ESCUELA SUPERIOR POLITACNICA DEL LITORAL CENTRO DE INVESTIGACION CIENTIFICA Y TECNOLOGICA

"Análisis de las Técnicas y de los Procesos Aplicables en Reacondicionamiento de Pozos"

D.Chávez [1], J. Gallegos [2], D. Solano [3]
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra [1][2][3]
Escuela Superior Politécnica del Litoral [1][2][3]
Km. 30.5 Vía Perimetral [1][2][3]
Guayaquil - Ecuador
darwvez@hotmail.com [1], ndsa182@hotmail.com [2], jjgallegosricaurte@hotmail.com[3]

Resumen

Este trabajo enfoca una de las actividades más útil y aplicable en la industria petrolera como es el Reacondicionamiento de Pozos (Workover), porque incide directamente en mantener y/o mejorar la producción de un campo petrolero.
El correcto análisis de un determinado problema y sus posibles soluciones exigen conocer acertadamente los factores que inciden en el mismo, de manera que se puedan considerar las diversas alternativas de reacondicionamiento para seleccionar la mejor solución.
Los reacondicionamientos son necesarios por varias razones, incluyendo acciones para mantener o incrementar la producción de un yacimiento, disminuir o eliminar excesiva producción de agua o gas y reparar fallas mecánicas. La tecnología también se aplica en pozos donde es posible lograr producción adicional de hidrocarburos mediante recompletación o aplicando técnicas de completaciones múltiples.

Palabras Claves: *Completaciones, Equipos, Materiales, Producción.*

Abstract

This work focuses on one of the most useful activity applicable in the oil industry such as workover because have a direct impact on maintaining and / or improve the production of a oil the field.
The correct analysis of a specific problem and possible solutions, demand to know the factors that affect it, so we can consider various options of workover to select the best solution.
The workovers are needed for several reasons, including actions to maintain or increase production from a reservoir, reduce or eliminate excessive water or gas production and repair mechanical failures. The technology also applies in wells where it is possible to achieve additional oil production through new completions or applying multiple completions techniques.

Keywords: *Completions, teams, materials, Production.*

1. Introducción.

Por Reacondicionamiento de Pozos se debe entender todas las actividades que se llevan a cabo en la industria petrolera con el fin de recuperar o mejorar la producción de un yacimiento, que generalmente disminuye cuando se presentan determinadas condiciones, como por ejemplo la caída en la producción en un pozo fluyendo naturalmente, invasión por agua y/o gas, pescados, fisuras en las tuberías de revestimiento y producción, mala cementación primaria etc.

Es importante mencionar que una determinada operación de reacondicionamiento implica la realización de estudios y evaluaciones que pueden ser costosas y que de alguna manera afectan la rentabilidad económica del trabajo. Por tanto es necesario elaborar un programa operativo que describa la ejecución apropiada de las actividades requeridas, siguiendo una secuencia técnica que permita lograr el objetivo esperado.

2. Generalidades

2.1 Componentes de un Taladro de Reacondicionamiento

Un taladro de reacondicionamiento se compone de seis sistemas principales:

- Soporte Estructural
- Elevación
- Rotatorio
- Circulación
- Generación y Trasmisión de Potencia
- Prevención de Reventones

2.2 Sistema de Soporte Estructural

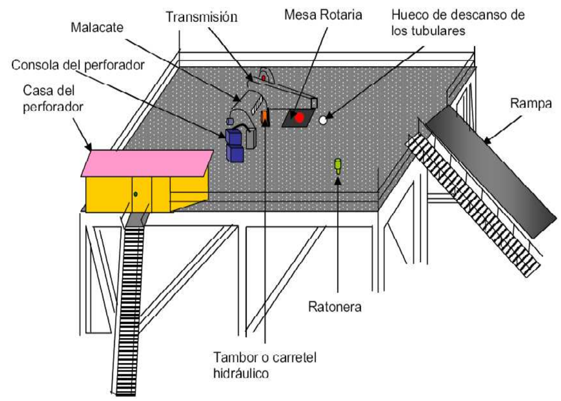
Consiste en una estructura de acero que sostiene el conjunto de maquinarias y equipos, requeridos por el taladro de reacondicionamiento. Se subdivide en:

- Subestructura
- Piso del taladro
- Mástil
- Tabla de agua
- Plataforma del encuellador.

Subestructura, es un armazón grande de acero, que se coloca directamente sobre el pozo.

