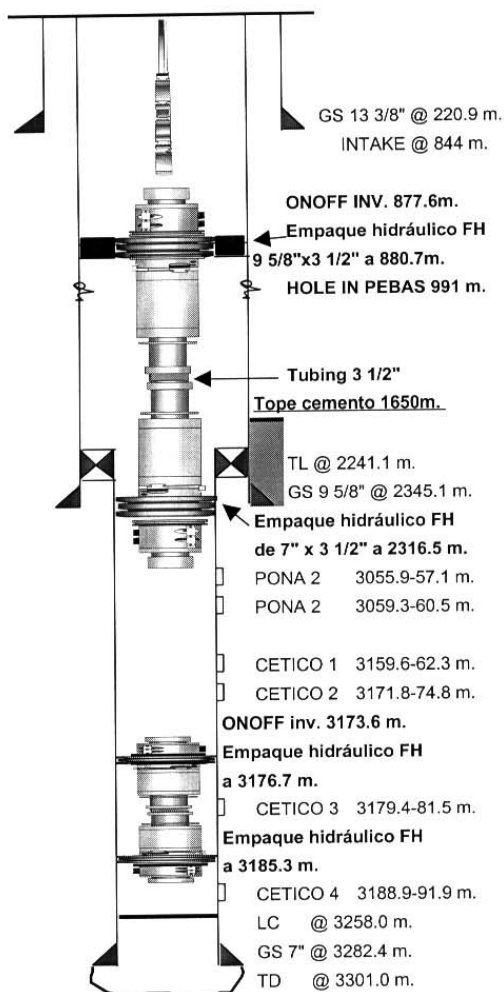
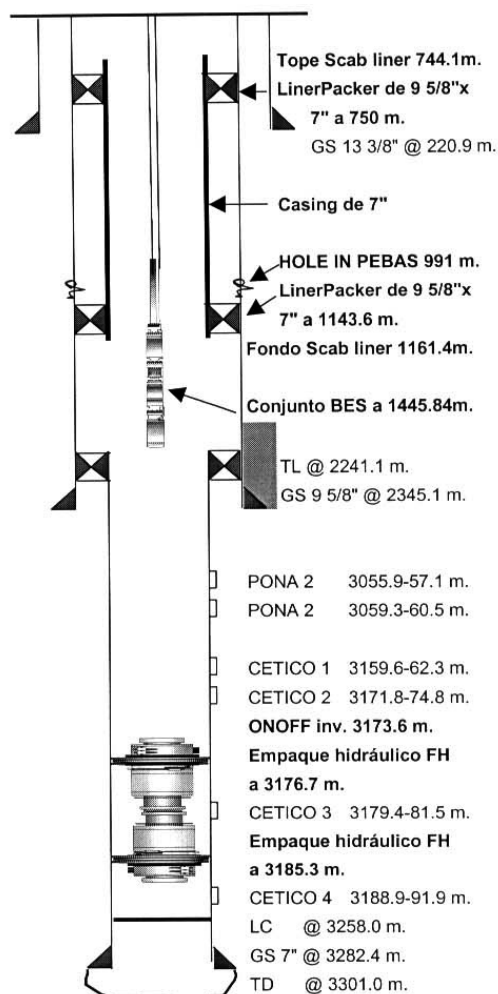
	Pozo	32XC TRABAJO SHORT TIE BACK
	CAMPO :	YANAYACU
	EQUIPO	2 - FERROSTAL
	PAIS :	PERU
	OBJETIVO:	PESCAR Y REPARAR CASING DAÑADO DE 9 5/8"
PRODUCCION ANTES DEL WORKOVER:		Pozo no produce
PRODUCCION DESPUES DEL WORKOVER		2809 BOPD x 211 BWPD x 7.0% WC x ESP



CASING				INST. BES		COMENTARIOS
O.D.	GRADO	PESO	CONN	BOMBA	89 GC3500	
13 3/8"	H-40	48	EUE8R	SELLO	GST3XG	
9 5/8"	N-80	40	EUE8R	MOTOR	165 HP	
7"	N-80	29	EUE8R	INST. :	11/04/98	
TUBING						
3 1/2"	N-80	9.3	8RD	1,211.9 m.(127 EA).		

Instaló short tie back. Nuevo tope de lana 2,331.8m.
Short tie back con casing de 7" cementado.
Instalación permite instalar bombas electrocentrifugas hasta 2,300 m.

