ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS DE LOS PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADAS EN POZOS PETROLEROS DEL DISTRITO AMAZÓNICO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN PETRÓLEOS

MONICA ALEXANDRA QUISNANCELA ORTIZ
monicalexxa_16@hotmail.com

DIRECTOR: ING. SANTIAGO RAÚL CARRILLO BRITO
sanbluespot_fae@hotmail.com

Quito, Febrero 2014

DECLARACIÓN

Yo, Mónica Alexandra Quisnancela Ortiz, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____

MONICA ALEXANDRA
QUISNANCELA ORTIZ

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mónica Alexandra Quisnancela Ortiz, bajo mi supervisión.

_____

Ing. Santiago Carrillo
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Gracias Dios y a la Virgencita del Quinche, por cada petición escuchada y las bendiciones recibidas.

Gracias a mi mami Laura y a mi papi Mario, por ser mi cimiento y soporte de vida, infinitas gracias por el apoyo incondicional.

Gracias a mis ñaños Joselyn y Washington, por la admiración y alegría que me brindan cada día. Gracias por ser mi inspiración.

Gracias a mis compañeros, amigos y próximamente colegas. Cada anécdota y momento vivido dejaron huella en mi vida. Divis no los olvidaré nunca.

Gracias a mi cómplice, Oscar. Por sus ocurrencias.

Gracias al Ingeniero Santiago Carrillo, por la ayuda desinteresada, por los consejos, por toda paciencia y sobre todo Gracias por su amistad.

Gracias a la Escuela Politécnica Nacional, en especial a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, por educarme con los mejor maestros y entre excelentes personas.

Gracias al GRUPO PETROTECH en especial al personal de la empresa PETRINCOM S.A, por abrirme las puertas y brindarme todas las facilidades necesarias para culminar este proyecto; al Ingeniero Carlos Román gracias por su total apoyo.

DEDICATORIA

A mis Papis y mis hermanos, este logro más que mío es suyo.
La espera valió la pena.

A mis tíos, Geovanny, Fanny, Elsa, Edison, Carolina.
Ustedes lo deseaban tanto como yo.

A mis abuelitos, Carlos, Gerardo, Piedad y Delia.
Ya no es un sueño.

¡Lo logré!

CONTENIDO

DECLARACIÓN II

CERTIFICACIÓN III

AGRADECIMIENTOS IV

DEDICATORIA V

SIMBOLOGÍA XVIII

RESUMEN XIX

PRESENTACIÓN XX

CAPÍTULO 1 1

DESCRIPCIÓN DEL REACONDICIONAMIENTO DE POZOS 1

1.1 INTRODUCCIÓN 1

1.2 DEFINICIÓN DE REACONDICIONAMIENTO 2

1.3 RAZONES PARA EFECTUAR OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO 2

1.3.1 REPARAR O SUSTITUIR EQUIPOS DAÑADOS 4

1.3.2 REPARAR DAÑOS NATURALES DENTRO DEL POZO 6

1.3.2.1 Daño de formación cercano al pozo 6

1.3.2.2 Producción de arena 7

1.3.2.3 Producción excesiva de gas 8

1.3.2.4 Aumento del Corte de agua 8

1.3.3 AISLAMIENTO PARA PONER OTRA ZONA A PRODUCIR 9

1.3.3.1 Aislamiento mecánico 9

1.3.3.2 Aislamiento por tapón de cemento 9

1.3.4 AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE UNA ZONA EXISTENTE 10

1.3.4.1 Estimulación ácida 11

1.3.4.2 Cementación forzada o squeeze 12

1.3.4.3 Repunzonar 13

1.3.4.4 Fracturamiento Hidráulico 14

1.3.5 ABANDONO DE POZOS 15
1.3.6 CIERRE DE POZO 15

CAPÍTULO 2 16

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO PARA REACONDICIONAMIENTO DE POZOS. 16

2.1 TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO 16

2.1.1 FUNCIONES 18
2.1.2 SISTEMAS COMPONENTES DEL TALADRO 18
2.1.2.1 Sistema de Soporte Estructural 18
2.1.2.1.1 Subestructura o mesa de trabajo 18
2.1.2.1.2 Mástil – torre - estructura 19
2.1.2.1.3 Sistema de Winche 19
2.1.2.1.4 Plataforma del encuellador 20
2.1.2.2 Sistema de Elevación 20
2.1.2.2.1 Malacate 21
2.1.2.2.2 Bloque corona 21
2.1.2.2.3 Bloque viajero 22
2.1.2.2.3.1 Gancho de Varillas 23
2.1.2.2.3.2 Elevadores 23
2.1.2.2.4 Línea o cable de perforación 23
2.1.2.3 Sistema Rotatorio 24
2.1.2.3.1 Unión giratoria o Power Swivel 24
2.1.2.4 Sistema de circulación 25
2.1.2.4.1 Bombas de lodo 25
2.1.2.4.1.1 Descarga de las bombas 25
2.1.2.4.2 Manifold 26
2.1.2.4.3 Tanque de lodos 27
2.1.2.4.4 Zaranda 28
2.1.2.4.5 Tanques 28
2.1.2.5 Sistema de Generación Eléctrica 29
2.1.2.6 Sistema de Prevención de Reventones 29
2.1.2.6.1 BOP (Blow Out Preventer) 29
2.1.2.6.1.1 Configuraciones de BOP 30
2.1.2.6.1.2 Preventores Tipo Anulares 32
2.1.2.6.1.3 Preventores Tipo Ariete - Ram 33
2.1.2.6.1.4 Válvulas de seguridad 34
2.1.2.6.1.4.1 Válvulas de seguridad de apertura total 34
2.1.2.6.1.4.2 Válvulas de contra presión o BPV (Back Pressure Valve) 34
2.1.2.6.1.5 Válvula HCR 35
2.1.2.6.1.6 Líneas de alta presión 35
2.1.2.6.1.7 Uniones de golpe 36

2.1.2.6.1.8 Juntas giratorias chicksan 37
2.1.2.6.1.9 Estranguladores 37
2.1.2.6.1.10 Acumuladores 38
2.1.2.6.1.10.1 Volumen utilizable 40
2.1.2.6.1.10.2 Tiempo de operación de los acumuladores 42
2.1.2.6.1.10.3 Sistema de Bombas 42
2.2 EQUIPOS PARA CORRER DIFERETES TIPOS DE BHA 43
2.2.1 COMPONENTES NECESARIOS DE LOS BHA COMUNMENTE ARMADOS EN LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO 44
2.2.1.1 Drill Pipe (Tubería de Perforación) 44
2.2.1.2 Tubing (Tubería de Producción) 44
2.2.1.3 Drill collar 45
2.2.1.4 Cross Overs y Bit Subs 45
2.2.1.5 Broca 46
2.2.1.6 Raspador de Tubería (SCRAPPER) 46
2.2.1.7 Canasta recuperadora (JUNK BASKET o JUNK SUB) 47
2.2.1.8 Junk Mill 47
2.2.1.9 Releasing Spear 48
2.2.1.10 Taper tap 48
2.2.1.11 Over shot 49
2.2.1.12 Die collar 50
2.2.1.13 Arpón 50
2.2.1.14 Magneto 51

CAPÍTULO 3 52

TÉCNICAS DE CONTROL DE POZOS 52

3.1 INTRODUCCIÓN 52

3.2 INFLUJO 53

3.2.1 CAUSAS 53
3.2.1.1 Formación con Presiones Anormales 53
3.2.1.2 Fluido de densidad insuficiente 54
3.2.1.3 Pérdida de Circulación 54
3.2.1.4 No mantener el pozo lleno durante los viajes 55
3.2.1.5 Swabbing 55
3.2.1.6 Packers desasentados 56

3.2.1.7 Disparos 56
3.2.1.8 Pesca 56
3.2.1.9 Limpieza de llenado del hueco 57
3.2.2 SEÑALES DE INFLUJO 57
3.2.2.1 Aumento de flujo sin aumento de la rata de bombeo 57
3.2.2.2 Aumento en el nivel de los tanques 57
3.2.2.3 El pozo fluye con las bombas apagadas 58
3.2.2.4 Llenado inadecuado durante los viajes 58
3.2.2.5 Pozo fluye cuando la tubería esta estática 58
3.3 CIERRE DE POZOS 58
3.3.1 Cierre Blando 59
3.3.2 Cierre Duro 59
3.3.2.1 Tubería al fondo 60
3.3.2.2 Durante viajes (bajar o sacar tubería) 61
3.4 TÉCNICAS DE CONTROL DE POZOS - WELL CONTROL 62
3.4.1 FLUIDO DE CONTROL 62
3.4.2 MÉTODO DEL PERFORADOR 65
3.4.3 MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR 69
3.4.4 MÉTODOS DE CIRCULACIÓN DIRECTA 71
3.4.5 MÉTODO DE CIRCULACIÓN INVERSA 73
3.4.6 TÉCNICA DE BULLHEADING (FORZAMIENTO) 75
3.4.7 MÉTODO VOLUMÉTRICO 78
3.4.8 LUBRICAR Y DRENAR 79
3.5 COMPLICACIONES DURANTE EL CONTROL DE POZOS 83
3.5.1 PRESIONES DE CIERRE 83
3.5.2 FISURAS O DAÑOS EN LA TUBERÍA 83
3.5.3 PÉRDIDA TOTAL DE CIRCULACIÓN 84
3.5.4 PRESIONES ATRAPADAS 85
3.5.5 SARTA TAPONADA 85
3.5.6 PROBLEMAS DURANTE LA CIRCULACIÓN 85

CAPÍTULO 4 86

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS REPORTES DEL CONTROL DE POZOS EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PETROLEROS 86

4.1 INTRODUCCIÓN 86

4.2 RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN 87

4.3 SELECCIÓN DE POZOS 98

4.4 PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS 99

4.4.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA UN PLAN DE EMERGENCIA PARA CONTROL DE INFLUJOS 99

4.4.1.1 Introducción 99

4.4.1.2 Objetivo 100

4.4.1.3 Alcance 101

4.4.1.4 Responsables 101

4.4.1.5 Descripción del Procedimiento del Plan de Emergencia para Control de Influjos 101

4.4.1.5.1 Flujograma para el Plan de Emergencia para Control de Influjos 103

4.4.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL CONTROL INICIAL DE UN POZO A SER REACONDICIONADO 105

4.4.2.1 Introducción 105

4.4.2.2 Objetivo 105

4.4.2.3 Alcance 105

4.4.2.4 Responsables 106

4.4.2.5 Descripción del Procedimiento para el Control Inicial de un Pozo a ser Reacondicionado 106

4.4.2.5.1 Flujograma para el Control Inicial de un pozo que va a ser reacondicionado 109

4.4.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES 111

4.4.3.1 Introducción 111

4.4.3.2 Objetivo 112

4.4.3.3 Alcance 112

4.4.3.4 Responsables 112

4.4.3.5 Descripción del Procedimiento realizar la Prueba de Funcionamiento del Acumulador 112

4.4.3.5.1 Flujograma para realizar Prueba de Funcionamiento del Acumulador 113

4.4.3.6 Descripción del Procedimiento realizar la Prueba de Funcionamiento del BOP. 114

4.4.3.7 Consideraciones Generales..... 115
4.4.3.7.1 Flujograma para realizar Prueba de Funcionamiento del BOP.....116
4.4.4 FORMATOS PROPUESTOS.....117

CAPÍTULO 5.....119

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 119

5.1 CONCLUSIONES.....119

5.2 RECOMENDACIONES 121

GLOSARIO DE TERMINOS MENCIONADOS.....123

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....128

ANEXOS 130

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA NO. 1 PROBLEMAS COMUNES EN EQUIPOS DE FONDO SEGÚN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. 5

TABLA NO. 2 PRESIONES DE PRECARGA DE ACUMULADORES.....38

TABLA NO. 3 GALONAJE DE CIERRE O APERTURA DE BOP 7 1/16”X5000 PSI 39

TABLA NO. 4 GALONAJE DE CIERRE O APERTURA DE BOP 11” X 5000 PSI ...39

TABLA NO. 5 INFORMACIÓN DE ACUMULADORES RIG – 04.....39

TABLA NO. 6 TIEMPO DE REACCIÓN DE BOP.....42

TABLA NO. 7 DENSIDAD DE SALMUERAS 63

TABLA NO. 8 TÉCNICAS DE CONTROL DE POZOS – REACONDICIONAMIENTO 81

TABLA NO. 9 TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADOS POR EL RIG – 04.....88

TABLA NO. 10 FACTORES DEL FLUIDO UTILIZADO EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO. 95

TABLA NO. 11 HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS UTIZADAS.....97

TABLA NO. 12 PROCEDIMIENTO DEL PLAN DE EMERGENCIA PARA CONTROL DE INFLUJOS.....101

TABLA NO. 13 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL CONTROL INICIAL DE UN POZO A SER REACONDICIONADO.....106

TABLA NO. 14 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL ACUMULADOR. 113

TABLA NO. 15 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL BOP CON TEST PLUG 116

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA No. 1 ESTIMULACIÓN ÁCIDA. 11

FIGURA No. 2 CEMENTACIÓN FORZADA - SQUEEZE 12

FIGURA No. 3 REPUNZONAR 13

FIGURA No. 4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 14

FIGURA No. 5 CONFIGURACIÓN DEL BOP 31

FIGURA No. 6 PREVENTOR ANULAR 32

FIGURA No. 7 TIPOS DE ARIETES - RAM 34

FIGURA No. 8 DIAGRAMA INTERIOR DE OVERSHOT 49

FIGURA No. 9 DIAGRAMA INTERIOR DE DIE COLLAR 50

FIGURA No. 10 CIERRE DURO CON TUBERÍA AL FONDO 61

FIGURA No. 11 CIERRE DURO MIENTRAS SE SACA TUBERÍA 62

FIGURA No. 12 MÉTODO DEL PERFORADOR – PRIMERA CIRCULACIÓN 65

FIGURA No. 13 MÉTODO DEL PERFORADOR – SEGUNDA CIRCULACIÓN 67

FIGURA No. 14 MÉTODO DEL INGENIERO 70

FIGURA No. 15 CIRCULACIÓN DIRECTA 72

FIGURA No. 16 CIRCULACIÓN INVERSA 74

FIGURA No. 17 TÉCNICA DE BULLHEADING 76

FIGURA No. 18 REPRESENTACIONES DEL FLUJOGRAMA 103

FIGURA No. 19 FLUJOGRAMA PLAN DE EMERGENCIA paRA CONTROL DE INFLUJOS 104

FIGURA No. 20 FLUJOGRAMA CONTROL INICIAL DE UN POZO A SER REACONDICIONADO 110

FIGURA No. 21 FLUJOGRAMA PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL ACUMULADOR. 114

FIGURA No. 22 UBICACIÓN DEL TEST PLUG Y TEST cup 115

FIGURA No. 23 FLUJOGRAMA PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL BOP. 117

ÍNDICE DE FOTOGRAFÍAS

FOTOGRAFÍA No. 1 TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG – 04..... 17

FOTOGRAFÍA No. 2 TORRE O MÁSTIL..... 19

FOTOGRAFÍA No. 3 PLATAFORMA DEL ENCUELLADOR..... 20

FOTOGRAFÍA No. 4 MALACATE..... 21

FOTOGRAFÍA No. 5 BLOQUE CORONA..... 22

FOTOGRAFÍA No. 6 BLOQUE VIAJERO..... 22

FOTOGRAFÍA No. 7 ELEVADORES DE TUBERÍA..... 23

FOTOGRAFÍA No. 8 POWER SWIVEL..... 24

FOTOGRAFÍA No. 9 UNIDAD DE BOMBEO..... 26

FOTOGRAFÍA No. 10 MANIFOLD..... 27

FOTOGRAFÍA No. 11 TANQUE DE LODOS..... 27

FOTOGRAFÍA No. 12 TANQUE ZARANDA..... 28

FOTOGRAFÍA No. 13 TANQUES..... 29

FOTOGRAFÍA No. 14 CONFIGURACIONES DE BOP DEL RIG – 04..... 31

FOTOGRAFÍA No. 15 VÁLVULA DE SEGURIDAD..... 34

FOTOGRAFÍA No. 16 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN..... 36

FOTOGRAFÍA No. 17 UNIONES DE GOLPE..... 36

FOTOGRAFÍA No. 18 CHIKSAN..... 37

FOTOGRAFÍA No. 19 ACUMULADORES..... 38

FOTOGRAFÍA No. 20 BOMBA DEL SISTEMA PREVENTOR DE REVENTONES.. 43

FOTOGRAFÍA No. 21 CROSS OVER..... 45

FOTOGRAFÍA No. 22 SCRAPPER..... 46

FOTOGRAFÍA No. 23 JUNK BASKET o JUNK SUB..... 47

FOTOGRAFÍA No. 24 JUNK MILL..... 47

FOTOGRAFÍA No. 25 REALISING SPEAR..... 48

FOTOGRAFÍA No. 26 TAPER TAP 48

FOTOGRAFÍA No. 27 OVER SHOT 49

FOTOGRAFÍA No. 28 DIE COLLAR 50

FOTOGRAFÍA No. 29 ARPÓN 51

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO NO. 1 131

TABLAS PARA LA MEZCLA DE SALMUERAS 131

ANEXO No. 1.1 SALMUERA DE CLORURO DE SODIO (NaCl) 132
ANEXO No. 1.2 SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO (KCl) 133
ANEXO No. 1.3 SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO (CaCl2) 134
ANEXO No. 1.4. SALMUERA DE CLORURO DE SODIO/CLORURO DE CALCIO 135

ANEXO NO. 2 136

ESPECIFICACIONES DE CASING, DRILL COLLAR, DRILL PIPE Y TUBING..... 136

ANEXO No. 2.1 ESPECIFICACIONES DEL CASING 137
ANEXO No. 2.2 ESPECIFICACIONES DEL TUBING 139
ANEXO No. 2.3 ESPECIFICACIONES DE DRILL COLLAR 140
ANEXO No. 2.4 ESPECIFICACIONES DE DRILL PIPE 141

ANEXO NO. 3 142

FORMATOS PARA EL CONTROL DE POZOS 142

ANEXO No. 3.1 HOJA DE MATADO 143
ANEXO No. 3.2 BULLHEADING 144
ANEXO No. 3.3 CIRCULACIÓN DIRECTA - LARGA 145
ANEXO No. 3.4 CIRCULACIÓN INVERSA – CORTA 146
ANEXO No. 3.5 VOLUMÉTRICO 147
ANEXO No. 3.6 LUBRICAR Y DRENAR 148
ANEXO No. 3.7 PRUEBA DEL BOP 149
ANEXO No. 3.8 PRUEBA DEL ACUMULADOR 150
ANEXO No. 3.9 SIMULACRO DE INFLUJO 151

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
BHP	(Bottom Hole Pressure) - Presión de Fondo
Bls	Barriles
FCP	(Final Circulating Pressure) - Presión Final de Circulación
FRP	Presión Final de Reversa
Ft	Pies
Gls	Galones
HP	(Hydrostatic Pressure) - Presión Hidrostática
ICP	(Final Circulating Pressure) - Presión Inicial de Circulación
IRP	(Initial Reverse Pressure) - Presión Inicial de Reversa
RCP	(Reduced Circulating Pressure) - Presión Reducida de circulación
KWM	(Kill Weight Mud) - Peso de Fluido para Matar el Pozo.
Lbs	Libras
Lpg	Libras por galón
MW	(Mud Weight) - Peso de Fluido
Psi	(Pounds Per Square Inch) - Libra por pulgada cuadrada
SICP	(Shut – In Casing Pressure) - Presión de Cierre del Casing
SITP	(Shut – In Tubing Pressure) - Presión de Cierre del Tubing
TVD	(True Vertical Depht) - Profundidad Vertical Verdadera

RESUMEN

En el primer capítulo del presente proyecto se describe las razones para realizar una operación de reacondicionamiento. En base a estas razones, se desarrolló un análisis estadístico de cada una de las operaciones de reacondicionamiento realizadas por el Taladro de Reacondicionamiento Rig – 04 durante el periodo de análisis del presente proyecto.