Subestructura

Piso del Taladro, es la cubierta metálica colocada sobre la subestructura, constituyendo la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones.



Piso de taladro

Mástil, es el ensamblaje de acero levantado sobre el piso del taladro y que permite el funcionamiento del equipo de elevación

Tabla de Agua, ubicada en el tope del mástil y sirve de soporte al bloque corona.

Plataforma del Encuellador, permite al encuellador maniobrar la tubería de trabajo utilizada durante las operaciones, ubicandola en la plataforma de manera que quede asegurada en columnas sobre el piso del taladro.

2.3 Sistema de elevación

Sirve como centro de control de fuerza del conjunto elevador y está formado principalmente por un tambor controlado por frenos de alta potencia.

Bloque Corona, es una polea múltiple localizada en el tope del mástil. En ella se enhebra el cable del bloque viajero que así puede llegar hasta el piso del taladro.

Bloque Viajero, es la parte del sistema que se desplaza desde el piso del taladro hasta por debajo del bloque corona,

Cuñas, las cuñas se colocan dentro del buje maestro, alrededor de una unión de la sarta para suspenderla dentro del pozo, cuando se enrosca o se desenrosca una conexión.

2.4 Sistema Rotatorio

Se encuentra en la parte central del piso del taladro, permite rotar la sarta de trabajo y es importante porque todos los sistemas giran alrededor de el.

Mesa Rotaria, es un elemento fuerte y resistente ubicado dentro del piso del taladro; combinada con el buje maestro y otros accesorios transmiten movimiento rotacional a la sarta de trabajo.

2.5 Fluidos de reacondicionamiento

Los fluidos de reacondicionamiento pueden ser: gas, petróleo, agua salada (salmuera), lodos o cualquier solución química.

Existen variadas aplicaciones de estos fluidos en trabajos de reacondicionamiento, tales como: Completación, punzonado, cementación, estimulación de formaciones, control del pozo, recompletación, profundización, taponamiento, limpieza, entre las más relevantes.

Tabla de Densidades de Fluidos comunes

TIPO DE FLUIDO	Densidad Mínima aprox. (Lbs/gal)	(G/l)	Densidad Máxima aprox. (Lbs/gal)	(G/l)	Densidad Máxima Práctica (lbs/gal)	(g/l)
Petróleo	6.0	719	*8.5	1018	8.0	958
Gasoil			7.0	839	7.0	839
Agua Dulce					8.3	998
Agua de mar	8.4	1006	8.6	1030	8.5	1018
Salmuera-Cloruro de Sodio (NaCl)	8.3	995	10.0	1198	9.8	1174
Salmuera-Cloruro de Potasio(KCl)	8.3	995	9.8	1174	9.7	1162
Salmuera-Cloruro de Calcio($CaCl_2$)	11.0	1318	11.7	1401	11.5	1378
Salmuera-Bromuro de Calcio($CaBr_2$)	11.5	1378	15.1	1809	15.0	1197
Salmuera-Bromuro de Zinc ($ZnBr_2$)	14.0	1677	19.2	2301	18.1	2158

Bombas, elemento clave en cualquier operación de un taladro. Por lo general existen tres bombas de las cuales dos están operando y una se mantiene en reserva. Deben tener suficiente capacidad de descarga y presión para llegar a la profundidad total del pozo.

2.6 Sistema de Generación y Potencia

La potencia requerida para operar el taladro se genera con el uso de motores de combustión interna, que son fuentes primarias de energía, la que es transmitida a los componentes del taladro para su buen funcionamiento.

2.7 Preventor de reventones

Instalación que consiste en un juego de válvulas hidráulicas y mecánicas, capaces de soportar niveles de presión altos, de alrededor de 5000 a 10000 psi. Va ubicado debajo de la mesa rotaria y tiene un conjunto de equipos especiales capaces de sellar y cortar la tubería.

3. Problemas Comunes de Producción

Los trabajos de reacondicionamiento incluyen todas las operaciones efectuadas en un pozo después de haberse realizado las respectivas pruebas de producción y la posterior completación.

Algunos de los indicios más comunes son:

a. Disminución en la producción de petróleo, que es más significativa si es repentina y substancial.
b. Presencia de parafina o incrustaciones de carbonatos en la tubería de producción, cabezal del pozo y en la línea de flujo.
c. Aumento en la producción de gas, con respecto al volumen de petróleo producido, (GOR).
d. Aumento de la relación agua – petróleo (WOR).
e. Producción de cantidades cantidades significativas de arena en el fluido.
f. Otros problemas son detectados por trabajos de en base a corridas de prueba de presión.