INGEPET'99 (EXPL-5)
DIAGRAMA N° 4

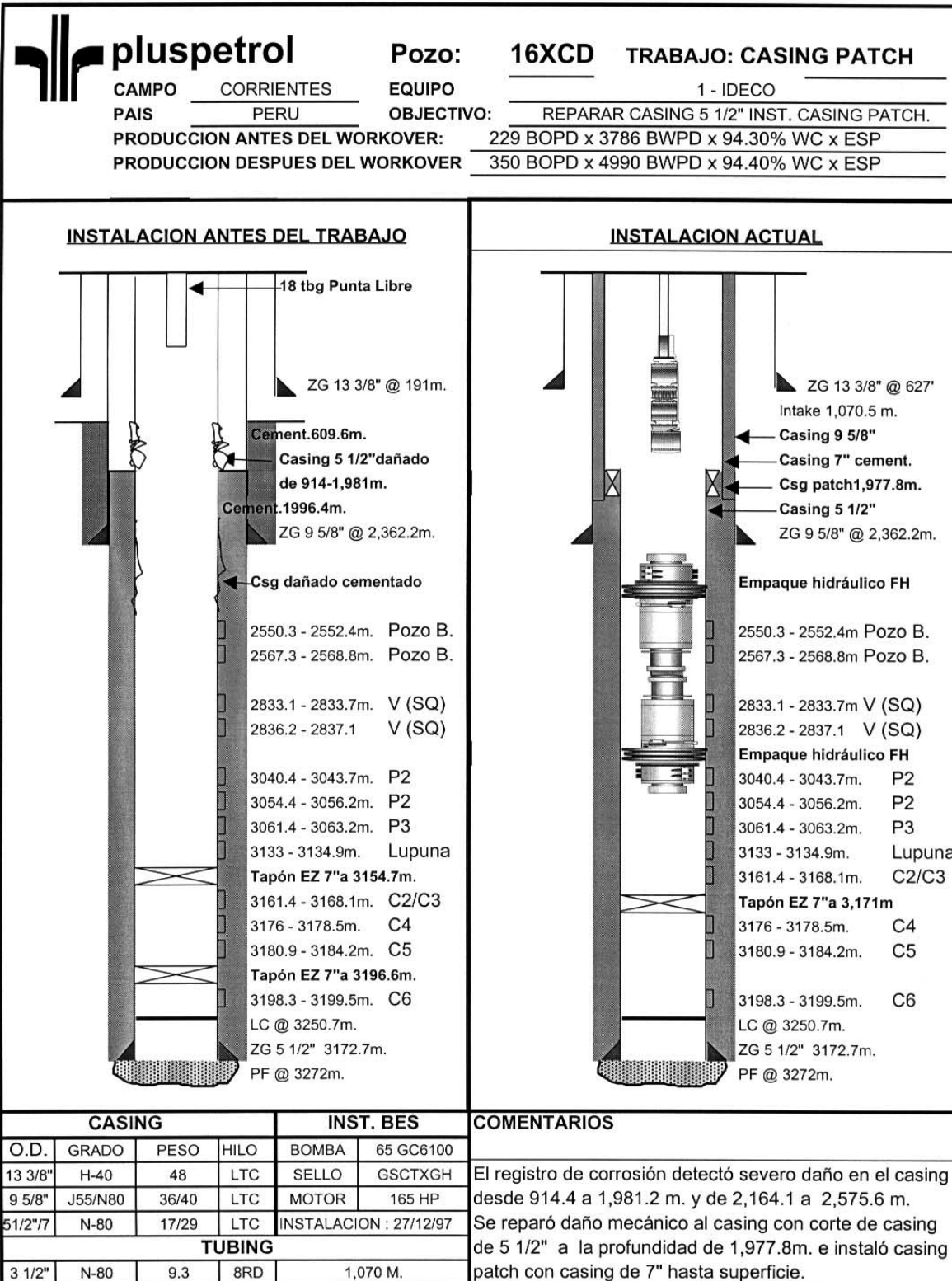
pluspetrol
CAMPO CORRIENTES
PAIS PERU
PRODUCCION ANTES DEL WORKOVER:
PRODUCCION DESPUES DEL WORKOVER
Pozo: 15XCD **TRABAJO:** SCAB LINER
RIG: 1 - IDECO
OBJETIVO: REPARAR CASING DAÑADO DE 9 5/8".
563 BOPD x 5237 BWPD x 90.29% WC x ESP
1250 BOPD x 2414 BWPD x 65.89% WC x ESP
PRIMERA REPARACION

INSTALACION ACTUAL


CASING				INST. BES	
O.D.	GRADO	PESO	CONN	BOMBA	65 GC4100
13 3/8"	H-40	48	LTC	SELLO	GSCTXG
9 5/8"	N80	40	LTC	MOTOR	130 HP
7"	N-80	29	BUTT	INSTALACION : 02-15-97	
TUBING					
3 1/2"	N-80	9.3	8RD	1,445.8 M.	

COMENTARIOS

El registro de corrosión detectó:

- Hueco en casing de 9 5/8" a 991m. (Pebas formacion).

INGEPET'99 (EXPL-5)
DIAGRAMA N° 5


El registro de corrosión detectó severo daño en el casing desde 914.4 a 1,981.2 m. y de 2,164.1 a 2,575.6 m. Se reparó daño mecánico al casing con corte de casing de 5 1/2" a la profundidad de 1,977.8m. e instaló casing patch con casing de 7" hasta superficie.

INGEPET'99 (EXPL-5)
DIAGRAMA N° 6