En el segundo capítulo, se describe los sistemas y equipos de un Taladro de Reacondicionamiento, haciendo énfasis en la descripción del Sistema de Prevención de Reventones; y, mediante la aplicación de las normas API involucradas en el Control de Pozos se analiza el cumplimiento operativo de los equipos. También se describen las herramientas y equipos comúnmente utilizados en las operaciones de reacondicionamiento.

En el tercer capítulo, se trata sobre las Técnicas de Control de Pozos, definiendo causas y señales de los influjos, tipos de cierre. Se detalla cada Método de Control de Pozos recomendando un procedimiento para su ejecución. También se definen las complicaciones que se desarrollan durante el Control de Influjos.

En el cuarto capítulo, se recopila y analiza los Historiales, programas y reportes diarios internos de reacondicionamiento, informes finales de operaciones especiales, informes de simulacros de arremetidas y el Procedimiento de alquiler de taladros de reacondicionamiento del SIG de GRUPO PETROTECH. Para identificar parámetros relevantes que aclaren los puntos débiles sobre los cuales se propondrá una estrategia de mejoramiento en el procedimiento de control de pozos mediante la implementación de formatos que son propuestos en las Técnicas de Control de pozos.

En el capítulo final, se llega a una serie de conclusiones y recomendaciones que son producto del análisis de la recopilación de la información y la aplicación de las Normas en cuanto al Control de Pozos en las Operaciones de Reacondicionamiento.

PRESENTACIÓN

En el año 2012, inició operaciones el Taladro de Reacondicionamiento RIG – 04 perteneciente al GRUPO PETROTECH. Enfocados en la mejora continua en cuanto a procedimientos operativos, se decide realizar un análisis de los Procedimientos de Control de Pozos para reforzar puntos débiles en el Sistema Integrado de Gestión, para ello se toma como referente de análisis las operaciones de reacondicionamiento recientemente intervenidas.

En el análisis se plantearon todos los pozos intervenidos dentro del periodo de estudio; indistintamente del campo en el cual fue ejecutada la operación de reacondicionamiento. Se debe recordar que los Procedimientos Operativos son estandarizados pero enfocados en un equipo específico.

Durante las operaciones de intervención de Pozos de petróleo o gas se pueden presentar problemas relacionados con el flujo de fluidos desde la formación hacia el pozo y en el peor de los casos hacia superficie, es así que la industria se ha enfocado en minimizar estos eventos inesperados mediante la prevención de reventones. Es así que se planteó la propuesta debido a la demanda de Seguridad Operacional que abarcando personal, medioambiente y equipos.

El presente análisis se enfoca en platear procedimientos de Control de Influjos mediante las Técnicas de Well Control que son mandatorias con relación a la normativa API. De igual forma se pretende facilitar el uso de formatos de uso convencional que permitirán llevar un mejor control de la información involucrada con el Control de pozos.

Finalmente se concluye que el Procedimiento actual de Matado de Pozos del Sistema Integrado de Gestión (SIG) de GRUPO PETROTECH, es más teórico que práctico – operativo. Sin embargo, esto no ha influenciado en la intervención de las operaciones de reacondicionamiento ejecutadas y mucho menos en la producción de los pozos intervenidos.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Históricamente el reacondicionamiento de pozos tuvo sus inicios después de la perforación y producción de los primeros pozos petroleros.

Cronológicamente en el Ecuador se dio a partir de la perforación del primer pozo el ANCÓN 1, en la Península de Santa Elena, evento que marcó el inicio de la explotación petrolera en el país. Lógicamente las operaciones de reacondicionamiento también tuvieron su inicio, de forma elemental debido a la falta de información de los problemas que se iban originando.

Un trabajo de reacondicionamiento propiamente dicho, fue una fractura hidráulica, que se dio en el año de 1947 en un campo de gas de Houston al oeste de Kansas, marcando el inicio del desarrollo de técnicas y equipos más eficientes e impulsando una amplia aplicación de métodos de estimulación de pozos. En el Ecuador, posterior al exitoso encuentro del pozo LAGO AGRIO 1, se dio inicio a una nueva etapa petrolera, nuevas perforaciones exploratorias y reacondicionamientos para el mantenimiento o incremento de la producción de los pozos existentes.[1]

[1] (Córdova Loaiza, 2004).

1.2 DEFINICIÓN DE REACONDICIONAMIENTO

El término reacondicionamiento, también conocido como “rehabilitación”, “reparación” o simplemente “ Workover ”, expresión en inglés, se refiere a una variedad de operaciones realizada después de la Completación y pruebas iniciales en un pozo, utilizando equipos de reacondicionamiento u otros equipos que hacen referencia a trabajos de reacondicionamiento sin torre, a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad.

1.3 RAZONES PARA EFECTUAR OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO

Durante la vida de un pozo se suscitan diferentes razones que disminuyen la producción de un pozo, por ello se analizan la causa raíz y se plantean programas de reacondicionamiento para cumplir los objetivos ya antes mencionados.

Mientras se ejecuta el programa de reacondicionamiento, podrían presentarse varias complicaciones que darían paso a nuevas operaciones de reacondicionamiento que requerirán de uno o varios programas alternos o a su vez la toma de decisiones inmediatas para garantizar el cumplimiento del trabajo. Es así que aún las operaciones alternas pueden ser peligrosas y riesgosas.

Existen diferentes razones que justifican un trabajo de reacondicionamiento, las mismas que se agrupan en las siguientes categorías a mencionar:

1. Reparar o sustituir equipos dañados.
2. Reparar daños naturales dentro del pozo.
   - 2.1 Daño de formación cercano al pozo.
   - 2.2 Producción de arena.
   - 2.3 Producción excesiva de gas.
   - 2.4 Aumento del corte de agua
3. Aislamiento para poner otra zona a producir.

3.1 Aislamiento mecánico.

3.2 Tapón balanceado.

4. Aumentar la producción de una zona existente.

4.1 Estimulación ácida.

4.2 Cementación forzada o squeeze.

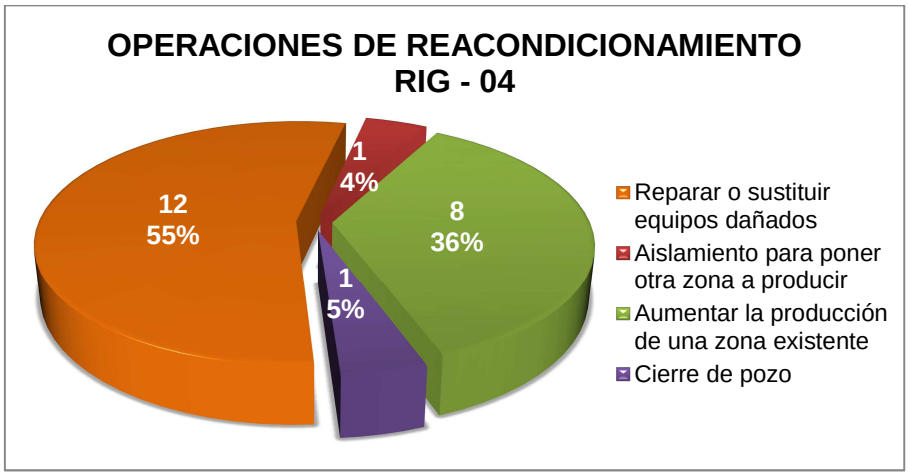
4.3 Repunzonamiento.

4.4 Fracturamiento.

5. Abandono de pozos
6. Cierre de pozo

En el **GRÁFICO No.1** se observa en base a la clasificación antes mencionada las operaciones realizadas por el Rig – 04 y el porcentaje en cada clasificación, es así que de GRUPO PETROTECH las mismas que se ejecutaron en diferentes campos[2].

GRÁFICO No. 1 OPERACIONES DE REACONDICIONAMENTO RIG – 04.

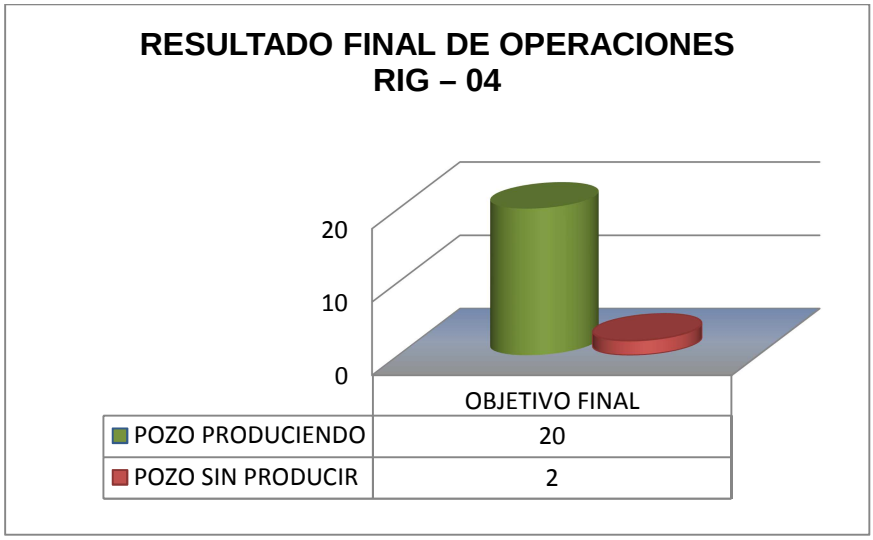


Fuente: Reportes Diarios Internos de Trabajos de Reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

El resultado final de los trabajos de reacondicionamiento se muestra en el **GRÁFICO No. 2**, el que muestra que el 90% de las operaciones ejecutadas fueron exitosas es decir, al término de las operaciones los pozos quedaron produciendo.

[2] El análisis está enfocado en el desarrollo de las operaciones independientemente del campo en el cual se haya ejecutado dicho trabajo.

GRÁFICO No. 2 RESULTADO FINAL OPERACIONES RIG – 04.



Fuente: Reportes Diarios Internos de Trabajos de Reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

1.3.1 REPARAR O SUSTITUIR EQUIPOS DAÑADOS

Los problemas en los equipos de subsuelo pueden manifestarse por adversos factores como: erosión, reacciones químicas, temperaturas, mal funcionamiento, desgaste normal de los equipos o corrosión acelerados por presencia de parafina, incrustaciones, arena, agua, y/o gas, además por la acción de los químicos empleados en tratamientos de estimulación y reparación de pozos.

Con el uso de un taladro de reacondicionamiento los trabajos mecánicos son más sencillos y de rápida ejecución, principalmente el cambio total del equipo de levantamiento artificial, los mismos que durante la vida productiva del pozo se deteriora o fallan, siendo esta la causa más común para realizar un trabajo de reacondicionamiento.

En la **TABLA No. 1** se presenta los problemas más comunes que se presentan en cada tipo de levantamiento artificial.

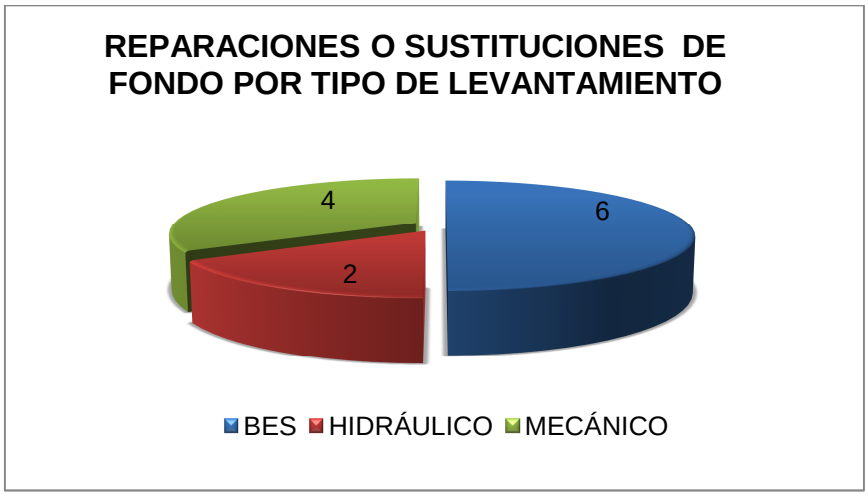
TABLA No. 1 PROBLEMAS COMUNES EN EQUIPOS DE FONDO SEGÚN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	PROBLEMA
BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	Reparar o sustituir el equipo BES defectuoso. Así también redimensionar equipo BES y cables eléctricos conexos.
BOMBEO MECÁNICO	Reparación y/o substitución de la bomba en el extremo de la sarta de las varillas de succión o de la sarta misma por desgaste de trabajo, ensuciamiento con arena o bloqueo por presión.
BOMBEO HIDRÁULICO	Recuperar la bomba a través de la tubería de producción para su reparación o substitución. En algunos casos, se debe limpiar primero la tubería de producción (pickling), pues la acumulación de incrustaciones o parafinas puede obstaculizar el paso de la bomba por decantación sobre esta y taponarla, lo que dificultaría su recuperación al reversarla o pescarla
GAS LIFT	Utilizando cable, recuperar y reparar o sustituir las válvulas de levantamiento por gas que hayan perdido su funcionalidad, es decir que las válvulas dañadas pueden permitir el paso del gas directamente a través de ellas sin restricciones, al perderse su precarga interna o porque las piezas elásticas han perdido su flexibilidad.

Fuente: Manual de Control de Pozos en Operaciones de Workover - SLB
Elaborado por: Mónica Quisnancela

En el **GRÁFICO No. 3** se puede evidenciar que del total de 22 operaciones de reacondicionamiento realizado por el Rig – 04 entre junio 2012 y marzo 2013, en base al tipo de levantamiento artificial y el número de intervenciones realizadas, existe mayor cambio parcial o total en el sistema de levantamiento de Bombeo Electro Sumergible, por las razones antes mencionadas en la **TABLA No. 1**.

GRÁFICO No. 3 REPARACIONES O SUSTITUCIONES DE EQUIPOS DE FONDO.



Fuente: Reportes Diarios Internos de Trabajos de Reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

Todo trabajo de reacondicionamiento para ser llevado a cabo debe: Cumplir con las normas API correspondiente al área de trabajo, Regulaciones de Seguridad, e Impacto Ambiental y disponer de un programa de mantenimiento preventivo de todos los equipos y herramientas que están inmersos en la operación, para reducir las pérdidas de tiempo que se ocasionarían por problemas mecánicos y que desembocarían en grandes pérdidas económicas.

1.3.2 REPARAR DAÑOS NATURALES DENTRO DEL POZO

Se refiere al daño en la roca reservorio debido a la reducción de la permeabilidad de la formación causada por la invasión de fluidos de perforación y/o de reparación en la zona adyacente al pozo.

1.3.2.1 Daño de formación cercano al pozo

Durante el transcurso de la vida útil de un pozo, se va reduciendo la permeabilidad y estabilidad de la formación productora cerca de las paredes del pozo, afectando las tasas de producción.
Una de las razones de este daño consiste en que la roca reservorio reacciona o se altera con el fluido de pozo ya que algunas formaciones son más sensibles

que otras y existes fluidos más dañinos, por lo que se pueden necesitar fluidos o tratamientos especiales.

Algunos factores que influyen en el daño a la formación son:

- Diferenciales altos de presión.
- Incompatibilidad de fluidos utilizados en las operaciones (cantidad de solidos presentes).
- Invasión o precipitación de sólidos.
- Bloqueo por emulsiones.
- Daños de origen biológico.

1.3.2.2 Producción de arena

Es un problema que usualmente se presenta en yacimientos poco profundos con arenas poco consolidadas, debido a que estos están ubicados en lechos de arena.
Los factores predominantes para que se produzca el desmoronamiento es la falta de compactación y cementación entre los granos de arena de la formación (mala matriz), la influencia de diversos procesos geológicos y el paso de fluidos.

Al moverse la arena a través del yacimiento y la sarta de producción, se puede causar varios daños como:

- Taponamiento de los orificios cañoneados, de las válvulas de seguridad y los equipos superficiales. Además, puede erosionar los componentes internos del árbol de válvulas (cabezal del pozo)
- Reducir la rata de producción por excesiva presencia de arena dentro de los equipos de fondo.; esta es una situación que requiere trabajos de limpieza frecuentes.

- Los granos de arena que migran a través de la formación pueden formar obstáculos, reduciendo por consiguiente la permeabilidad efectiva de la formación y esta a su vez reduce la tasa de producción de petróleo.

1.3.2.3 Producción excesiva de gas

El gas asociado con el petróleo actúa como una fuerza motriz fundamental para la producción del crudo. El gas disuelto en el petróleo contribuye a empujarlo hacia la superficie. Parte de este gas sale de la solución y queda atrapado por encima del petróleo, formando un “casquete de gas”.

En algunos pozos, este casquete ya se encuentra presente cuando se realiza la Completación. En cualquier caso, el gas del casquete puede formar un “cono” hacia abajo, es decir, hacia los orificios cañoneados y producirse junto con el petróleo, quitándole al yacimiento parte de su energía de empuje y reduciendo las tasas de producción.

Si la presión de un yacimiento se mantiene por encima de la Presión de Burbuja, se puede garantizar retener el gas disuelto en el petróleo, facilitando así el flujo de este a través del espacio poroso. Ya en pozo, las condiciones cambian a medida que la presión disminuye, liberándose el gas en su trayectoria hasta la superficie.

1.3.2.4 Aumento del Corte de agua

A medida que el petróleo se agota de una zona de producción, el Contacto Agua – Petróleo aumenta, resultando en aumento del corte de agua de formación y finalmente en la conificación del yacimiento, incrementándose drásticamente la corrosión de los equipos de fondo y la disposición final de esta agua puede ser un problema ya que representa condiciones muy costosas.

1.3.3 AISLAMIENTO PARA PONER OTRA ZONA A PRODUCIR

Otra de las razones más comunes para realizar un reacondicionamiento es el cambio de zonas productoras. Los pozos se perforan de manera tal que penetran zonas productoras pero solamente una de ellas a la vez se pone en producción, es decir, el aislamiento implica cambiar la zona desde la cual se encuentra produciendo.

Un pozo con dos o más arenas productoras, llega un momento en que el intervalo que se encuentra en producción se vuelve no rentable; por lo que se requiere aislarlo para continuar con la explotación del intervalo superior.

1.3.3.1 Aislamiento mecánico

Se utiliza cuando la presión de formación es muy baja y no soporta la columna hidrostática presentando pérdida total de circulación, o en pozos exploratorios con intervalos productores que posteriormente se recuperaran.