3.1 Presión

Una baja permeabilidad de la arena productora puede originar la disminución de la presión fluyente. En cambio con una permeabilidad alta dicha presión disminuirá progresivamente en el tiempo.

3.2 Presencia de Gas

El gas existe en el yacimiento en forma de gas libre, capa de gas y de gas disuelto en el petróleo, que se libera del líquido por la reducción de presión debido a la producción.

3.3 Presencia de Agua

El manejo en superficie del agua de formación requiere la utilización de equipos tales como: deshidratadores eléctricos, hornos, químicos para romper la emulsión, tanques para tratar el petróleo contaminado con agua y almacenarla con propósitos de reinyección.

3.4 Problemas de Parafina

Los depósitos de parafina no son solubles ni dispersables en la mayoría de los hidrocarburos y resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes. Son mezclas de hidrocarburos saturados y de alto peso molecular, que se acumulan en tuberías de producción, líneas superficiales de flujo y en otros equipos de producción y almacenamiento.

3.5 Problemas de Incrustaciones (carbonatos)

La presencia de carbonatos se conoce como depósitos de incrustaciones, que se forman en cualquier parte del sistema de producción reduciendo el flujo del pozo y causando gastos considerables en tratamientos de control y/o eliminación de los mismos.

Para seleccionar el tratamiento que permite enfrentar el problema de incrustaciones se debe recuperar una muestra del depósito con el fin de analizarla e identificarlo.

3.6 Corrosión

La corrosión es un proceso continuo de degradación de los metales o aleaciones, por reacciones químicas o electroquímicas con los agentes del medio ambiente.
Algunos fluidos de producción, presentan características corrosivas que dañan las instalaciones y facilidades

superficiales de producción, existiendo métodos para detectarlas y técnicas de control de corrosión. Con ese fin se realizan evaluaciones periódicas con el fluido del pozo para determinar el tipo, el avance destructivo y la efectividad de los métodos de control que se deben aplicar.

3.7 Problemas de Arena

a. Los granos que migran a través de la formación pueden depositarse, reduciendo la permeabilidad efectiva de la misma, originando disminución en la tasa del flujo del pozo.
b. La producción de una cantidad considerable de arena, ocasionaría el derrumbe de la formación y el colapso del casing.
c. Es abrasiva, por tanto erosionara rápidamente el equipo del pozo y de la superficie. En el caso de que se tenga un sistema de levantamiento artificial para producir el pozo, la arena taponaría y/o desgastaría parte o todo el equipo requerido por un determinado sistema.
d. Afectara la operación de los equipos de superficie, como separadores, sistemas para tratamiento y tanques, los cuales requerirán con mayor frecuencia trabajos de reparación y/o limpieza.

4 Fluidos y Métodos de Control para el "Matado" de un Pozo.

4.1 Fluidos

El propósito es cambiar el fluido del yacimiento en la tubería de producción y en el espacio anular por uno más pesado, que generalmente es agua salada con densidad entre 8.4 y 8.9 libras/galón, conocido como fluido de matado. De esta manera se crea una columna hidrostática que ejerce una presión mayor a la de la formación productora, impidiendo el flujo de la misma y evitando aumentos repentinos de presión provenientes del yacimiento que pueden causar que los fluidos lleguen en forma violenta a la superficie convirtiéndose en un "reventón" incontrolable, en algunas ocasiones de trágicas consecuencias. El peso del "agua de matado" utilizada para controlar el pozo, no debe ser excesivo para evitar que el fluido invada la formación ocasionando daños que alteren o cambien las características del yacimiento.

Agua Salada. Actualmente es el fluido de uso común en la industria petrolera debido al menor daño que causa la formación, teniendo en cuenta el costo y el poder corrosivo.

Petróleo. Se considera que es el fluido de control más recomendable porque prácticamente no causa daño a la formación. La desventaja que presenta es que por sus características originan peligros de incendios o explosiones.

Lodos. Pueden ser a base agua o a base petróleo. Los últimos son los más favorables para el yacimiento porque su filtrado es petróleo y por tanto el daño de formación prácticamente no existe.