Otra aplicación es cuando hay poca distancia entre el intervalo a aislar y el intervalo a probar y solo se coloca el tapón mecánico, siempre y cuando resista la presión del intervalo inferior cuando el intervalo de prueba está siendo inducido.
También se emplea un retenedor de cemento cuando existe pérdida de circulación total y se quiere evitar que se pierda todo el cemento, lo cual pondría en riesgo la eficiencia de la operación.

1.3.3.2 Aislamiento por tapón de cemento

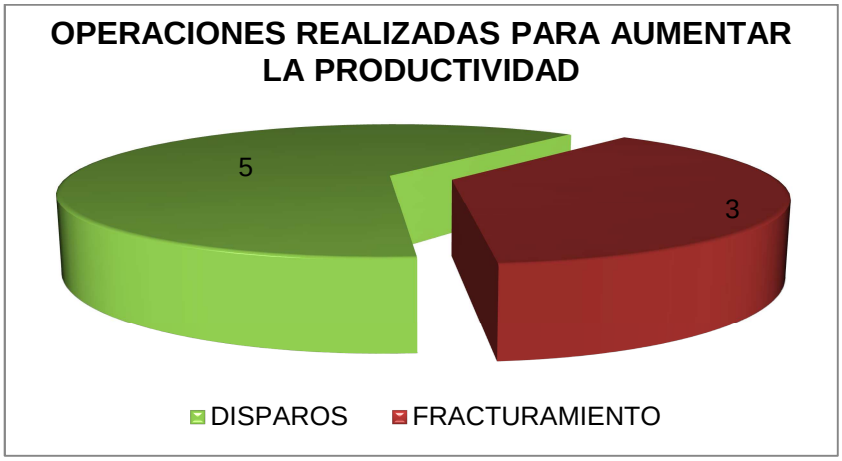
Un tapón balanceado puede ser colocado frente o arriba al intervalo productor que se desean aislar completamente.
Esta operación consiste en bombear y desplazar una cantidad determinada de lechada de cemento hasta que el nivel de cemento en el espacio anular sea igual que la del interior a través del tubing o tubería flexible colocada a la profundidad deseada la cual deberá llevar un difusor de flujo en la punta, seguido de baches

que permitirán desplazar y posicionar el tapón en la formación más baja o más vieja, pueden utilizar herramientas especiales de cementación o packers recuperables, luego de que el cemento ha fraguado, el nuevo yacimiento superior es perforado y puesto en producción.

1.3.4 AUMENTAR LA PRODUCCIÓN DE UNA ZONA EXISTENTE

La pérdida de producción es a menudo el resultado de daños a la formación, es ahí que se requiere operaciones correctivas que pueden ser complejas, involucrando una o más actividades, que son realizadas cuando el yacimiento tiene una baja permeabilidad y se requiere mejorar su habilidad de producir. En el **GRÁFICO No. 4** se muestra un gráfico de las operaciones realizadas por el Rig – 04 con el propósito de incrementar la productividad, claro está, descartando la posibilidad que se deba a la reparación o cambio del equipo de fondo.

GRÁFICO No. 4 OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO PARA AUMENTAR LA PRODUCTIVIDAD.



Fuente: Reportes Diarios Internos de Trabajos de Reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

Las operaciones de reacondicionamiento comúnmente practicadas para aumentar la producción en una determinada zona son:

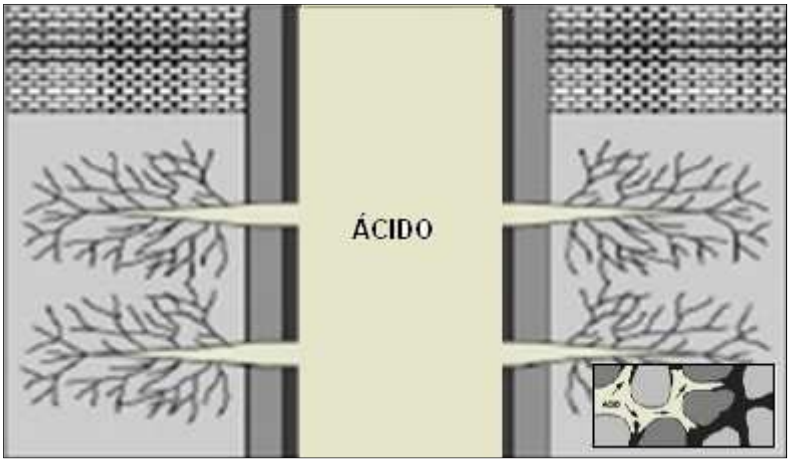
1.3.4.1 Estimulación ácida

La estimulación se basa en un análisis de las propiedades de la formación y diversos ácidos; estos rompen y limpian la formación.

En este proceso, el ácido disuelve el material cementante de la roca para ensanchar los canales existentes y abrir nuevos canales en la formación por las reacciones químicas que se realizan entre el ácido y los elementos constitutivos de la matriz de la zona productora, denominándose este proceso como acidificación matricial.

El ácido reduce la hinchazón de la arena y provee de un área mayor de drenaje que puede ser de ayuda a la zona de producción para que elimine los sólidos, contenidos en los fluidos utilizados durante la perforación y trabajos de reacondicionamiento anteriores que la bloquean.

FIGURA No. 1 ESTIMULACIÓN ÁCIDA.



Fuente: Daño de Formación - Estimulación de Pozo - Petrobras

La presión de inyección de los ácidos debe ser mantenida por debajo de las presiones de fractura para evitar una fractura, en este caso el ácido sobrepasará el área dañada y fluirá a través del espacio poroso conectado. El tiempo de exposición al ácido dependerá de la naturaleza del material que se está disolviendo y del tipo de ácido particular que se está utilizando.

El ácido clorhídrico (HCl) es el usado comúnmente. Otros son el ácido fluorhídrico (HF), el ácido acético (Ch3COOH), ácido fórmico (HCOOH) y combinaciones de ácidos. Los solventes y surfactantes son otros de los aditivos que brindan una ayuda especial a la limpieza de la formación evitando la formación de geles y emulsiones.

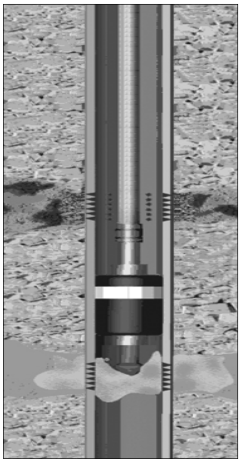
1.3.4.2 Cementación forzada o squeeze

Una cementación forzada consiste en inyectar a la formación un volumen calculado de lechada de cemento, alcanzando presiones máximas que pueden estar por debajo o por encima de la presión de fractura de la formación y se realiza bajando al pozo la herramienta de inyección de cemento hasta pocos pies sobre la zona de interés, se fija la herramienta para guardar la integridad del casing, se bombea el cemento dentro del área a sellar, en pozo abierto, en los disparos en el casing o en el liner, finalmente el exceso de cemento es circulado fuera del pozo.

Las razones para realizar una cementación forzada son:

- Control de producción excesiva de agua o de gas.
- Reparación de cementaciones primarias.
- Reparación de fugas del casing, causadas por corrosión o rotura.
- Sellar zonas de pérdidas de circulación.

FIGURA No. 2 CEMENTACIÓN FORZADA - SQUEEZE

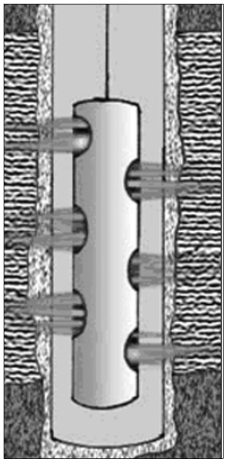


Fuente: Manual de Control de Pozos – WCI

1.3.4.3 Repunzonar

Consisten en perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento, permitiendo aumentar el flujo en el área trabajada, incrementando así la producción.

FIGURA No. 3 REPUNZONAR



Fuente: Manual de Control de Pozos - WCI

Un sistema de disparo consiste de una colección de detonantes como: cargas explosivas, cordón detonante, estopín y porta cargas[3], estas se seleccionan de acuerdo a la tarea a realizar. Puede ser corrido con cable de perfilaje (wireline), tubing o coiled tubing. Estos últimos son más utilizados en pozos direccionales u horizontales, la correcta selección del sistema de disparos dependerá la productividad del pozo y la disminución de intervenciones adicionales que implican altos costos.

Algunos tipos de cañones disparan y caen mientras que otros son recuperables. Los sistemas desechables dejan en el pozo residuos que obstaculizan la producción, a diferencia de los recuperables no dejan basura en el pozo y son más utilizados en lugares hostiles. La productividad del pozo aumenta con la densidad de los disparos, el diámetro de penetración y la profundidad que alcancen hacia la zona virgen del yacimiento.

---

[3] (Acevedo Franco, 2006)

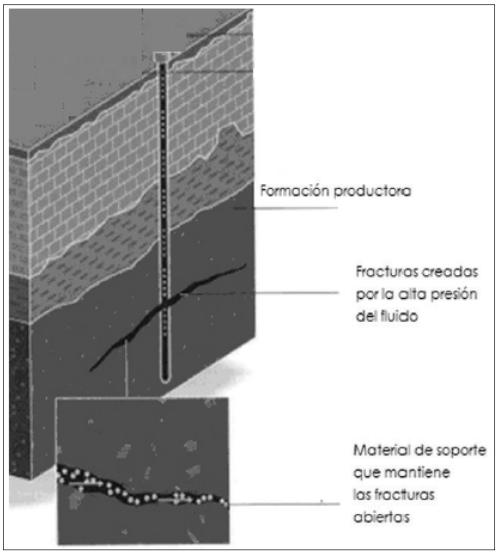
1.3.4.4 Fracturamiento Hidráulico

El proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la fractura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

Para evitar el cierre de la fractura, se inyecta el fluido de fractura cargado de material apuntalante (granos de arena) el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación.

Las formaciones más susceptibles a ser fracturadas son las que incluyen areniscas consolidadas, calizas, dolomitas, granitos lavados y lutitas duras o quebradizas. El tipo de formación que tiende comúnmente a dejar fluir al pozo, como las lutitas muy blandas o arcillas, generalmente no es fracturada.

FIGURA No. 4 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO



Fuente: Manual de Control de Pozos – WCI

1.3.5 ABANDONO DE POZOS

Después de un tiempo de vida productiva del pozo, llega un momento en el cual la producción declina pero aún tiene cierto porcentaje activo de productividad. Mediante un análisis del historial de producción se decide cerrar el pozo temporalmente, y desconectar las líneas de producción, es decir, abandonar el pozo para considerar una posterior intervención.

1.3.6 CIERRE DE POZO

La vida útil de un pozo llega a su fin, cuando al analizar los registros de todas las operaciones de reacondicionamiento y la producción, no es económicamente rentable y se decide cerrar definitivamente el pozo.

El cabezal es retirado, la parte superior no cementada y no atascada del casing es desprendida y recobrada. Las perforaciones de producción son cementadas por inyección y los tapones de superficie requeridos son instaurados en la parte superior del hueco.

El tapón de cemento requerido es colocado en el casing mientras que el tubing o el cable de acero son retirados fuera del hueco. Finalmente se cierra el pozo y se limpia el sitio. Evitando filtración de zonas productoras recuperables.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO PARA REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

2.1 TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO

La necesidad de realizar trabajos continuos de completación y reparación en pozos para mantener o restaurar la producción, ha dado lugar al uso de taladros de menor capacidad que los de perforación, dando paso a los **taladros de reacondicionamiento.**

El equipo puede incluir elementos para izar, suspender y bajar tuberías, rotar una sarta de perforación, circular agua tratada para limpiar el pozo o fluido de control para controlar el pozo. Necesaria y obligatoriamente el equipo de reacondicionamiento debe contar con un sistema de preventor de reventones.

La capacidad de un taladro convencional de reacondicionamiento, en cuanto al manejo de la tubería, depende de factores tales como: la capacidad de los frenos, capacidad del mástil o cabria y potencia del malacate; que los diseñadores lo determinan mediante un adecuado balanceo de la potencia del motor, relaciones de engranajes, etc.

Capacidad de los frenos: determina la capacidad de mantener estático el malacate, es decir restringe el movimiento del malacate.

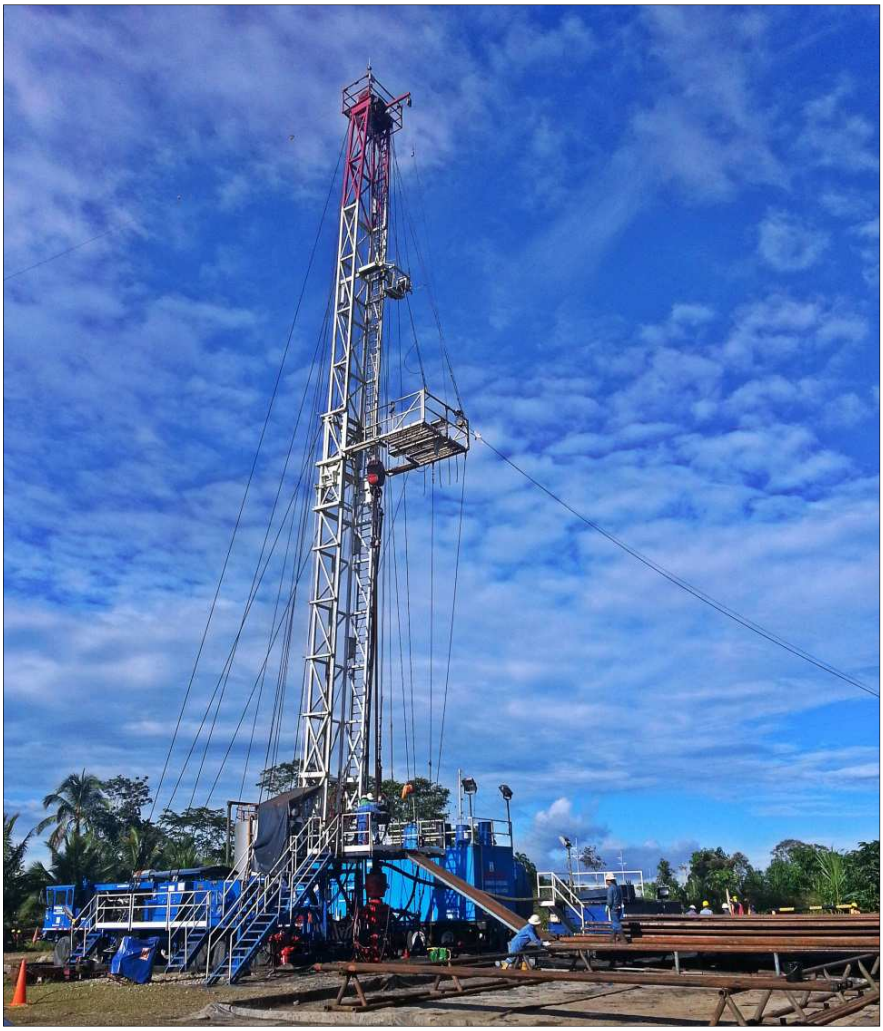
Capacidad del mástil: para las operaciones de reacondicionamiento, se contempla la necesidad de un mástil de doble sección y el uso de una canasta para encuellar y armar la tubería en paradas (una parada en reacondicionamiento equivale a dos

tubos). El Rig – 04 posee una torre de 104 pies de altura y es capaz de colocar 13000 pies de tubería desde el nivel de tierra.

Potencia del malacate: determina la velocidad a la cual la tubería puede ser extraída del pozo.

El Rig – 04 es tipo telescópica de doble tambor, certificado bajo la norma 4F y 4G de fábrica, es totalmente auto-impulsado, cuenta con una unidad de izado independiente, con capacidad de carga nominal en el gancho de 220 000 Lbs.

FOTOGRAFÍA No. 1 TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG – 04



Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.1 FUNCIONES

Las operaciones del taladro de reacondicionamiento dependerán del programa de reacondicionamiento generado para un determinado pozo a intervenir. Entre las funciones de mayor frecuencia tenemos:

- Mezclar, bombear y circular fluidos para controlar el pozo.
- Instalar equipo superficial permanente.
- Sacar y meter tubería.
- Perforar cemento, packers permanentes o retenedores de cemento y tapones.
- Efectuar operaciones de pesca, eventualmente.
- Instalación o cambio de equipos de levantamiento artificial.
- Operaciones de reacondicionamiento como: Fracturas, estimulaciones ácidas, disparos, cementaciones forzadas, limpieza, entre otras.

2.1.2 SISTEMAS COMPONENTES DEL TALADRO

Un taladro de reacondicionamiento consta de los siguientes sistemas:

2.1.2.1 Sistema de Soporte Estructural

Consta de una estructura de acero que sostiene a los equipos y maquinaria, los mismos que son:

2.1.2.1.1 Subestructura o mesa de trabajo

Es una estructura metálica que sirve de base y soporte de las herramientas y tubería durante las operaciones de reacondicionamiento de pozos. La altura de la subestructura se determina por la altura de BOP, en un equipo de reacondicionamiento es más pequeña y el centro es colocado justo sobre la boca del pozo. El Rig – 04 cuenta con una mesa de trabajo flotante, cuya altura es regulable de acuerdo a la configuración y altura del BOP, ya sea de 7 1/16” o 11”

x 5000 Psi. Esta mesa está destinada únicamente como un área de trabajo para el personal durante las operaciones de manipulación directa de las sartas de tubería, más no para asentar este peso sobre ella. El peso de las sartas y equipos es directamente al BOP y su fijación se logra mediante una cuña neumática.

2.1.2.1.2 Mástil – torre - estructura

La torre de reacondicionamiento consiste de un estructura de acero la cual se erige con la ayuda de un gato hidráulico principal desde el carrier, de tal forma que permite el funcionamiento del equipo de elevación (malacate, cable de perforación, poleas de la corona y bloque viajero. La inclinación de la torre debe ser tal que se encuentre alineado perpendicularmente el bloque viajero con la boca del pozo. Las torres de reacondicionamiento están constituidas por dos secciones, empezando desde abajo la “sección A” y la de arriba “sección B”, dando lugar a la longitud total de la torre. La torre del Rig – 04 tiene una longitud total de 104 Ft.

FOTOGRAFÍA No. 2 TORRE O MÁSTIL

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.1.3 Sistema de Winche

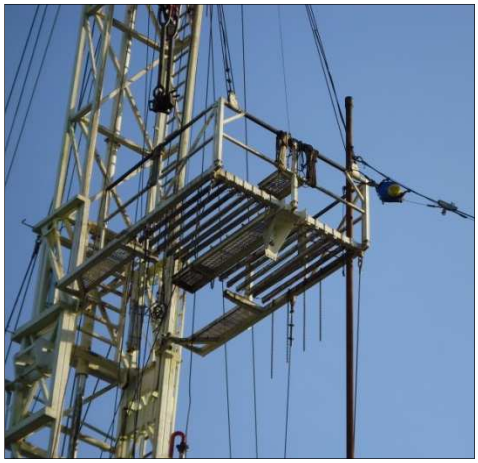
Constituido básicamente por un carreto de cable de acero de 1/2” de diámetro accionado por un motor eléctrico y este a su vez por un mando ubicado en la

consola del maquinista o en un panel auxiliar del carrier. Es usado para el izaje de herramientas pesadas en la mesa de trabajo o superficie de la locación.