4.2 Selección del Fluido de Control

Es uno de los problemas más comunes en los trabajos de reacondicionamiento, pero si se dispone de la información necesaria el fluido de control se seleccionará conociendo la profundidad del intervalo disparado y las presiones de fondo que se pueden determinar mediante una prueba de pozos.

4.3 Circulación Directa

Para aplicarla es necesario abrir la camisa de circulación, integrante de la sarta de completación, estableciendo comunicación tubing-casing. La operación consiste en bombear el fluido de matado por la tubería de producción hasta la camisa, retornando por el espacio anular, desplazando hacia la piscina o al tanque en la locación el fluido original del pozo.

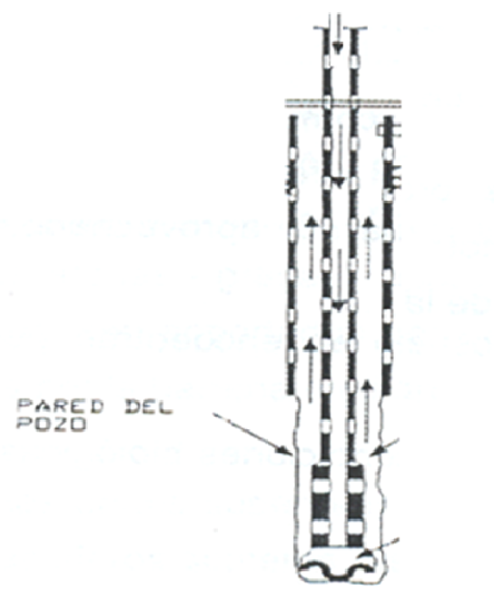


Diagrama de Circulacion Directa

4.4 Circulación Inversa

En la circulación inversa (llamada también reversa) el fluido de matado se bombea por el espacio anular circula por la camisa y retorna a superficie por la tubería de producción.

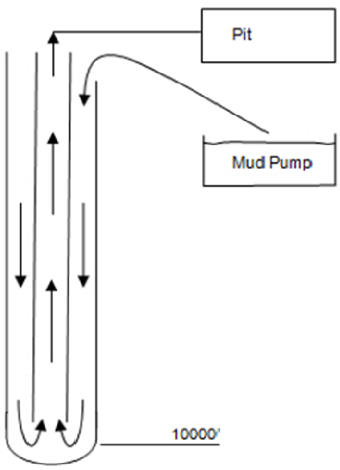


Diagrama de Circulación Inversa

5. Operaciones de Reacondicionamiento

El propósito es rehabilitar y/o mejorar las condiciones de flujo de los yacimientos, cuando han dejado de producir o la producción disminuye. Se clasifican en:

a).- Trabajos de estimulación
b).- Trabajos de reparación
c).- Trabajos mecánicos.

En ocasiones, un reacondicionamiento puede incluir dos o tres tipos, pudiendo ser ejecutados en cualquier orden.

5.1 Trabajos de Estimulación

Se define como el proceso mediante el cual se crea o se recupera un sistema de canales en la roca yacimiento para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

Acidificación: El principal propósito de un tratamiento ácido es disolver la roca, agrandando los canales porosos existentes y abriendo nuevos, en base a las reacciones químicas que se dan entre el acido y los elementos constitutivos de la matriz en la zona de interés.

Fluidos de Tratamiento: Los fluidos utilizados tienen que ver con la solubilidad del yacimiento. Los principales ácidos recomendados para la estimulación de pozos son: Clorhídrico, Fluorhídrico, Acético y Fórmico, por ser altamente efectivos. A continuación se presenta una breve descripción de los mismos.

Tabla 2. Fluidos de tratamiento

Tipo de Fluido	Fluido Específico	Daño que el fluido puede remover	Observaciones
Ácidos	HCL	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Usado en carbonatos y arenas con 20% o mas de calcita, o como precolchón para un tratamiento ácido con HF
	Ácido Acético	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Lo mismo que el HCL y en altas temperaturas
	Ácido Fórmico	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Lo mismo que el HCL y en altas temperaturas
	HF	Arcillas, Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Arenas (con HCL o ácido orgánico). Usado para limpieza de daño por lodo de perforción.
	HF generado in situ.	Arcillas, Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Posible penetración profunda, Solo en areniscas
Solventes	Solvente mutuo	Bloqueo por agua, emulsión, cambio de mojabilidad.	Usado con otros aditivos como surfactantes para mejorar la permeabilidad relativa al hidrocarburo
	Solvente aromático	Asfaltenos, parafinas, taponamiento por lubricantes	Usado con un agente de suspensión o con un antiasfalteno,
Agua	Agua caliente	Parafinas	Usado con agentes de suspensión

Fracturamiento Hidráulico: Es la técnica mediante el cual se crea una geometría de fractura (canal) en la formación aplicando una presión mayor a los esfuerzos mínimos de la formación y apuntalada con agente se soporte (apuntalante o grava) de tamaño especifico y alta conductividad con el propósito de apartar el daño de formación y aumentar el área de flujo.