2.1.2.1.4 Plataforma del encuellador

Esta plataforma permite al encuellador maniobrar los diferentes tipos de tubería de producción en diámetros 2 3/8", 2 7/8", 3 ½" y 4 ½" EUE o SEC y de perforación en diámetros 2 7/8" y 3 ½" IF u OH). Durante los viajes, la tubería es ubicada en paradas (2 juntas) de lado a lado de la mesa flotante y asentadas en bandejas (cajas metálicas rellenas con tablones) dispuestas sobre la superficie de la locación y distribuidas en la canasta entre los peines de tal forma que se garantice un manejo y posicionamiento seguro de la tubería mientras se ejecutan los trabajos de reacondicionamiento. Esta distribución también permite un control exacto de las longitudes de cada parada y cuando retornan al pozo, una profundidad real de los equipos en el fondo.

FOTOGRAFÍA No. 3 PLATAFORMA DEL ENCUELLADOR



Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.2 Sistema de Elevación

El sistema de elevación permite izar, bajar, tensionar y suspender la sarta de trabajo, diferentes herramientas, tubería, equipo de fondo, utilizados durante los trabajos de reacondicionamiento. Este sistema está constituido por:

2.1.2.2.1 Malacate

El malacate es un tambor elevador de 42” x 10”, en el cual se encuentra enrollado el cable de perforación de 1” o 1 1/8” (en el caso del Rig – 04 el cable de perforación es de 1”) ubicado sobre el carrier y es un sistema que sirve como centro de control de fuerza del conjunto elevador. El caballaje del malacate varía según la potencia del motor de carrier.

El malacate del Rig – 05 es de 600 HP. Tiene una capacidad de 220000 Lbs nominales. El movimiento es controlado a través de freno (zapatas) de alta temperatura enfriado por un sistema de circulación de agua llamado Eaton Brake. El freno del malacate es una palanca que permite al maquinista frenar la subida o bajada de la sarta de trabajo.

FOTOGRAFÍA No. 4 MALACATE

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.2.2 Bloque corona

Está conformado por un conjunto de poleas ubicadas en la parte superior de la torre. Este sistema permite el deslizamiento del cable de perforación a través de poleas durante la bajada o subida de la sarta de trabajo.

El Rig – 04 cuenta con 6 poleas; las mismas que son: 1 Polea viajera de 36" de OD, 3 poleas viajeras de 30" de OD, 1 polea muerta de 24" de OD y 1 polea línea de arena de 30" OD. Todas con una ranura para línea de 1”, con capacidad nominal de 220000 Lbs.

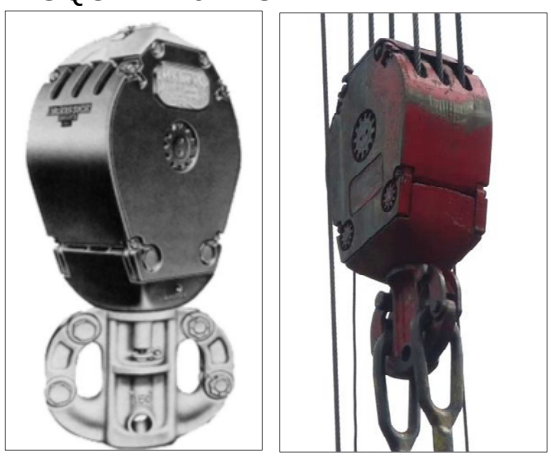
FOTOGRAFÍA No. 5 BLOQUE CORONA

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.2.3 Bloque viajero

Es la parte de la estructura que se desplaza verticalmente desde unos pocos pies bajo el bloque corona (+/- 6 Ft) hasta unos pocos pies sobre el piso de trabajo (+/- 1,5 Ft). Posee una capacidad nominal de 220000 Lbs y consta de 3 poleas viajeras de 30" de OD con ranura para línea de 1” en un solo cuerpo.

FOTOGRAFÍA No. 6 BLOQUE VIAJERO



Fuente: Catálogo bloque viajero (MCKISSICK OILFIELD SERVICING EQUIPMENT)

2.1.2.2.3.1 Gancho de Varillas

Es usado en operaciones de sacada y metida de varillas en pozos de Bombeo Mecánico. Se cuelga al bloque viajero a través del Rod Hook Clevis (“U”). Tiene una capacidad de carga de trabajo de 35 ton.

2.1.2.2.3.2 Elevadores

Son un juego de abrazaderas fuertes y resistentes que cuelgan de los eslabones (links), y estos a su vez del bloque viajero. Permiten levantar las sartas de trabajo ya sea de tubería de producción o de perforación. Los elevadores con los cuales se trabaja en el Rig – 04 son para: Drill Pipe 2-7/8" OD con capacidad de 150 TON, Tubing 2-3/8" y 2-7/8" OD con capacidad de 100 TON, Tubing 3 - 1/2" OD con capacidad de 100 TON, y 120 TON, Tubing 4 - 1/2" OD con capacidad de 100 TON.

FOTOGRAFÍA No. 7 ELEVADORES DE TUBERÍA

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.2.4 Línea o cable de perforación

El cable de perforación es el medio de transmisión de la fuerza y potencia del tambor del malacate hacia el bloque viajero. El cable utilizado durante la ejecución de las operaciones de reacondicionamiento del Rig – 04 es de 1”.

2.1.2.3 Sistema Rotatorio

En los equipos de reacondicionamiento con sub-estructura, la rotaria se encuentra dispuesta en la mesa de trabajo y es activada a través de un sistema mecánico con la potencia del carrier, transmitiendo el torque o rotaria al Kelly y este a la sarta de perforación. El Rig – 04 no cuenta de sub-estructura y la rotaria se trasmite a través del Power Swivel.

2.1.2.3.1 Unión giratoria o Power Swivel

En operaciones de reacondicionamiento la rotación es utilizada en eventuales ocasiones, por ello se puede remplazar las unidades con mesa rotaria reemplazada por la unidad giratoria o Power Swivel.

El Rig – 04 tiene como parte de su equipo una unión giratoria Power Swivel, con una capacidad nominal de 120 toneladas y sistema impulsor hidráulico independiente montado en tráiler (Unidad de potencia hidráulica), con máximo torque continuo de 8100 Lb-Ft y velocidad máxima con un rango de 0 a 150 RPM, controlados desde una pequeña consola que se ubicada junto a la consola principal del taladro. La unidad de potencia hidráulica se ubicado al lado izquierdo del carrier y el Swivel es colgado al bloque viajero a través de los links y elevator bails. El torque se transmite hacia el Swivel usando un sistema hidráulico de alta presión propio de la Unidad.

FOTOGRAFÍA No. 8 POWER SWIVEL

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.4 Sistema de circulación

El sistema de circulación es un ciclo cerrado que empieza en el tanque de lodo, continúa luego a la unidad de bombeo (tríplex), la bomba descarga el fluido de control o matado (fluido filtrado y tratado según requerimientos del pozo), pasa por las líneas de alta de superficie, manifold, sarta de trabajo dentro del pozo y retorna a superficie por el espacio anular y es descargado en las zarandas vibratorias. Este es un ciclo cerrado en directa. Cuando un pozo es controlado o circulado por el anular (CSG) hacia la sarta de trabajo y superficie se llama ciclo cerrado inversa o reversa.

Sirve de apoyo al sistema de rotación, su intervención tiene gran importancia en la eficiencia de las actividades como el control de pozos, circulaciones, entre otras operaciones.

Los equipos y materiales que intervienen en la preparación y acondicionamiento de los fluidos inmersos en las operaciones de reacondicionamiento efectivizarán los resultados finales.
El sistema de circulación consta de los siguientes equipos:

2.1.2.4.1 Bombas de lodo

Son el elemento clave durante las operaciones de reacondicionamiento; estas deben tener la suficiente capacidad de descarga y presión para llegar a la profundidad programada. Las bombas de lodo son el corazón del taladro, el correcto desempeño de las bombas optimizará resultados.

2.1.2.4.1.1 Descarga de las bombas

Es la cantidad de fluido desplazado por cada stroke ejercido por la bomba. Para determinar el tiempo de circulación y el volumen necesario para llenar un pozo, es preciso calcular el gasto de una bomba. En la industria petrolera existe las bombas dúplex y tríplex.

Dúplex: poseen dos cilindros
Tríplex: poseen tres cilindros

El equipo Rig – 04 durante el periodo junio 2012 a marzo 2013 ha realizado sus operaciones con una bomba tríplex, con las siguientes características:

- Capacidad máxima: 8 BPM
- Longitud de desplazamiento: 6”
- Diámetro de pistones: 4”

La unidad de bombeo fue la misma que se utilizó para todas las operaciones de reacondicionamiento del Rig – 04.

FOTOGRAFÍA No. 9 UNIDAD DE BOMBEO

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.4.2 Manifold

Es un conjunto de válvulas que permite controlar y direccionar los caudales de fluidos del y hacia el pozo.
El Rig – 04 trabaja con un Manifold de 2" x 1” Fig. 1502, presión de trabajo de 15000 Psi.

FOTOGRAFÍA No. 10 MANIFOLD

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.4.3 Tanque de lodos

Es un sistema de tanques interconectados que mantiene, trata, mezcla fluidos para circulación o almacenamiento para su posterior bombeo. El equipo cuenta con un tanque de lodos de 400 Bls contenidos en tres compartimentos (2 de 160 Bls y 1 de 80 Bls), centrifuga y tolva de mezcla.

FOTOGRAFÍA No. 11 TANQUE DE LODOS

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.4.4 Zaranda

Parte importante del control de sólidos, es un tamiz que separa los sólidos grandes, dejando pasar el sedimento, esta actividad es habitual después de realizar viajes de limpieza dentro del pozo.
El equipo cuenta con un tanque zaranda de dos compartimentos de 100 Bls de capacidad total, distribuidos en 20 Bls la trampa y 80 Bls el almacenamiento. La malla de la zaranda es de tipo MESH 110.

FOTOGRAFÍA No. 12 TANQUE ZARANDA

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.4.5 Tanques

La función de los tanques es almacenar, tratar o prepara fluidos para posteriores circulaciones o bombeo.

El Rig – 04 cuenta con 1 tanque horizontal para agua fresca de 500 Bls. Si se requiere recibir fluidos del pozo en superficie, se los puede almacenar temporalmente en el tanque de lodos y zaranda, para que luego el vacuum se encargue de su disposición final en la estación de producción. Para las operaciones de evaluación en locación utiliza 1 tanque bota de 500 Bls.

FOTOGRAFÍA No. 13 TANQUES

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.5 Sistema de Generación Eléctrica

El sistema de generación eléctrica se encuentra dispuesto en un camper multifunciones, el mismo que cuenta con dos generadores trifásicos colocados en paralelo, de potencia continua de 80 kW. La activación es alterna cada 12 horas, para que solo un generador se encuentre encendido, brindando servicio eléctrico permanentemente.

2.1.2.6 Sistema de Prevención de Reventones

Su función principal es *Controlar un influjo,* uno de los problemas más graves que puede presentarse durante la perforación o cualquier operación de reacondicionamiento. Si el influjo no es controlado a tiempo se convierte en un reventón, evento que podría causar grandes desastres ambientales, pérdidas materiales (equipos, herramientas), daños al medio ambiente y lo más catastrófico, pérdida de vidas humanas.

2.1.2.6.1 BOP (Blow Out Preventer)

Los preventores de reventones o comúnmente denominados BOP, son un conjunto de válvulas que permiten cerrar o aislar la sección anular del pozo de la

comunicación con la presión atmosférica y es instalado sobre la boca del pozo temporalmente durante el desarrollo del trabajo de reacondicionamiento a ejecutar.

Luego de las operaciones de filtrado, mezclado y matado del pozo, se retira la sección “C” del cabezal y es instalado el BOP sobre la sección “B” del cabezal. En operaciones con torre, cuando se trabaja con equipos de wireline o de coiled tubing sobre un pozo completado y en producción se instalan BOP especiales sobre la tubería de producción que se encuentra en el pozo y colgada en la mesa de trabajo. Si son operaciones sin torre, estos BOP especiales son instalados directamente sobre la sección “C” del cabezal.

2.1.2.6.1.1 Configuraciones de BOP

La norma **API RP 53,** sección **6.2**, define los códigos para las configuraciones de BOP de la siguiente manera:

- **A =** Preventor de reventones tipo anular.
- **G =** Cabezal giratorio.
- **R =** Preventor tipo simple, con un solo juego de arietes, ciego o de tubería, según prefiera el operador.
- **Rd =** Preventor del tipo doble, con doble juego de arietes, colocados como prefiera el operador.
- **Rt =** Preventor del tipo triple, con tres juegos de arietes, colocados como prefiera el operador.
- **S =** Carretel con conexiones de salida laterales para las líneas del estrangulador y control (ahogo)
- **K =** 1000 Psi (68.95 bar) de presión de trabajo nominal.

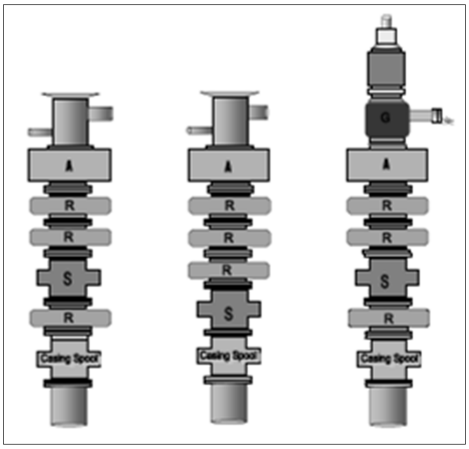
El factor más relevante de ensamblar el BOP es captar el mayor peligro que se pueda presentar al cerrar el pozo cuando ocurre un influjo y aun así exista flexibilidad para ejecutar las operaciones programadas, las configuraciones pueden ser infinitas pero una cantidad mayor de componentes hacen que sea

más pesado, más grande y costoso, mientras que menos cantidad reduce la flexibilidad y la seguridad.

En la instalación del arreglo de preventores (BOP), se debe tener en cuenta:

- El esquema del arreglo de las BOP y altura de la mesa trabajo.
- Realizar un check list de mangueras, elementos de cierre y el ajuste de las conexiones después de su instalación y antes de la prueba.
- Llevar una hoja de matar actualizada.

FIGURA No. 5 CONFIGURACIÓN DEL BOP



Fuente: Manual De Control De Pozos – WCI

FOTOGRAFÍA No. 14 CONFIGURACIONES DE BOP DEL RIG – 04

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

Para la configuración del BOP se recomienda:

- Presión de trabajo hasta 5,000 Psi, BOP con 2 sets de rams: (1 pipe rams + 1 blind) + 1 BOP anular. (Caso Rig – 04 y taladros de W.O.)
- Presión de trabajo de 10,000 Psi, BOP con 3 sets de rams: (2 pipe rams + 1 blind) + 1 BOP anular.
- Presión de trabajo de 15,000 Psi, BOP con 4 sets de rams (3 pipe rams + 1 blind) + 1 BOP anular.

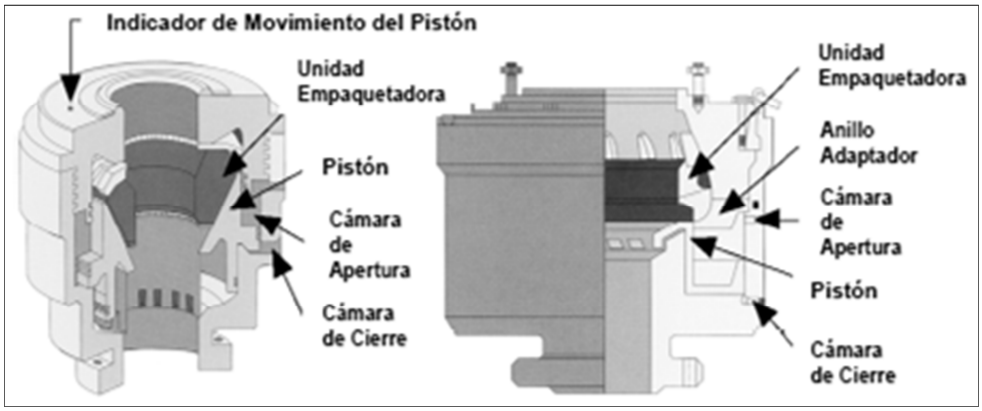
2.1.2.6.1.2 Preventores Tipo Anulares

Los preventores anulares con frecuencia se denominan anulares. Al cerrarse, sella el espacio anular entre la tubería de producción y el pozo. Estos permiten:

- Cerrarse alrededor de toda la circunferencia de varios tamaños de tubería.
- Sellar contra componentes de la completación cuya forma es irregular.
- Sellar alrededor de la tubería de producción que se introduce bajo presión.
- Cerrar en hoyo abierto, en caso de emergencias.

El Rig – 04 cuenta con un BOP anular 7-1/16” x 5000 Psi y 11” x 5000 Psi, ambos son bridados como se muestra en la **FOTOGRAFÍA No. 14.**

FIGURA No. 6 PREVENTOR ANULAR



Fuente: Control de Pozos, Rehabilitación, SLB.

2.1.2.6.1.3 Preventores Tipo Ariete - Ram

Están diseñados y disponibles para sellar el espacio anular entre los diferentes diámetros de tubería (o hueco abierto) que se puedan encontrar dentro de la cavidad de las preventoras. Son de perfil más corto que los anulares, pueden llegar a ser el único tipo de preventores instalado en un pozo, debido a restricciones de altura libre desde la subestructura del equipo o taladro de reacondicionamiento.

En general, los preventores de arietes se cierran más rápidamente que los anulares y requieren menos fluido hidráulico. No deben cerrarse en uniones roscadas de tubería o áreas reforzadas de las tuberías de producción, pues se pueden dañar los sellos. Los arietes se clasifican en:

Arietes de tubería: Más conocidos como Pipe ram, diseñados para centralizar y logra un sello de empaque alrededor de un tamaño específico de tubería de perforación o de revestimiento.

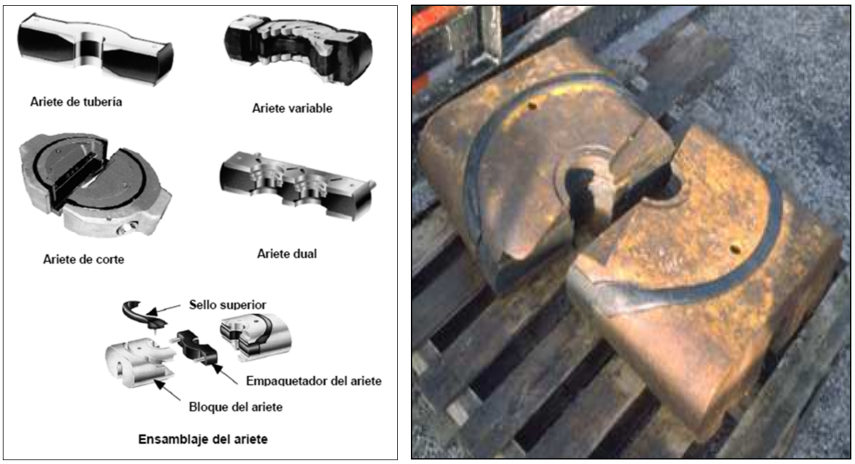
Arietes de diámetro variable (VBR): Son diseñados para sellar en un rango de tamaños de tubería. Estos rams no se tienen que cambiar cuando sartas de varios diámetros se utilizan.