Los beneficios del fracturamiento son:

Disminución del daño, Aumento de la Conductividad,

Mayor área de flujo, Mejoramiento de la producción.

5.2 Trabajos de Reparación

Implican cambios parciales o totales de las condiciones del intervalo productor: Incluyen operaciones de cementación forzada (squeeze), tapones balanceados, aislamiento de zonas indeseables y recañoneo de intervalos productores después de aislar zonas vecinas con agua y/o gas. También se pueden cañonear nuevos intervalos cuando se abandonan los originalmente producidos por algún tipo de problema que disminuye su tasa de flujo.

5.3 Trabajos Mecánicos

No se realizan directamente sobre la formación productora. Se ejecutan con o sin taladros de reacondicionamiento y por lo general el resultado es mejor producción. Algunos se realizan con cable (wireline).

Los trabajos mecánicos probablemente sean los más sencillos y de rápida ejecución. Con taladro se limitan principalmente al cambio de completación de un pozo cuando por necesidades de reparación, mal funcionamiento o malas condiciones, se tenga que cambiar totalmente el equipo de subsuelo de algún sistema de levantamiento artificial o parte de él, como bombas electrosumergibles, válvulas de gas lift y varillas para bombeo mecánico. También cuando se requiera cambiar parcial o totalmente la tubería de un pozo, reemplazar una empacadura o cualquier herramienta por mal funcionamiento.

6. Equipos, Materiales y Herramientas Requeridas

6.1 Unidad de Registros de Control de Cementación

En todo pozo después que ha sido revestido y cementado el casing de producción, es necesario verificar que exista una buena cementación primaria antes de disparar los intervalos productivos. Similar procedimiento se debe cumplir luego de un trabajo de reacondicionamiento en el cual se ha efectuado una cementación forzada (squeeze).

Para este fin se dispone del registro de control de cementación GR, CCL, CBL Y VDL.

6.2 Unidad de Bombeo Para Cementación

Cuando es necesario efectuar trabajos de cementación forzada y de estimulación a la formación aplicando generalmente altas presiones, se utilizan unidades de bombeo provistas equipo auxiliar y conexiones capaces de soportar dichas presiones y de registrarlas durante las operaciones mediante curvas diagramadas sobre un disco de papel que ayudan a evaluar los resultados del trabajo.

6.3 Retenedor de Cemento

Tiene aplicación en cementaciones forzadas, En el pozo se corre utilizando cable eléctrico o con tubería y se asienta sobre el intervalo problema. Permite insertar el Stinger, herramienta bajada en el extremo de la tubería de cementación. Cuando el retenedor se corre con tubería lleva insertado el stinger y el conjunto forma parte de una herramienta denominada “Setting tool”, que permite accionar mecánicamente al retenedor mediante rotación de la tubería de trabajo en superficie, para que se asiente a la profundidad programada y ejecutar la operación planificada.

6.4 Tapón Puente

También conocido como CIBP (Casing Irretrievable Bridge Plug).

Tiene aplicación permanente porque generalmente se utiliza para asilar un intervalo productor de agua. Para efectuar un determinado reacondicionamiento y se puede perforar en cualquier momento durante la vida del pozo. Son tapones metálicos que se asientan mecánicamente con tubería o eléctricamente mediante cable.

6.5 Herramientas de Pesca

Una operación de pesca es el conjunto de procedimientos realizados en un pozo, con el fin de remover o recuperar, tuberías, equipos y/o herramientas, denominadas pescado, que generalmente dificultan o impiden la producción de una zona, existiendo diferentes alternativas para solucionar un determinado problema.

La mayoría de herramientas empleadas, llamadas pescantes, están diseñadas para correrlas con tubería, operar con rotación, movimientos recíprocantes, o mediante una combinación de los mismos.

Los pescantes se clasifican de acuerdo a los siguientes grupos:

- De agarre externo.
- De agarre interno.
- Para herramientas y materiales sueltos.
- Para cable de acero.