Arietes ciegos: También conocidos como Blind ram, son diseñados para sellar el pozo cuando no hay tubería. No debe ser cerrado en tubería ni cable porque podrían ser aplastados por las caras planas y el caucho de sello del ariete.

Ariete de corte: También denominados shear ram, es diseñado para cortar tubulares y necesitan presión extra más alta que lo normal (depende del tipo de tubería) para generar la fuerza cortante necesaria.

Arietes ciegos / cortadores: también conocido como blind/shear ram tiene la combinación de cierre en pozo abierto y la habilidad de cortar. Esto permite que se corte la tubería y luego sellarla.

FIGURA No. 7 TIPOS DE ARIETES - RAM



Fuente: Control de Pozos, Rehabilitación, SLB.

2.1.2.6.1.4 Válvulas de seguridad

2.1.2.6.1.4.1 Válvulas de seguridad de apertura total

Estas válvulas tienen, por lo general, una esfera interna que se rota manualmente hacia su posición, utilizando una llave. Se enrosca y puede incluirse en la parte superior de la sarta, en superficie, cuando el pozo fluye a través de ésta.

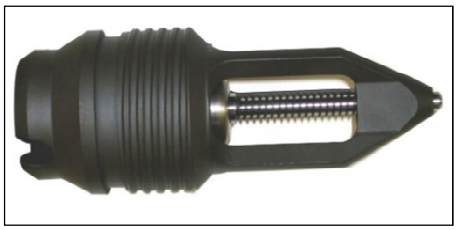
FOTOGRAFÍA No. 15 VÁLVULA DE SEGURIDAD

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.6.1.4.2 Válvulas de contra presión o BPV (Back Pressure Valve)

Es una válvula tipo check de retención que se puede instalar en el colgador de la tubería de producción para evitar el flujo hacia arriba cuando se saca el árbol de válvulas e instala los preventores, antes de un reacondicionamiento.

FIGURA No. 1 BACK PRESSURE VALVE



Fuente: Catálogo de Cleveland Machine

2.1.2.6.1.5 Válvula HCR

Válvula hidráulica que permite contener y transferir el flujo y la presión del fluido al sistema hidráulico, son adaptaciones de las válvulas de compuerta, solo se puede cerrar manualmente.

FIGURA No. 2 VÁLVULA HCR

Fuente: Catálogo de Cleveland Machine

2.1.2.6.1.6 Líneas de alta presión

Las líneas de alta presión son utilizadas cuando se realiza conexiones desde la descarga de la unidad de bombeo (Fluid End) hasta el cabezal del pozo. Poseen el material y grado de resistencia para altas presiones.

Las líneas de alta presión del Rig – 04 son de 2” Fig. – 1502 y opera con presiones de hasta 3000 Psi.

FOTOGRAFÍA No. 16 LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.6.1.7 Uniones de golpe

Las uniones de golpe entre los equipos de alta presión son normalmente un arreglo montado en tubería de acero.

Es importante verificar las partes por separado de las uniones para que sean las correspondientes a las presiones antes de conectarlas. Cuando se aplica alta presión la unión se expande y se aparta, se manejan grandes volúmenes que pueden producir graves accidentes, para ello es recomendable utilizar guayas para asegurar la separación de las uniones. Las uniones usadas en el Rig – 04 son de 2” Fig 1502.

FOTOGRAFÍA No. 17 UNIONES DE GOLPE

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.6.1.8 Juntas giratorias chicksan

Estas juntas también son llamadas chicksan y se encuentran en curvaturas cortas o largas. Son usadas en líneas de operación hidráulica para BOP y líneas de circulación del pozo. Se usan por cortos períodos en trabajos de cementación y bombeo de fluidos en trabajos especiales.

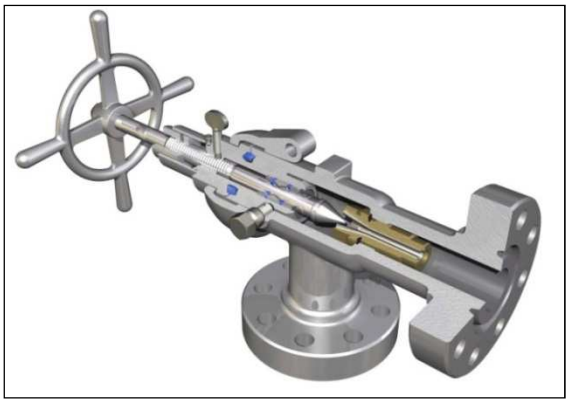
FOTOGRAFÍA No. 18 CHIKSAN

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.1.2.6.1.9 Estranguladores

Se utiliza para controlar la contra presión en el pozo durante las operaciones de control de pozos, restringen el flujo cuando la sarta de producción tiene una limitación de volumen o hay una cantidad excesiva de sólidos abrasivos. Los estranguladores de producción son de dos tipos: fijos y ajustables. Los primeros utilizan un inserto del tamaño deseado para lograr la restricción.

FIGURA No. 3 ESTRANGULADOR



Fuente: Catálogo de Cleveland Machine

2.1.2.6.1.10 Acumuladores

Un arreglo de BOP requiere de un sistema que le suministre la energía suficiente para poder operar el conjunto de preventores, es decir, para abrir o cerrarlos. Esta energía podría ser suministrada hidráulicamente por un acumulador, constituida por cilindros de acero en forma de botella que usualmente se instalan en el mismo módulo que la unidad de cierre de los preventores.

TABLA No. 2 PRESIONES DE PRECARGA DE ACUMULADORES

PRESIÓN DE TRABAJO DEL ACUMULADOR	PRECARGA
3000 Psi	1000 Psi
5000 Psi	1500 Psi

Fuente: API RP53 SECCIÓN 12.3.3

Los acumuladores almacenan energía en forma de fluido de control presurizado, el cual se utiliza para abrir y cerrar los preventores y válvulas, cuando se requiere. La unidad de cierre bombea este fluido de control de preventores hacia las botellas del acumulador, donde se encuentra una precarga de gas nitrógeno. Esta acción comprime el gas, aumenta su presión y atrapa la energía en el fluido de control, para su uso posterior.

FOTOGRAFÍA No. 19 ACUMULADORES

Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

TABLA No. 3 GALONAJE DE CIERRE O APERTURA DE BOP 7 1/16”X5000 PSI

BOP	MARCA	DIAMETRO NOMINAL	PRESIÓN NOMINAL	GALONAJE PARA ABRIR [Gls.]	GALONAJE PARA CIERRE [Gls.]
ANULAR	HYDRILL TIPO GK	7 1/16¨	5000 PSI	3,30	3,86
DOBLE RAM	TOWNSEND MODEL 81	7 1/16¨	5000 PSI	0,6	0,73
			VOLUMEN TOTAL	**3,90**	**4,59**

Fuente: Catálogos Técnicos correspondientes a cada tipo de elemento del BOP.

TABLA No. 4 GALONAJE DE CIERRE O APERTURA DE BOP 11” X 5000 PSI

BOP	MARCA	DIAMETRO NOMINAL	PRESIÓN NOMINAL	GALONAJE PARA ABRIR [Gls.]	GALONAJE PARA CIERRE [Gls.]
ANULAR	YANCHENG SANYI	11¨	5000 Psi	19,002	14,8
DOBLE RAM	ZHAOYANG 2FZ 28-35	11¨	5000 Psi	5,496	5,76
			VOLUMEN TOTAL	**24,53**	**20,56**

Fuente: Catálogos Técnicos correspondientes a cada tipo de elemento del BOP.

En la **TABLA No.5** se muestra los datos de los acumuladores existentes en el Rig – 04, para determinar el cumplimiento de la norma API RP53.

TABLA No. 5 INFORMACIÓN DE ACUMULADORES RIG – 04

DATOS ACUMULADORES EXISTENTES EN EL RIG – O4	
CAPACIDAD NOMINAL	11 Gls
CAPACIDAD DISPONIBLE[4]	10 Gls
PRESIÓN NOMINAL DEL ACUMULADOR	3000 Psi
PRESIÓN DE PRECARGA	1000 Psi
PRESIÓN MÍNIMA DE PRECARGA	1200 Psi (200 Psi Rango de seguridad)
NÚMERO DE BOTELLAS	2 Botellas

Fuente: Datos tomados del Catálogo de los Acumuladores

[4] Menos un galón correspondiente al desplazamiento de la cámara o del flotante.

2.1.2.6.1.10.1 Volumen utilizable

La norma **API RP53** en cuanto al volumen utilizable de los acumuladores, recomienda que:

La capacidad del tanque de reserva deberá tener una capacidad mínima de dos veces la capacidad utilizable de los acumuladores.

El volumen necesario acumulado debe ser mínimo 1.5 veces para cerrar anular, cerrar todos los RAM, abrir válvula HCR, y mantener 200 Psi sobre la presión de precarga, con las bombas paradas o desconectadas y sin presión de pozo.

Se realizan los correspondientes cálculos con los datos referentes a las **Tablas No. 2, 3, y 4.**
Se determina que, efectivamente se cumple con la norma en cuanto al volumen requerido para las especificaciones de los acumuladores que existen en el Rig.

$$Volumen\ Requerido = \left(\frac{P_{precarga}}{P_{mínima}} - \frac{P_{precarga}}{P_{nominal}}\right) x\ Vbotellas$$

$$Volumen\ Requerido = \left(\frac{1000}{1200} - \frac{1000}{3000}\right)\ x\ 10$$

$$\boldsymbol{Volumen\ Utilizable = 5\ Galones}$$

En cuento a la cantidad de fluido hidráulico al número de botellas necesarias para operar efectivamente el conjunto BOP es de vital importancia. A continuación determinamos el número de botellas necesarias dependiendo de la configuración del BOP Operativos que se manejan en el Rig – 04.

BOP de 7 1/16” x 5000 Psi.

Los Datos de la **TABLA No. 3** son utilizados para los siguientes cálculos:

$$Volumen\ requerido = 1.5\ veces\ el\ Galonaje\ de\ cierre$$

$$Volumen\ requerido = 4{,}59\ \times 1{,}5\ = \mathbf{6{,}885\ Galones}$$

$$Vbotellas = \frac{Volumen\ requerido}{\left(\frac{P_{precarga}}{P_{mínima}} - \frac{P_{precarga}}{P_{nominal}}\right)}$$

$$Vbotellas = \frac{6{,}885}{\left(\frac{1000}{1200} - \frac{1000}{3000}\right)} = \mathbf{13{,}77\ Galones}$$

$$Número\ de\ botellas\ necesarias = \frac{13{,}77\ Galones}{10\ \ Galones} = \mathbf{1{,}377\ Botellas}$$

Según las recomendaciones de la Norma se requieren de 2 botellas para cerrar el anular y los rams, para el BOP de 7 1/16" x 5M Psi, por ende cumple con el requerimiento ya que el Rig – 04 está provisto de 4 botellas de acumulador.

BOP DE 11" x 5000 Psi

Los Datos de la **Tabla No. 4** Son utilizados para los correspondientes cálculos:

$$Volumen\ requerido = 1{,}5\ veces\ el\ Galonaje\ de\ cierre$$

$$Volumen\ requerido = 15{,}57\ \times 1{,}5\ = \mathbf{23{,}36\ Galones}$$

$$Vbotellas = \frac{Volumen\ requerido}{\left(\frac{P_{precarga}}{P_{mínima}} - \frac{P_{precarga}}{P_{nominal}}\right)}$$

$$Vbotellas = \frac{30{,}833}{\left(\frac{1000}{1200} - \frac{1000}{3000}\right)} = 61{,}67\ \mathbf{Galones}$$

$$Número\ de\ botellas\ necesarias = \frac{61{,}67\ Galones}{10\ Galones} = 6{,}167\ \mathbf{Botellas}$$

El volumen necesario en el acumulador depende del conjunto del BOP que se vaya a operar, por ende, no cualquier acumulador sirve para cualquier conjunto o medida de BOP, se deben verificar los volúmenes y tiempo de operación.

Según las recomendaciones establecidas en la norma API RP53, se requiere de 7 botellas[5] para cerrar el anular y los rams correspondientes al BOP de 11” x 5M Psi existente.

2.1.2.6.1.10.2 Tiempo de operación de los acumuladores

Los tiempos de operación de los acumuladores deberán cerrar cualquier configuración de BOP en los siguientes tiempos máximos, según NORMA API RP53:

TABLA No. 6 TIEMPO DE REACCIÓN DE BOP

BOP	TIEMPO
RAMS	Menor a 30 segundos
ANULAR > 18 3/4¨	Menor a 60 segundos
ANULAR < 18 3/4¨	Menor a 45 segundos
HCR U OTROS	Menor a 30 segundos

Fuente: API RP53 SECCIÓN 12.3.3

Para efectuar la verificación se debe conocer el BOP que está o será instalado y las capacidades volumétricas de cada uno de ellos. En la **TABLA No.6** se especifica los datos antes mencionados para las BOP utilizadas durante la ejecución de las operaciones de reacondicionamiento del Rig – 04.

2.1.2.6.1.10.3 Sistema de Bombas

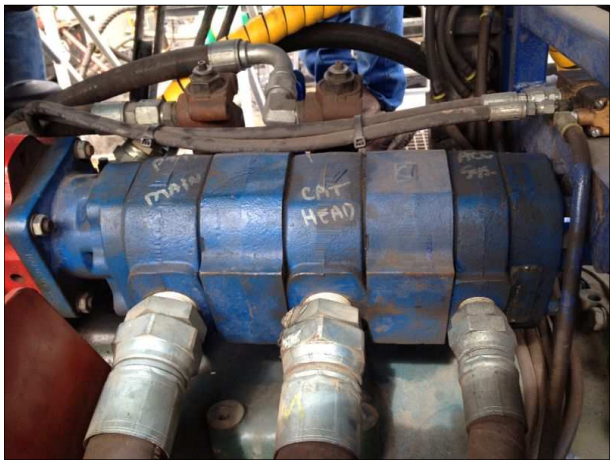
Según la Norma API RP 53, se define que: Un sistema de bomba se compone de una o más bombas. Cada sistema de bomba (primaria y secundaria) debe tener fuentes de energía independientes, tales como eléctrico o de aire. Cada sistema debe tener la cantidad y tamaño de las bombas a suficientes satisfactoriamente

[5] El número de botellas debe ser un número entero, por ello se definen 7 botellas.

haga lo siguiente: Con los acumuladores fuera de servicio, el sistema de bomba debe ser capaz de cerrar el BOP anular (excluyendo el desviador) sobre el tamaño mínimo de la tubería que se utiliza, abrir la válvula de estrangulación de accionamiento hidráulico (s), y proporcionar el nivel de presión de operación recomendado por el fabricante BOP anular para efectuar un sellado en el espacio anular dentro de los dos minutos.

El Rig – 04 cuenta con una bomba de alimentación hidráulica que se encarga de suministrar energía a todo el sistema hidráulico del equipo con el uso exclusivo del Sistema Preventor de Reventones.

FOTOGRAFÍA No. 20 BOMBA DEL SISTEMA PREVENTOR DE REVENTONES



Fuente: Registro Fotográfico
Elaborado por: Mónica Quisnancela

2.2 EQUIPOS PARA CORRER DIFERETES TIPOS DE BHA

La configuración del BHA depende de la configuración y profundidad del pozo en el cual se va a ejecutar la operación de reacondicionamiento y puede variar desde diseños muy simples hasta complicados dependiente del tipo de herramientas que se utilicen en función del tipo de ensamblaje que se requiera.

Existen diferentes herramientas diseñadas para realizar varias tareas en el pozo durante el reacondicionamiento de pozos y algunas de ellas permanecerán en el

equipo de fondo durante la producción, la configuración de estas herramientas dependerá de la operación a realizar así se podría tener un:

- BHA DE LIMPIEZA
- BHA DE MOLIENDA
- BHA DE PESCA

Existen elementos necesarios que se utilizan en todos los ensamblajes de fondo (BHA) antes mencionados.

2.2.1 COMPONENTES NECESARIOS DE LOS BHA COMUNMENTE ARMADOS EN LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO

2.2.1.1 Drill Pipe (Tubería de Perforación)

Es un tubo cilíndrico sin costura exterior con conectores de roscas acoplados en los extremos del cuerpo tubular que proporcionan la conexión entre los componentes del BHA. Sirve como conductor del fluido, transmite la rotación desde la superficie hasta el fondo del BHA.

Por lo general son juntas de +/- 32 Ft que permiten acoplarse entre ellas y con las herramientas necesarias para perforar pero bajo ciertas circunstancias se las utiliza en operaciones de reacondicionamiento (moliendas de tapones de acero y de cemento, operaciones de pesca). El diámetro del drill pipe utilizado en operaciones de reacondicionamiento son de 2 7/8” y 3 ½” OD.

El Rig – 04 cuenta con 6000 Ft de 2 7/8” IF, Grado de acero: S-135, Peso Nominal: 10,4 Lb/Ft.

2.2.1.2 Tubing (Tubería de Producción)

Son tubos sin soldadura que bajan al pozo enroscándose uno al otro hasta llegar a la profundidad deseada. El tubing constituye la vía obligada para conducir al fluido producido por la formación hacia la superficie.

En las operaciones de reacondicionamiento se utiliza el mismo tubing extraído del pozo a operar (si se encuentra en óptimas condiciones caso contrario deberá ser reemplazado), para lo cual se asegura el uso correcto del tubing; el enroscado debe ser cuidadoso y con las herramientas adecuadas para controlar el torque. La tubería sin diferenciar su uso, se ve determinada por: diámetro, espesor, tipo de acero, tipo de conexión. La tubería de producción de uso común en operaciones de reacondicionamiento es: 2 3/8", 2 7/8", 3 ½" y 4 ½" EUE o SEC.

2.2.1.3 Drill collar

Son tubulares pesados de paredes gruesas cuyos extremos poseen roscas maquinadas (box y pin) que se conectan en la parte inferior de la sarta de trabajo para colocar peso concentrado sobre la broca o junk mil y previenen el pandeo de la sarta de trabajo. Los drill collar pueden ser lisos o espiralados.
Los diámetros Externos van de 4 ¾" a 9 ½" y en longitudes generalmente de 30 a 31 Ft. El Rig – 04 como parte de sus elementos de trabajo posee Drill Collar de 3 ½" y 4 ¾" OD.

2.2.1.4 Cross Overs y Bit Subs

Estas herramientas permiten conectar dos juntas de diferentes diámetros o tipo de rosca. Las conexiones de los cross overs pueden ser pin – pin, box – pin, pin – box y bit sub box – box.

FOTOGRAFÍA No. 21 CROSS OVER

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

Estos elementos son necesarios al momento de armar un BHA, ya que las roscas de las herramientas especiales (limpieza, molienda o pesca) no son las mismas que las de la tubería (Drill Pipe o Tubing) que se esté utilizando para la ejecución de la operación de reacondicionamiento.