A medida que el diámetro del pescado es más pequeño es menor la disponibilidad de pescantes.

6.6 Materiales Para Fluidos de Reacondicionamiento

Son los compuestos químicos utilizados como aditivos en los fluidos para operaciones de reacondicionamiento. Tienen aplicación principalmente en la preparación de agua salada para controlar el pozo (agua de matado), en la elaboración de la lechada para trabajos de cementación y en tratamientos de estimulación.

7 Problemas Presentados en el Pozo JDD – 01

7.1 Pozo JDD ESPOL – 01

El pozo, fue completado el 4 de Septiembre de 1998, fecha en que inició su producción y hasta Marzo del 2006 se han efectuado 5 reacondicionamientos, cuyo análisis es el siguiente:

<u>INTERVALOS PERFORADOS</u>:
ARENA “T” 9956-9960’ (4’) 2 DPP SQZ
ARENA “H” 10034’- 10050’ (16’) 5DPP
10094’-10098’ (4’) 2 DPP SQZ

La tabal 3, presenta los resultados de las pruebas iníciales

NUMERO DE PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM
1	31/08/1998	H	B.H	595	33	N.R	28.5	N.R	N.R

Se debe tener presente que en prácticas de campo el proceso de pruebas iníciales y completación de un pozo, se reconoce como el reacondicionamiento número 1.

W.O. No. 02

Fecha: 16 de Diciembre de 1998
Objetivo: Cambiar Completación por Bomba Atascada

con Escala.

Procedimiento Aplicado

- Taladro inicia operaciones el 11 de Diciembre de 1998. Controlan el pozo, retiran cabezal, arman el BOP y sacan completación. La bomba de pistón sale atascada por presencia de escala.
- Bajan broca y raspa tubos hasta 10100', circulan y sacan la sarta de trabajo.
- inyectan 500 glns. de HCl al 15% a la arena Hollin; tasa 0.5 BPM; Pi= 2840 psi; Pf = 100 psi.
- Recuperan ácido y evalúan hollín: Pi = 3500 psi; Bls / día = 1512; BSW = 0.6%; TR (Total recuperado)= 540 Bls; BFPD = 960; BSW formación =20%; TI 14 Horas.
- Bajan completación para bombeo hidráulico con cavidad de 3 ½, asientan empacaduras y realizan pruebas de admisión a Hollín.
- Prueban 6 horas a la estación: BFPD = 1008; BSW= 100%; TR = 254 Bls.
- Finalizan operaciones el 16 de Diciembre de 1998.

Tabla 4 Resultados de Pruebas de Producción

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PFT	PFM
ANTES	05-12-98	H	PPH	174	31.3		29.3	67	
DESPUES	19-12-98	H	PPH	694	26.2		29	80	

Comentario: El reacondicionamiento fue exitoso porque la producción se incrementó 520 BPPD, al pasar de 174 a 694 BPPD.

En el **Workover 03** Cambio de Completación por Bomba Atascada con Escala.

En donde el trabajo fue exitoso, se incrementa producción en 651 BPPD.

Luego se realiza el **Workover 04** Cambiando Completación por Bomba Hidráulica no Recuperable, ni con Pesca.

Trabajo exitoso, se mantiene producción por problemas de escala, el mismo proceso ocurrió en el **Workover 05.**

Finalmente en el **Workover 06** el objetivo es cambiar la completación por bomba atascada, el procedimiento aplicado en este trabajo es similar a los dos anteriores, y la tabla 7 permite visualizar el resultado del reacondicionamiento.

Tabla 7 Resultado de cambio de completación.

PRUEBA	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	RGP	API	PC
ANTES	BOMBA	ATASCADA						
DESPUES	12-06-08	H	PPH	396	52		29.3	72

Comentario: Trabajo exitoso. Se recupera producción.

El diagrama de completación después del reacondicionamiento número 6 se muestra a continuación.

Resultado: Luego del cambio de completación, el diagrama de la misma se presenta a continuación, se debe recordar, que la fecha del último workover debe estar descrita, en la parte superior derecha del diagrama de completación.