2.2.1.5 Broca

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de trabajo y se utiliza para triturar y/o cortar elementos que estén obstruyendo el desarrollo de las operaciones de reacondicionamiento del casing del pozo intervenido. La dotación de estas herramientas quedará a cargo de la operadora. El Rig – 04 cuenta con una broca tricónica de 4 ¾” y 6 1/8” OD.

2.2.1.6 Raspador de Tubería (SCRAPPER)

Se lo utiliza para remover residuos o desechos que se encuentren obstruyendo y disminuyendo el diámetro interno del casing. Generalmente se corre encima de brocas tricónicas o junk mill.

La acción de raspador es causado por unas cuchillas que se activan por resortes que raspan el diámetro interno del casing. La rotación prolongada con un raspador podría provocar un desgaste excesivo y daños a la tubería de revestimiento.

FOTOGRAFÍA No. 22 SCRAPPER

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.7 Canasta recuperadora (JUNK BASKET o JUNK SUB)

Conocida como Junk Basket o Junk Sub y ayudan a transportar a superficie el material molido o perforado que no pudo llegar a superficie por la circulación. Generalmente se colocan en la parte inferior de la sarta de limpieza;.

Se colocan sobre la broca y su diámetro externo es un poco menor al diámetro interno del casing. Estos dispositivos son tipo balde. La reducción del diámetro de la herramienta en el interior de la cámara es su punto débil, por lo que un excesivo torque en una operación de molienda o peso sobre la broca u otros moledores, podría ocasionar su rotura.

FOTOGRAFÍA No. 23 JUNK BASKET o JUNK SUB

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.8 Junk Mill

También son conocidas como fresas y son utilizadas cuando se debe acondicionar la cabeza del objeto a ser pescado para poder ser liberado con mayor facilidad por otras herramientas de pesca. Son de gran utilidad en trabajos de molienda en operaciones de workover. Poseen un frente cortador que por lo general es de carburo de tungsteno de diámetro menor al diámetro interno del casing.

FOTOGRAFÍA No. 24 JUNK MILL

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.9 Releasing Spear

Es una herramienta concebida y construida de tal forma para que permita pescar internamente la tubería atrapada en el pozo con la posibilidad de que se libere en el caso de que la tubería no pueda ser extraída a la superficie.

FOTOGRAFÍA No. 25 REALISING SPEAR

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.10 Taper tap

Es una herramienta de pesca interna utilizada para recuperar la tubería atrapada en el pozo, bajo las siguientes condiciones cuando:

- La cabeza superior de la tubería tiene un diámetro interior no uniforme, no deformado y no permite la entrada del "Releasing spear".
- El espacio anular entre la tubería atrapada en el pozo y la tubería de revestimiento no permite la utilización de una herramienta de pesca exterior de la tubería.

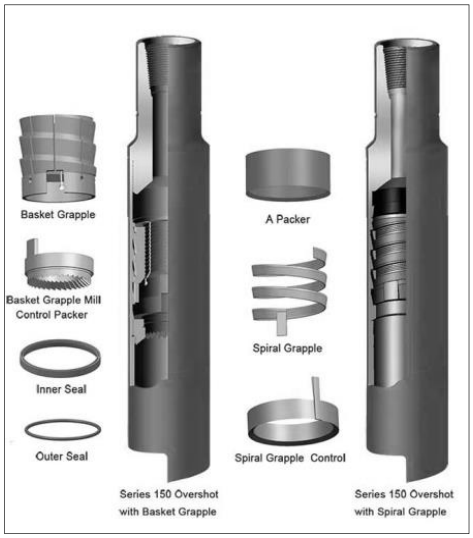
FOTOGRAFÍA No. 26 TAPER TAP

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.11 Over shot

Es una herramienta que permite pescar externamente la tubería atrapada en el pozo o equipos cuyo diámetro externo sean menores al OD del Overshot, con la posibilidad de liberar el pescado. Está conformado por una conexión tipo caja con rosca “IF” y sobre este martillos mecánico e hidráulico respectivamente. En algunos casos martillos de doble acción.

FIGURA No. 8 DIAGRAMA INTERIOR DE OVERSHOT



Fuente: Catálogo de Herramientas – Overshot

La sarta de pesca siempre será Drill Pipe, Internamente del Overshot, se dispone de una Grapa o Espiral según el diámetro externo del pescado y se enrosca en sentido anti horario. Sobre este, un dispositivo de control (control mill).

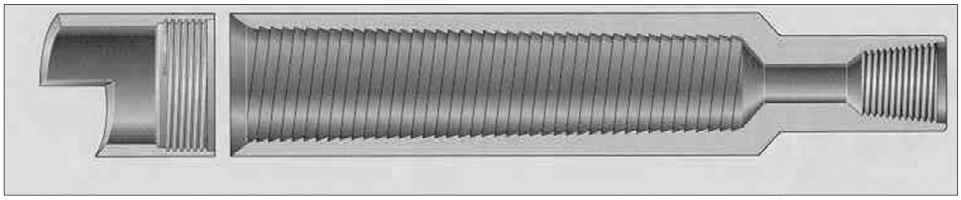
FOTOGRAFÍA No. 27 OVER SHOT

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.12 Die collar

Es una herramienta de tipo no desarmable utilizada para pescar el exterior de la tubería o equipo atrapado en el pozo. Externamente tiene forma tubular de un diámetro menor al casing donde se va a correr. En la parte superior posee una conexión tipo caja con rosca “IF” y al interior una cavidad cónica con secciones tipo anillo y con cuñas con dirección a la conexión superior y cuyo diámetro va disminuyendo desde la parte la base hacia el tope de la sección cónica.

FIGURA No. 9 DIAGRAMA INTERIOR DE DIE COLLAR



Fuente: Catálogo de Herramientas – Die Collar

La cabeza del pescado llega a introducirse hasta cuando una de las secciones tipo cuña de la cavidad cónica tiene un diámetro igual al exterior del pescado.

FOTOGRAFÍA No. 28 DIE COLLAR

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.13 Arpón

Es una herramienta de pesca que se utiliza para la recuperación de cables trifásicos, líneas de slick line, wireline y capilar atrapados dentro del casing.

Está formado por un cuerpo macizo de acero (brazo) que tiene en la parte superior una conexión tipo caja y en la parte inferior es de forma cónica larga en

la cual están dispuestas laminas en forma de púas soldadas sobre el cuerpo y que tienen las puntas hacia arriba.

FOTOGRAFÍA No. 29 ARPÓN

Fuente: Registro Fotográfico – HERRAMIENTAS RIG – 04 GRUPO PETROTECH

2.2.1.14 Magneto

Es utilizada para recuperar desde el fondo del pozo, pequeños objetos que tienen atracción magnética como: conos de broca, insertos, pernos, limallas de hierro, etc. Su forma y diseño varía dependiendo de la empresa que lo distribuya.

CAPÍTULO 3

TÉCNICAS DE CONTROL DE POZOS

3.1 INTRODUCCIÓN

Un trabajo de reacondicionamiento convencional se inicia con un procedimiento para controlar o "matar" el pozo a través del árbol de válvulas, a fin de establecer un control principal o primario, el cual consiste en mantener una presión hidrostática de fluido mayor que la presión de formación. El pozo se asegura por barreras hidráulicas[6] y barreras mecánicas[7].

Durante los trabajos de reacondicionamiento aparecen condiciones negativas que impiden mantener el control del pozo, estas condiciones incluyen la pérdida de fluido hacia los orificios de cañoneo abiertos (admisión o toma del pozo), el pistoneo (swabbing), y la presencia de gas. Este último, migrará rápidamente hacia arriba y se expandirá dificultando el control principal del pozo, provocando un **influjo**, que requerirá cerrar y "matar" el pozo.

Los procedimientos para matar un pozo, se denomina Control Secundario de pozos, el cual se aplica cuando el control principal se pierde o no puede mantenerse.

---

[6] Barrera hidráulica se refiere al fluido de control.

[7] Barrera mecánica está compuesta de varios casing y el BOP instalado sobre la cabeza del pozo.

3.2 INFLUJO

Es la entrada no deseada de fluidos de la formación al pozo. Si el influjo se reconoce y es controlado a tiempo, puede ser eliminado fuera del pozo, caso contrario podría convertirse en un reventón causando lesiones, muertes y pérdidas de equipos y pozos.

Para que se forme un influjo, es necesario que:

- Presión hidrostática que ejerce la columna del fluido de control sea menor a la presión de la formación. (bajo balance)
- La formación posea una permeabilidad absoluta suficiente para permitir la introducción de los fluidos (agua + petróleo + gas) de formación dentro del pozo.

3.2.1 CAUSAS

Las causas principales de un influjo son:

3.2.1.1 Formación con Presiones Anormales

Existen formaciones con gradientes de presión anormalmente[8] altas en diferentes áreas y a varias profundidades. Estas requieren de un mayor cuidado e implican mayor riesgo para el control de pozos. Por ello a medida que la presión de la formación aumenta se debe aumentar el peso del fluido de control para mantener un sobre balance de presiones.

La detección de zonas de presión anormal (Ejemplo: Domos salinos, fallas, anticlinales, capa de gas) se las puede hacer mediante la sísmica y tomando en cuenta los antecedentes de pozos vecinos, la geología de superficie, registros de perfiles de los pozos.

[8] Presiones de poro mayores que la presión hidrostática.

3.2.1.2 Fluido de densidad insuficiente

Una causa habitual de influjos es la densidad insuficiente del fluido, este debe ejercer suficiente presión hidrostática para al menos igualar la presión de formación.

Otras causas que provocan una densidad de fluido incorrecta son: el reemplazo del fluido actual por fluidos especiales para ejecutar trabajos de fracturamiento, tratamientos ácidos, desplazamientos de tapones de volumen significativo y también el reemplazo por fluido de disparo.

3.2.1.3 Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación o pérdida de retorno está definida como la invasión de los fluidos de perforación, reparación y/o lechadas de cemento hacia la formación. Si el nivel del fluido baja, también disminuye la presión que éste ejerce. El control y prevención de la pérdida de circulación de los fluidos de perforación es un problema frecuentemente encontrado durante la perforación y reparación de pozos.

Si existirá un influjo por esta razón es poco probable que el influjo se dé en la formación que recibe la pérdida de presión, lo cierto es que se ha establecido comunicación con una formación con mayor presión, desatando un flujo de la zona invadida al pozo y luego a la zona productora. No solo se desarrollaría un influjo con la entrada de fluidos de formación al pozo sino que se suscitaría un influjo subterráneo. Este tipo de control de pozo puede ser difícil de contener y muchas veces puede causar grandes daños a la formación productora generando grandes pérdidas de producción.

Las razones por las cuales existe pérdida de circulación son:

- Fluido con peso excesivo.
- Exceso de fricción anular.
- Exceso de presión de cierre de pozo.

3.2.1.4 No mantener el pozo lleno durante los viajes

A medida que se saca tubería del pozo el nivel de fluido disminuye por el volumen que desplaza el acero en el interior del pozo y si el pozo no se llena con fluido, el nivel del mismo decrece y por ende la presión hidrostática disminuye. El peligro aumenta cuando se sacan herramientas de mayor desplazamiento como por ejemplo drill collars.

La norma API 16D, determina que al estar sacando tubería se debe llenar el espacio anular con fluido antes de que la presión hidrostática de la columna de fluido disminuya 71 Lb/pl^2 (5 kg/cm^2), es decir, cada cinco paradas de tubería de perforación.

3.2.1.5 Swabbing[9]

Durante las operaciones de reacondicionamiento puede existir gran posibilidad de swabear el pozo por: la velocidad al sacar la tubería, espacios anulares, propiedades del fluido de reacondicionamiento; como el anular está revestido se tiene un diámetro interno contínuo, de igual forma algunas herramientas como los packers que se encuentran equipadas con elementos de sello que al sacar la tubería se podrían expandir reduciendo el área por la cual pasa el fluido.

Durante la ejecución de las operaciones de reacondicionamiento pueden presentarse una serie de condiciones o problemas que dan a lugar un influjo, así tenemos:

---

[9] Es la disminución de la HP (Hydraulic Pressure) en el pozo debido al movimiento ascendente de la tubería y herramientas. Cuando el fluido en el pozo no cae a la misma velocidad que se saca la sarta, se crea una fuerza de succión y se reduce la presión debajo de la sarta.

3.2.1.6 Packers desasentados

En una operación de reacondicionamiento desasentar packers es una operación habitual; estos poseen una acumulación de fluidos por debajo de ellos. El gas en solución atrapado se escapa hacia el anular y comienza a migrar hacia arriba sin convertirse en una amenaza de que el pozo fluya inmediatamente ya que la presión no cambia bruscamente, sin embargo, paulatinamente podría terminar en un influjo.

3.2.1.7 Disparos

Los disparos realizados durante un reacondicionamiento en una zona nueva exponen al pozo revestido a presiones de la formación. Este procedimiento se realiza bajo diseño y no genera un problema de control de pozo inmediato. Sin embargo, cuando el pozo se acerca a la condición de fluir, el problema se suscita al realiza el primer viaje de sacada de tubería para salir del hueco después de los disparos.

3.2.1.8 Pesca

Los esfuerzos desarrollados durante las operaciones de pesca pueden aumentar la probabilidad de influjos ya que se incrementa el número de viajes. Existe pistoneo al pescar o interferencia con la circulación.

Si el elemento a ser pescado es largo o si se pesca con wireline es posible que el pozo este sin circular durante periodos de tiempo largos en los cuales los fluidos de la formación pueden reposar dentro del pozo en un lugar donde no se pueden retirar, por lo que el gas que se encuentra en solución puede migrar durante los viajes provocando que el pozo fluya.

3.2.1.9 Limpieza de llenado del hueco

En las operaciones de reacondicionamiento se circula para retirar el llenado de un pozo activo. Se trata de una operación de rutina que podría implicar intervalos cortos de arenas poco consolidadas, desperdicios de operaciones de pesca, restos de disparos, etc., esto podría solucionarse con una circulación inversa.

Algunas veces el llenado resulta de la acumulación de arena en el pozo, utilizada como apuntalante o soporte en las operaciones de fracturamiento, cuando el junk mill o “la pata de mula” pasan completamente a través del llenado se forma un puente lejano al fondo.

En este caso puede haber una larga columna de fluidos de formación atrapados y la columna hidrostática disponible sobre la sarta puede no ser la suficiente para sostener la presión de la formación, pudiendo ser causante de un influjo.

3.2.2 SEÑALES DE INFLUJO

Las señales que anticipan la presencia de un influjo mientras se circulan son:

3.2.2.1 Aumento de flujo sin aumento de la rata de bombeo

Una de las señales más seguras de que existe influjo es que del pozo retorna más fluido del que se está bombeando, es decir, el fluido adicional es ocasionado por la entrada de fluido de la formación al hueco.

3.2.2.2 Aumento en el nivel de los tanques

Cuando un influjo ingresa al pozo, el volumen total del flujo saliente aumenta. Si esto sucede se debe parar la operación presente y verificar si el pozo fluye o no.

3.2.2.3 El pozo fluye con las bombas apagadas

Este es un indicador seguro de un influjo en proceso. Sucede en pozos de diámetro reducido donde las pérdidas de presión en el anular son significativas.

Y durante los viajes son:

3.2.2.4 Llenado inadecuado durante los viajes

Cuando se extrae la tubería del pozo, disminuye el nivel de fluido en el pozo por el volumen del acero que se quita, en reacondicionamiento se calcula el volumen hasta la profundidad que se encuentra una camisa de circulación. Si esta disminución no es recompensada de forma inmediata, disminuirá la presión hidrostática que se ejerce al fondo del pozo.

3.2.2.5 Pozo fluye cuando la tubería esta estática

Al mantener la tubería estática poco después de estar en movimiento, es posible que el influjo pase inadvertido durante algún tiempo, por ello es necesario mantener un monitoreo del desplazamiento cuando la tubería entre y salga del pozo.

3.3 CIERRE DE POZOS

Las operaciones de reacondicionamiento son realizadas en condiciones de pozo controlado y el fluido posee la densidad apropiada, sin embargo, es posible experimentar la presencia de influjo para situaciones particulares como: circulación para la expulsión del colchón de fondo, en casos particulares desarrollados en intervalos perforados bastante grandes, en el efecto pistón durante la recuperación de un packer, circulación después de liberar el packer en pozos controlados con el método Bullheading, entre otros.

Los procedimientos de cierre o contención pueden variar dependiendo del tipo de equipo en uso y la operación que se esté realizando en el momento del influjo, es de suma importancia para contener y minimizar el volumen de influjo.

El realizar un correcto cierre de pozo nos permite:

- Proteger al personal que se encuentra operando.
- Detener el flujo.
- Extender el tiempo para tomar decisiones y escoger la técnica para controlar el pozo más conveniente a las circunstancias del influjo.

Para poder controlar el pozo existen dos procedimientos de cierre: cierre duro y cierre suave.

En perforación se da la aplicación de cualquiera de los métodos antes mencionados. Cada empresa operadora tiene su política y por ende el tipo de cierre que se realizará en el caso de ser necesario.

En las operaciones de reacondicionamiento se aplica el **cierre duro**, por ser más rápido y minimizar el volumen del influjo ya que el estrangulador es cerrado por lo que se previene mayor entrada de influjo

3.3.1 CIERRE BLANDO

El estrangulador (choque) está abierto durante el proceso de cierre y se cierra después de cerrar el BOP.

3.3.2 CIERRE DURO

El estrangulador (choque) está cerrado durante el proceso de cierre de tal forma que la presión del pozo está contenida por el cierre del BOP.

El surgimiento de un influjo es impredecible durante las operaciones de reacondicionamiento, sin embargo, se pueden definir dos escenarios que por sus repetidas ejecuciones están propensos a experimentar un influjo.

Los mismos que se definen a continuación:

3.3.2.1 Tubería al fondo

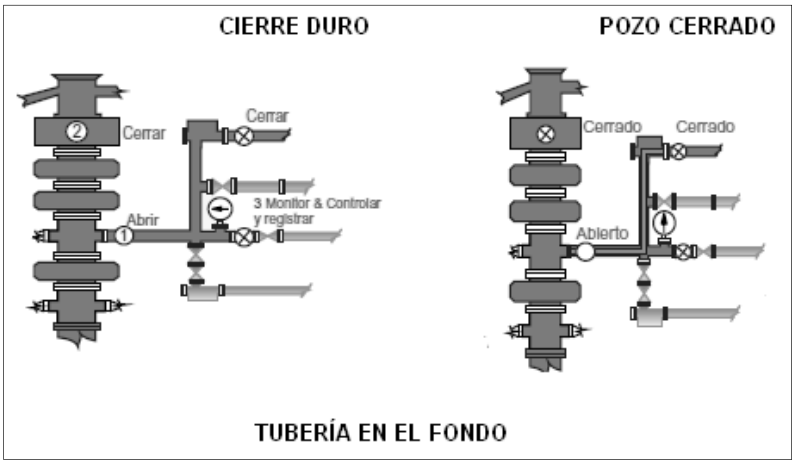
Cuando la sarta de trabajo se encuentre en el fondo o se está circulando en el fondo.
Previo a iniciar el cierre se debe revisar que:

- Las válvulas de la línea de matar del BOP se encuentran cerradas.
- Las válvulas del BOP hacia el estrangulador se encuentra abierta.
- El estrangulador debe estar cerrado.

Cierre del pozo:

1. Con la (s) bomba(s) en operación, levantar la sarta de trabajo hasta que una unión se encuentre por encima del nivel de la mesa de trabajo.
2. Detener la(s) bomba(s) y verificar si hay flujo.
3. Si el pozo fluye, cerrar la válvula de seguridad de la sarta de trabajo utilizando para ello su herramienta de cierre, la cual debería guardarse siempre en un lugar visible en la mesa de trabajo.
4. Cerrar el preventor anular. De no existir uno, utilizar los arietes de tubería (pipe rams)
5. Abrir las válvulas en la línea de estrangulamiento en el conjunto, a fin de tener acceso a la presión del casing.
6. Registrar las presiones SITP, SICP y la ganancia en los tanques. (Hoja de matado)

FIGURA No. 10 CIERRE DURO CON TUBERÍA AL FONDO



Fuente: Control de Pozos, Rehabilitación - SLB

3.3.2.2 Durante viajes (bajar o sacar tubería)

Previo a iniciar el cierre se debe revisar que:

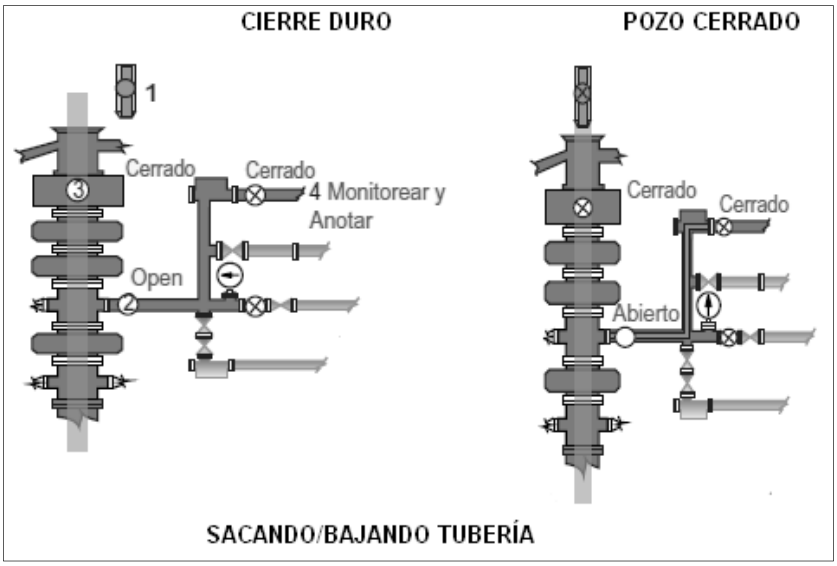
- Las válvulas de la línea de matar del preventor se encuentran cerradas.
- Las válvulas preventoras hacia el estrangulador se encuentran abiertas.
- El estrangulador está cerrado.
- La válvula de seguridad está abierta

Cierre del pozo:

1. Colocar una conexión para enrosque, sobre la mesa de trabajo.
2. Instalar una válvula de seguridad abierta en la sarta de trabajo y cerrar la válvula.
3. Si la sarta de trabajo es de menos de 3.000 pies de longitud, o si hay un packer en la sarta de producción, espaciar la sarta de trabajo, cerrar y asegurar un ariete de tubería.
4. Abrir las válvulas de la línea de estrangulamiento en el conjunto, para tener acceso a la presión de la tubería de revestimiento.
5. Cerrar el preventor anular. De no existir, utilizar los arietes de tubería.

6. Registrar las presiones SITP y SICP y la ganancia de tanques. (Hoja de Matado)

FIGURA No. 11 CIERRE DURO MIENTRAS SE SACA TUBERÍA



Fuente: Control de Pozos, Rehabilitación - SLB

3.4 TÉCNICAS DE CONTROL DE POZOS - WELL CONTROL

El objetivo de las técnicas de control de pozos es mantener la presión constante en el fondo del pozo igual o mayor a la presión de formación con ayuda de la circulación de un fluido más pesado.

Por ello, parte de una exitosa operación de control de pozos es la correcta utilización y densificación del fluido de control para eso, es vital conocer el cálculo del peso adecuado, la cantidad de químico a utilizar y las propiedades que involucran al mismo.

3.4.1 FLUIDO DE CONTROL

Existen muchas aplicaciones de fluidos en las operaciones de reacondicionamiento: disparos, cementación, fracturación, acidificación, estimulación, control de pozos, perforación, profundización, taponamiento,

limpieza, fluido de packer, fluido de completación, circulación y más aplicaciones. Estos fluidos pueden ser gases, petróleos, aguas de salmuera, lodos u otras soluciones químicas.

Los fluidos deben ser: suficientemente densos para controlar las presiones de formación, en lo posible libres de partículas sólidas, no ser corrosivo y estable.

Las salmueras[10] son el fluido más utilizado en reacondicionamiento por su fácil preparación a nivel de campo al no contener sólidos, no formar geles y por poseer altas propiedades inhibidoras de arcillas.

Las salmueras están compuestas por una base de agua fresca, una o más sales seleccionadas para obtener la densidad requerida, de ser necesario viscosificante, agentes de control del pH y agentes para el control de la corrosión.

Algunas de las salmueras más comúnmente utilizadas son: Cloruro de sodio (NaCl), Cloruro de potasio (KCl), y Cloruro de calcio (CaCl).

En la **TABLA No. 7** se detalla los rangos de densidad de las salmueras más utilizadas.

TABLA No. 7 DENSIDAD DE SALMUERAS

FLUIDO	DENSIDADES (Lpg)
Cloruro de potasio (KCl)	8,33 – 9,7
Cloruro de sodio (NaCl)	8,33 – 10,0
Cloruro de calcio (CaCl2)	8,33 – 11,6
Cloruro de zinc/calcio (ZnCl2)	12,0 – 16,0
Cloruro de sodio/calcio (NaCl/CaCl)	10,1 – 11,1
Bromuro/cloruro de potasio (KBr/KCl)	9,8 – 10,9
Bromuro/cloruro de sodio (NaBr/NaCl)	8,4 – 12,7
Cloruro/bromuro de calcio (CaCl2/CaBr2)	11,7 – 15,1

Fuente: Control de Pozos, Rehabilitación - SLB

[10] Agua saturada con grandes cantidades de sal.

La salmuera que es más utiliza y con la cual se ha trabajado en las operaciones de este análisis es el KCL, con un intervalo de densidad promedio de 8,4 a 9 Lpg.

Debido a las repetidas operaciones de reacondicionamiento en las cuales es primordial la densificación del fluido, es importante calcular la cantidad de agua fresca y sal necesaria para obtener los valores requeridos ya que en operaciones de reacondicionamiento no siempre se cuenta con un Ingeniero de Lodos disponible en la locación salvo el caso en el que la operadora requiera preparar fluidos especiales y necesariamente este presente un técnico para este propósito.

A continuación se presentan las formulas necesarias para realizar dichos cálculos:

$$Barriles\ de\ agua\ dulce = Bls\ (tabla) \times Bls\ de\ salmuera\ \ requeridos \quad \textbf{(1)}$$

$$Libras\ totales\ de\ salmuera = Lbs\ (tabla) \times Bls\ de\ salmuera\ requeridos \quad \textbf{(2)}$$

Los valores son referentes a la salmuera disponible a ser utilizada, estos valores se encuentran en el **Anexo No.1.**

Una vez cerrado el pozo se procede inmediatamente a controlarlo en base a las condiciones de operación en las que se origine el influjo. Para ello existen varios métodos para controlar pozos una vez que un influjo ha sido detectado y confirmado.
Por el tipo de metodología que se aplica en cada técnica se podría clasificar de la siguiente manera:

Con circulación:

- Método del Perforador.
- Esperar y Pesar – Método del Ingeniero.
- Circulación Larga - Directa.
- Circulación Corta - Inversa.

Sin circulación:

- Bullheading – Forzamiento.

- Volumétrico.
- Lubricar y Drenar.

Es importante recalcar que las técnicas del método volumétrico y el método de lubricar y drenar, su sola ejecución no garantiza el control del pozo propiamente dicho, ya que su desarrollo está enfocado en solventar dificultades en cuanto a la migración de gas se refiere, y es estrictamente necesario que una vez hayan sido aplicados estos métodos se realice una circulación directa para un total control de pozo.

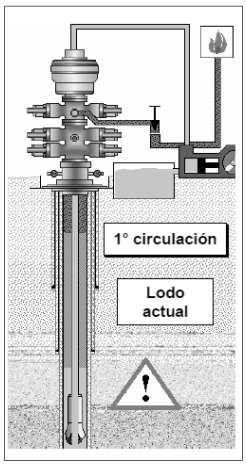
3.4.2 MÉTODO DEL PERFORADOR

En perforación es el método más utilizado hoy en día, por su simplicidad, ya que no requiere de cálculos complejos y es aplicado en diversas situaciones. Para un influjo de gas con alta velocidad de migración que pueda resultar en problemas para cerrar el pozo es totalmente adecuado.

Este método es simple y directo, sin embargo, las presiones del casing resultan un poco más altas que en el resto de técnicas y el control del pozo requiere más tiempo, ya que emplea una **doble circulación**.

Primera circulación: Se realiza con el mismo lodo del pozo hasta que el influjo es circulado hacia afuera.

FIGURA No. 12 MÉTODO DEL PERFORADOR – PRIMERA CIRCULACIÓN



Fuente: Manual Workover - Eni Corporate University, San Donato Milanese, 2005.

Procedimiento recomendado:

1. Calcular la presión inicial de circulación.

$$ICP\ [\text{Psi}] = SITP + KRCP \quad \textbf{(3)}$$

RCP [Psi]: Presión Reducida de Circulación[11].

ICP [Psi]: Presión inicial de circulación.

SITP [Psi]: Presión de Cierre del Tubing.

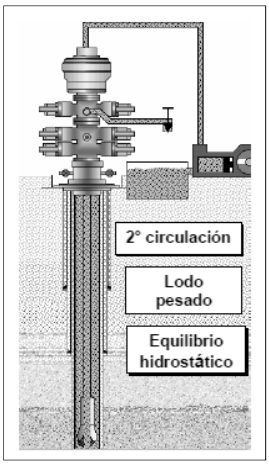
2. Mantener constante la presión de circulación con el estrangulador y el caudal de bombeo se mantiene constante a la velocidad del caudal de matar hasta que el influjo llegue a superficie.
3. La presión del casing aumentará, si se trata de un influjo gaseoso, si el influjo es de agua salada permanece casi constante.
    - El ajuste sucesivo del choque (estrangulador) debe transcurrir en un cierto tiempo para permitir a la presión transmitirse sobre el manómetro de la sarta. Se sugiere esperar 1 segundo cada 1000 Ft para compensar el retraso.

4. Después de la expulsión del influjo parar la circulación, verificar que la SICP = SITP, puede ser detectada con la bomba parada o trabajando.
    - Si SICP >SITP, la circulación debe ser reiniciada para completar la expulsión del influjo.
    - SICP = SITP, el fluido contaminante ha sido expulsado y ha concluido la primera circulación.
    - Si son iguales pero los valores son más altos de lo esperado, significa que cierta presión fue atrapada, cuando la bomba estuvo parada, se debe descargar lentamente operando el estrangulador.

Segunda circulación: Se realiza con un lodo pesado de densidad suficiente para controlar y restablecer el equilibrio hidrostático.

[11] Es la presión con la cual se circula un fluido a una velocidad de bombeo reducida para controlar el pozo. Está presión corresponde a una parte de la presión de circulación necesaria para vencer la fricción en el pozo mientras se circula para sacar el influjo.

FIGURA No. 13 MÉTODO DEL PERFORADOR – SEGUNDA CIRCULACIÓN



Fuente: Manual Workover – Eni Corporate University, San Donato Milanese, 2005.

Procedimiento recomendado:

1. Preparar el lodo de matar (Fluido de Control). Puede calcularse con las ecuaciones **(4), (5), o (6).**

Las fórmulas que nos permite calcular la densidad adecuada del fluido de control son:

$$KWM = [(SITP) \div 0.052 \div (TVD)] + MW \quad \textbf{(4)}$$

KWM [Lpg]: Peso de Lodo para Matar el Pozo.
SITP [Psi]: Presión de cierre del tubing.
TVD [Ft]: Profundidad vertical verdadera.
MW [Lpg]: Densidad de lodo original.

$$KMW = BHP \div 0.052 \div (TVD) \quad \textbf{(5)}$$

BHP [Psi]: Presión de fondo.
TVD [Ft]: Profundidad vertical verdadera.

$$KMW = Gradiente\ de\ BHP \div 0.052 \quad \textbf{(6)}$$

2. Preparar los datos para la circulación, estos datos deben estar registrados en la HOJA DE MATADO.

3. Calcular el número de strokes de la bomba requerido para reemplazar el volumen de lodo en el interior de la sarta.

$$Strokes = \frac{Volumen\ de\ la\ tubería\ [Bls]}{Salida\ de\ la\ bomba\left[\frac{Bls}{Stk}\right]} \quad \textbf{(7)}$$

$$Volumen\ [Bls] = Capacidad\ x\ Longitud \quad \textbf{(8)}$$

Para calcular las capacidades de la tubería y del espacio anular se utilizan las siguientes fórmulas:

$$Capacidad\ tubería\ \left[\frac{Bls}{ft}\right] = \frac{ID^2}{1029.4} \quad \textbf{(9)}$$

ID [in]: Diámetro interno de la tubería

$$Capacidad\ Anular\ \left[\frac{Bls}{ft}\right] = \frac{ID^2 - OD^2}{1029.4} \quad \textbf{(10)}$$

ID [in]: Diámetro interno del casing (in)

OD [in]: Diámetro externo de la tubería (in)

La fórmula para calcular la salida de la bomba depende del tipo de bomba con la cual se ejecuta el trabajo, así tenemos:

BOMBA DÚPLEX

$$Salida\ de\ la\ bomba\ \left[\frac{Bls}{Stk}\right] =$$

$$0.000162\ x\ \left[(2\ x\ (ID\ camisa)^2) - (diámetro\ Ext.Varilla)^2\right]\ x\ \left[\frac{Eficiencia}{(fracción)}\right] \quad \textbf{(11)}$$

BOMBA TRÍPLEX

$$Salida\ de\ la\ bomba\ \left[\frac{Bls}{Stk}\right] = 0.000243\ x\ (ID\ Camisa)^2\ x\ \left[\frac{longitud}{del\ stroke}\right]\ x\ \left[\frac{Eficiencia}{(fracción)}\right] \quad \textbf{(12)}$$

4. Colocar el contador de strokes en cero.

5. Circular para desplazar el lodo original de la sarta mientras se mantiene la SICP constante.
   - Si la bomba ha sido parada, encender la bomba incrementando lentamente los strokes de la bomba hasta el valor de la ICP, correspondiente a la formula (3), manteniendo constante la SICP operando el choque automático.

   - El incremento de la HP debido al lodo de matar, producirá disminución de la SITP, hasta llegar a cero. El número de strokes de la bomba debe ser constante.

6. Leer la presión final de circulación (FCP). El valor registrado debe ser comparado con el valor de la FCP calculado con la siguiente fórmula.

$$FCP = \frac{KWM}{MW} \times KRCP \qquad \textbf{(13)}$$

FCP [Psi]: Presión final de circulación
KMW [Lpg]: Fluido para control.
MW [Lpg]: Densidad de lodo original
RCP [Psi]: Presión Reducida de Circulación

7. Completar la circulación hasta que el volumen anular sea desplazado, manteniendo constante la FCP.

8. Parar la circulación y chequear las presiones.
   - Si la situación es normal abrir el BOP, realizar un control estático, acondicionar el fluido y reiniciar la actividad suspendida.

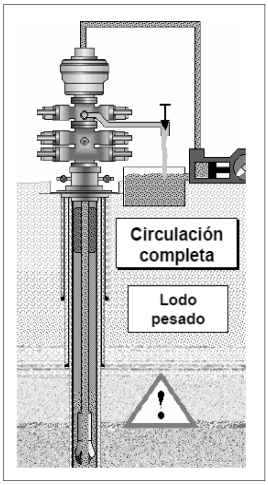
3.4.3 MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR

También conocido como método del Ingeniero, al igual que el Método del Perforador es utilizado en perforación, este consiste en esperar el tiempo necesario antes de iniciar el control del pozo al preparar una cantidad fluido de

matado suficiente para realizar el control. Y consiste en realiza una circulación completa con lodo de matar (Fluido de Control).

Es importante la brevedad de preparación del Lodo de Matar (Fluido de Control) para iniciar las operaciones, evitando que el tiempo que transcurre entre el cierre del pozo y el inicio de la circulación provoque una migración del gas; evitando fracturar la formación bajo del zapato.

FIGURA No. 14 MÉTODO DEL INGENIERO



Fuente: Manual Workover – Eni Corporate University, San Donato Milanese, 2005.

Procedimiento recomendado:

1. Preparar el lodo para matar (Fluido de Control). Se determina la densidad adecuada mediante la ecuación **(4), (5)** o **(6).**

2. Controlar la presión en el tubing y en casing.
   - Mantener la BHP constante.

3. Encender la bomba.
   - Incrementar lentamente los strokes de la bomba al valor registrado de la RCP y regular el choque automático para mantener la SICP constante.
   - Comparar la presión de circulación con el valor de la ICP calculada con la fórmula **(3)**. Si el valor es el mismo es considerada normal, caso contrario

la situación es anormal: parar la bomba y mantener la presión del casing constante, encontrar la causa y solucionar el problema antes de continuar.

4. Desplazar el volumen interno de la sarta.
   - La ICP disminuye al valor de la FCP debido a la reducción de la SITP.
   - La FCP permanece constante.
   - La SITP desaparecerá completamente cuando el KWM llegue al fondo. Disminución controlada con el choque.

5. Desplazar el volumen anular.
   - Cuando el KMW llega a fondo, la FCP se mantiene constante hasta el final de la operación.

6. Parar la circulación y realizar un control de las presiones.

7. Revisar las presiones. Si la situación es normal.
   - Abrir el BOP y efectuar un control estático (flow check). Caso contrario acondicionar el lodo y reanudar la actividad suspendida.

Los métodos antes mencionados son regularmente los utilizados en perforación. En las operaciones de reacondicionamiento las técnicas de control de pozos son diferentes; y, debido al volumen reducido de pozo, la respuesta debe ser inmediata y eficaz, la ventaja en reacondicionamiento es el fluido que se encuentra en el pozo, ya que actúa como una barrera hidráulica inmediata.