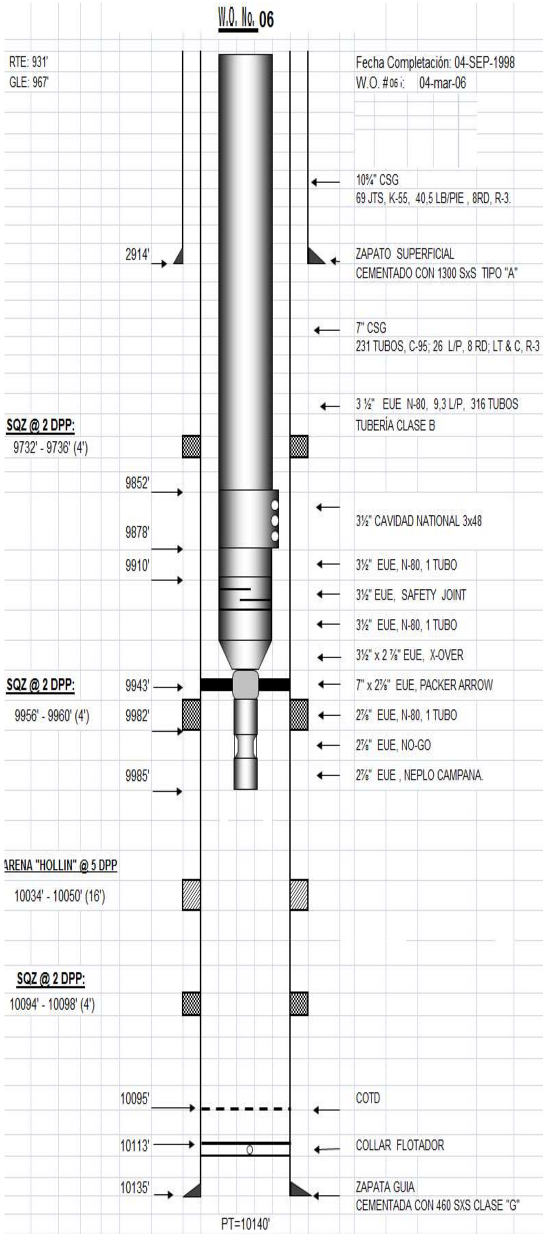


Diagrama de Cambio Completación

8. Conclusiones

Las técnicas de reacondicionamiento de pozos, es una de las prácticas operativas más comunes en la industria petrolera porque permiten recuperar mantener e inclusive incrementar la producción de petróleo de un pozo, aplicando diferentes procesos operativos.

El pozo JDD-01, el problema de escala (carbonatos) se repite constantemente. La solución es aplicar, mediante un reacondicionamiento dado, procedimientos mecánicos y/o ejecutar tratamientos anti-incrustantes en una formación.

Para ejecutar un reacondicionamiento es importante disponer de toda la información adecuada y útil de cada yacimiento y del pozo.

Para seleccionar una determinada técnica de reacondicionamiento se debe considerar todas las alternativas y procedimientos operativos disponibles, dentro de criterios seguros y rentables.

Un buen tratamiento de estimulación de formaciones, acidificación o fracturamiento, permiten restaurar y/o mejorar las tasas de producción.

8. Agradecimientos

Gracias a Dios por brindar la compañía, sabiduría, fuerza y apoyo de nuestros padres, hermanos, toda la familia, a nuestros amigos, para todos ellos la gratitud es eterna, su ayuda y recuerdo es invaluable e imborrable. Gracias a la ESPOL sus autoridades, profesores y trabajadores.

8. Referencias

[1] Quiroga Klever, Pruebas, Completaciones y Reacondicionamiento de Pozos Petroleros, Quito 10 de Abril de 1991 Segunda Edición.

[2] http://www.serviciosgdp.com/cursos/ver/603.pdf.

[3] http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/431/1/CD-0411.pdf

[4] http://www.petroleo.com/magazine/PIOCT2010.pdf.

[5] http://issuu.com/biliovirtual/docs/prevencion-de-reventones-y-control-de-pozos.

[6] http://www.patentesonline.com.ve/patente.pesquisar.do?pesquisa=fluidos%20de%20reacondicionamiento (fluidos).

[7] http://www.formatebrines.com/Portals/2/Brochures/Cabot_SF_main_Spanish.pdf.

[8] http://www.scribd.com/doc/33519632/MANUAL-TEORICO-PRACTICO-DE-INGENIERIA-DECOMPLETACION.

[9] http://www.scribd.com/doc/39895990/ANAL

[10] ISIS-DE-REGISTROS-DE-CEMENTACION#.

[11] Reportes de Operación de Petroecuador y Petroamazonas.

[12] Apuntes del Ing. Kléver Malavé.