A continuación se definen las técnicas de control enfocadas y destinadas para las operaciones de reacondicionamiento, estos métodos se basan en la circulación de fluido:

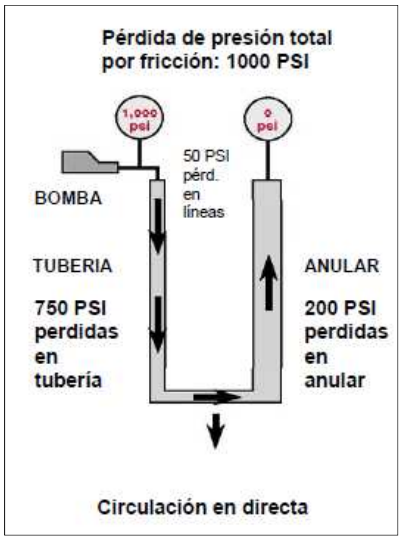
3.4.4 MÉTODOS DE CIRCULACIÓN DIRECTA

La circulación es el método más comúnmente usado para matar pozos; esta técnica también es conocida como circulación larga, expone a la formación a

menor presión de fricción que la circulación inversa a pesar de circular a la misma velocidad de bombeo. Puede ser ineficiente y requerir mayor tiempo de circulación si involucra el desplazamiento del fluido del packer pesado con un fluido de completación más liviano y compacto.

El fluido de control es bombeado a la densidad requerida a través del tubing y se espera el retorno por el casing hasta un acondicionamiento completo, se bombea a un bajo caudal y alta presión.

FIGURA No. 15 CIRCULACIÓN DIRECTA



Fuente: Manual Workover – Eni Corporate University, San Donato Milanese, 2005.

Procedimiento recomendado:

1. Alinear múltiples y bomba para circular el fluido hacia abajo por el tubing y retornar por el anular.

2. Calcular la capacidad del casing y tubing con las ecuaciones **(9) y (10).**

3. Calcular el fluido de matar necesario para circular, con las ecuaciones **(1), (2),** y **(4).**

4. Llevar la bomba hasta la velocidad de matar, RCP, mientras mantiene constante la presión en el casing, utilizando para ello el estrangulador. De esta manera se establece la ICP en el manómetro del tubing.

5. Calcular ∆P choque en el casing

$$\Delta P\ Choque_{casing} = \left(Densidad\ fluido_{anular} - Densidad_{Influjo}\right) \times 0{,}052 \times Altura\ de\ la\ columna_{Influjo} \quad \textbf{(14)}$$

6. Calcular ICP

$$ICP = SITP + KRCP + \Delta P\ Choque_{Casing} \quad \textbf{(15)}$$

7. Calcular FCP

$$FCP = KRCP + \Delta P\ Choque_{Casing} \quad \textbf{(16)}$$

8. Continuar circulando hasta llegar la superficie y utilizar el estrangulador para controlar la presión del casing.

Este procedimiento generará presión en la parte superior del casing si se circula hacia arriba el gas residual causando problemas si el casing está deteriorado.

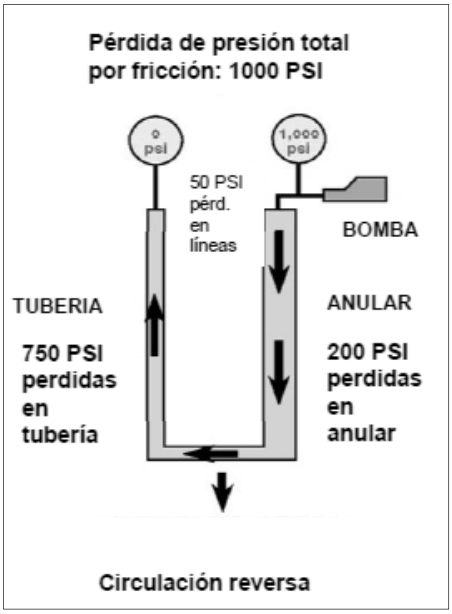
3.4.5 MÉTODO DE CIRCULACIÓN INVERSA

La circulación inversa es muy común en las operaciones de reacondicionamiento, también conocida como circulación corta, consiste en bombear hacia abajo por el anular y tomar los fluidos o solidos de retorno por el casing.

Se puede reducir tiempo si solamente se requiere una circulación “fondos arriba”. Es el camino más corto y rápido debido a que el diámetro interno de la tubería de producción es menor por ende las velocidades de fluido son mayores. De igual forma las elevadas presiones resultantes de la expansión del gas afectan la tubería de producción apta para manejar estas presiones.

Generalmente el lodo que se encuentra en el espacio anular es lo suficientemente denso para controlar la formación minimizando el tiempo y las facilidades para densificar el lodo.

FIGURA No. 16 CIRCULACIÓN INVERSA



Fuente: Manual Workover – Eni Corporate University, San Donato Milanese, 2005.

Procedimiento recomendado:

1. Alinear múltiples y bomba para circular el fluido hacia abajo por el anular y retornar por el tubing.

2. Calcular la capacidad del tubing y preparar un registro. Utilizar ecuaciones **(9) y (10).**

3. Calcular el fluido de matar necesario para circular, con las ecuaciones **(1), (2),** y **(4).**

4. Llevar la bomba hasta la velocidad de matar, RCP, mientras mantiene constante la presión en la tubería de producción, utilizando para ello el estrangulador.
   - ICP se instaura en el manómetro de la tubería de revestimiento.

5. Calcular ∆P choque en el Tubing con la ecuación **(14).**

6. Calcular Presión Inicial de Reversa en Tubing.

$$IRP = SITP + KRCP + \Delta P\ Choque_{tubing} \quad \textbf{(17)}$$

7. Calcular Presión Final de Reversa en Tubing.

$$FRP = KRCP + \Delta P\ Choque_{tubing} \quad \textbf{(18)}$$

8. Continuar circulando y utilizar el estrangulador para controlar la presión del casing.

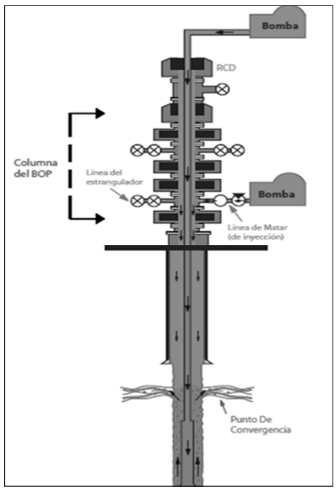
Si el pozo tiene orificios de disparos abiertos que se encuentren al descubierto, el fluido se puede bombear hacia la formación y causar daños. Si el exceso de presión es lo suficientemente elevado, se puede producir también daño por fractura de la formación.

3.4.6 TÉCNICA DE BULLHEADING (FORZAMIENTO)

Este método es el más sencillo y comúnmente utilizado para controlar pozos antes de una operación de reacondicionamiento, para trabajos de acidificación y/o circulaciones de limpieza de diferentes tipos.

La aplicación de este método es posible siempre y cuando no exista obstrucción en el tubing y se pueda inyectar fluido a la formación sin exceder la presión de fractura seguido de una circulación directa de acondicionamiento; en el caso de existir migración de gas, es suficiente con añadir un viscosificante al fluido para minimizar el impacto del fluido, también es aplicada durante la perforación si se sospecha presencia de H_2S y no se posee equipo apropiado para manipular este gas.

FIGURA No. 17 TÉCNICA DE BULLHEADING



Fuente: Manual de Control de Pozos - WCI

Procedimiento recomendado:

1. Determinar el volumen exacto del fluido de matar para bombear y prepararlo a la densidad requerida. Para el cálculo del volumen utilizar las ecuaciones **(8), (9)** y **(10).**
   - Esto incluye tanto el volumen en la tubería de producción como el espacio anular por debajo del packer (en el caso de existir).

2. Calcular la densidad del fluido de matar con las formulas **(1), (2)** y **(3).**

3. Determinar presiones límites.
   - Considerar la presión de fractura, presión de estallido del tubing (especificaciones técnicas de la tubería), presión máxima en el tubing (límites mecánicos y límites de la formación).
   - Las siguientes fórmulas permiten calcular los límites mecánicos del tubing, con o sin soporte[12] en el anular.

$$Presión\ Inicial\ máxima_{tbg}(sin\ soporte) = presión\ de\ fractura - HP_{tbg} \quad \textbf{(19)}$$

$$Presión\ Inicial\ máxima_{tbg}(sin\ soporte) = presión\ de\ fractura - (BHP - SITP) \quad \textbf{(20)}$$

[12] Presencia o ausencia de fluido en el anular y su densidad.

$$Presión\ Final\ máxima_{tbg}(sin\ soporte) = presión\ de\ fractura - HP_{KWM}$$

(21)

$$Presión\ Inicial\ máxima\ _{tbg}(con\ soporte) =$$
$$presión\ de\ fractura - (BHP - SITP) + HP_{soporte}$$

(22)

$$Presión\ Final\ máxima\ _{tbg}(con\ soporte) = (presión\ de\ fractura - HP_{KWM}) + HP_{soporte}$$

(23)

4. Calcular el número de strokes de superficie hasta el fondo y viceversa. Para los cálculos se utiliza la fórmula **(7).**
   - Graficar SITP, límites de formación para la presión máxima en la tubería de producción (línea de fractura), límites mecánicos para la presión máxima en la tubería de producción vs strokes.

5. Iniciar bombeo aumentando gradualmente el caudal hasta alcanzar el valor de la presión en donde la formación inicia la absorción.

6. Mantener un control de límites de presión con la gráfica realizada.
   - Las presiones por fricción y de la formación debe ser superada para que comience la inyectabilidad a la formación. Si la presión o el régimen de bombeo son muy altos pueden ocurrir daños a la formación.
   - Una vez que el fluido llega hasta la formación, se observará un incremento en la presión de la bomba. Esto es debido a que un fluido no nativo trata de ingresar a la formación.

7. Continuar el bombeo al máximo caudal, sin interrupciones, hasta que el volumen completo del Fluido de Control haya sido bombeado.

8. Parar la bomba, cierre el pozo y observe. Si no hay presión, el pozo está controlado. Continuar con las operaciones suspendidas.

3.4.7 MÉTODO VOLUMÉTRICO

Este método permite la expansión controlada de gas durante la migración hacia superficie, para mantener la presión de fondo constante.

El método volumétrico se puede usar para llevar traer el gas a la superficie y después reemplazar el gas con fluido para entregar al pozo la presión hidrostática necesaria.

Este puede ser utilizado en las siguientes condiciones:

- Tubería (sarta, herramienta) fuera del pozo.
- La sarta está bloqueada o aún no llega a fondo.
- Fuga o lavada en la tubería.
- Periodos largos de espera.
- Bombas inoperables por sistemas mecánicos o eléctricos.

Para lograr entender esta técnica, se debe considerar los siguientes conceptos:

Ley de gases (Boyle): describe que si el gas se expande (aumento de volumen), la presión dentro del gas disminuye.

Teoría de Burbuja simple: Se asume que el gas entra al pozo como una “sola burbuja”.

Procedimiento recomendado:

1. Establecer un margen de seguridad y una variación adicional de presión.
   - Margen recomendado: 100 Psi, variación adicional: 100 Psi.

2. Calcular la presión hidrostática por barril de fluido en la parte superior del anular.

$$HP\ por\ barril\ = gradiente\ del\ fluido\ \left[\frac{psi}{Ft}\right] \div capacidad\ anular\ \left[\frac{Bls}{Ft}\right] \quad \textbf{(24)}$$

3. Calcular el volumen para purgar cada ciclo.

$$Volumen\ a\ purgar\ \left[\frac{Bls}{ciclo}\right] = variación\ \ adicional\ [psi]\ \div HP\ por\ barril\left[\frac{Psi}{Bls}\right] \quad \textbf{(25)}$$

4. Graficar la presión del casing en función del volumen para purgar (en "escalones").
   - Se requiere paciencia: la purga para el primer "escalón" puede tomar varias horas (dependiendo de la profundidad del pozo y el tipo de fluido).

5. Permitir que la SICP aumente en el margen determinado, sin purgar.

6. Permitir que la SICP aumente en la variación adicional determinada, sin purgar.

7. Mantener la SICP constante purgando pequeños volúmenes de fluido hacia el tanque hasta que se purgue el volumen calculado en el paso 3.

No se debe abrir más el estrangulador para acelerar el proceso de purga porque de hacerlo se producirá otra arremetida.

Repetir los pasos 6 y 7 hasta que el gas se encuentre en la superficie, esto lo prueba el sonido del gas que fluye a través del estrangulador y se observa una SICP estable cuando se cierra el pozo.

3.4.8 LUBRICAR Y DRENAR

El procedimiento de lubricar y drenar se utiliza para extraer el gas de la parte superior de un pozo a una presión de fondo constante mientras se evita el influjo adicional proveniente de la formación.

El objetivo es mantener constante el volumen de lodo bombeado, esto permite el aumento constante de la presión hidrostática, es el más utilizado porque controla mejor la presión de fondo hasta el final de la operación que es cuando el influjo de gas se reduce, el fluido se bombea por el anular.

Generalmente en reacondicionamiento se aplican la técnica de Lubricar y drenar más seguido cuando: está taponada la tubería, existe tubería arenada o la circulación no es posible.

Procedimiento recomendado:

1. Seleccionar un rango de presión de trabajo.
   - Variación recomendada: 100 Psi.

2. Calcular el aumento de hidrostática en el espacio anular por cada barril de fluido de lubricación. Para este cálculo utilizar la ecuación **(24)**

3. Bombear fluido de lubricación a través de la línea de matar hasta aumentar la presión del casing en el rango de presión recomendado.

4. Medir el tanque y calcule el aumento de presión hidrostática del fluido lubricada para este ciclo.

5. Esperar un tiempo para que el fluido caiga (lubrique) a través del gas (usualmente 10-15 minutos).

6. Purgar el gas del choque para reducir la presión del casing debido al aumento la presión hidrostática en el pozo más el rango de trabajo.

7. Llevar un control de los cálculos.

8. Repetir el procedimiento hasta que se extraiga todo el gas.

En la **TABLA No. 8** se resumen características, ventajas y desventajas de las Técnicas de Control de Pozos, la cual ayudará a escoger la técnica correcta en base a las condiciones en las que se esté desarrollando el influjo (en el caso de existir).

TABLA No. 8 TÉCNICAS DE CONTROL DE POZOS – REACONDICIONAMIENTO

TIPO DE CONTROL	MÉTODO DE CONTROL	CARACTERÍSTICAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS	APLICACIONES
CON CIRCULACIÓN	**Método del Perforador**	Necesita 2 circulaciones: fluido original y fluido de control. ICP constante en la primera circulación.	Circulación inicia inmediatamente.	Mayor tiempo para controlar el pozo. Presión en superficie y en zapato más alta.	Aplicado en perforación. No es usado en zonas que se anticipe o se espera pérdidas de circulación. Influjos de gas con alta velocidad de migración.
	Esperar y Pesar (Método Del Ingeniero)	Una circulación con fluido de control.	Circula el influjo más rápido. Presiones en el pozo y superficie son bajas.	Requiere facilidades en equipo de superficie y personal.	Aplicado en perforación. Influjos resultantes del sub balance del peso del lodo con respecto a la presión de formación.
	Circulación Directa (Larga)	Circulación Tubing – casing.	Expone la formación a menor presión de fricción que la circulación inversa (a la misma velocidad de bombeo).	Generará presión en la parte superior del casing si se circula hacia arriba gas.	Comúnmente usado en operaciones de reacondicionamiento.
	Circulación Inversa (Corta)	Circulación casing – tubing.	Rápida circulación a superficie. Anular posee fluido suficientemente denso para controlar la formación.	Altas presiones causaran perdidas de fluido, rotura del casing, o falla en la formación. Existe gas en el anular la migración será más rápida que el caudal de bombeo.	Usada en formaciones que se conoce toman o cuando el tubing se encuentra en profundidad media de los disparos. Utilizada para remover escombros del pozo.

TABLA No. 8 CONTINUACIÓN

SIN CIRCULACIÓN	**Bullheading (Forzamiento)**	Fluidos de formación bombeados nuevamente al reservorio con desplazando desde el tubing y casing fluido de control. Requiere de una circulación directa después de su aplicación. Influjo debe estar más arriba de la zona más débil del pozo.	En perforación usado en influjos de H2S	Fluidos de formación con alta viscosidad requiere más tiempo y esfuerzo. Baja permeabilidad de reservorio podría causar exceder la presión de fractura. Gas provocará problemas de migración.	Método más común de matar un pozo en producción. Se utiliza si no existe obstrucción en la tubería y permite inyectar. Conocer límites de presión de tubing, casing y formación.
	Volumétrico	Permite la expansión controlada del gas durante la migración. No densifica ni controla el pozo. Recobrar la hidrostática en el caso de estar utilizando el fluido adecuado.	Reduce las altas presiones por medio de un sistemático drenaje de lodo para permitir la expansión del gas. Lleva el influjo hasta debajo del BOP.	Aumento de presión puede generar en superficie, fondo y todo el pozo, generando fallas en los equipos de superficie, casing, la formación ocasionando pérdidas de circulación.	Aplicable solo cuando existe presencia de gas Aplicable en casos de influjos generados por succión para llevar a superficie. Aplicable en tubería, sarta o herramientas fuera del pozo. Con bombas inoperables, sarta bloqueada, o durante periodos largos de espera. Presencia de fuga o lavado en la tubería que evita desplazamiento del influjo. Presencia de presión anular en un pozo de producción o inyección, por fugas en el tubing o packer.
	Lubricar y Drenar	Inyecta fluido por el anular, espera y purga gas hacia superficie. Método complemento del volumétrico. No densifica ni controla el pozo, solo expulsa hacia superficie.	Expulsar el flujo que se encuentra debajo del BOP.	El volumen inyectado debe ser medido con precisión. No se usa con influjos originados por sub balance (presentes en perforación)	Aplica cuando los disparos o aberturas de circulación del tubing están tapados, cuando hay tapón de arena, tubería está bloqueada. Aplicable donde las altas presiones del pozo están cercanas a la presión en la cabeza de pozo.

Elaborado por: Mónica Quisnancela

3.5 COMPLICACIONES DURANTE EL CONTROL DE POZOS

Durante el control de pozos podría presentarse complicaciones, la pronta identificación y acciones inmediatas prevendrán catástrofes.

A continuación se describen las complicaciones más comunes que se desarrollan durante las operaciones de Control de Pozos.

3.5.1 PRESIONES DE CIERRE

Las presiones de cierre no son consideradas una complicación como tal, no obstante podría serlo si las lecturas de las mismas son incorrectas, siendo demasiado altas o demasiado bajas. Los valores estabilizados de presión son clave fundamente para disminuir los problemas mientras se controla el pozo ya que la mayor parte de cálculos relacionados a este procedimiento dependen de las presiones de cierre.

En perforación la presión de cierre del tubing (SITP) es generalmente más baja que la presión del interior del casing (SICP), debido a que la densidad del fluido del influjo que el fluido existente en el pozo. En operaciones de reacondicionamiento, si el influjo es líquido y su densidad es mayor al del fluido utilizado la presión de cierre del tubing (SITP) será mayor a la presión del interior del casing (SICP).

3.5.2 FISURAS O DAÑOS EN LA TUBERÍA

Los orificios en la sarta de producción pueden dar lugar a una comunicación o fugas, entre la tubería de producción y tubería de revestimiento. A medida que la sarta se fisura la presión dela bomba declina gradualmente, y este indicativo pasa inadvertido.

La posición de la fisura determina las acciones correctivas a tomar, cualquiera que esta sea debe mantener la presión de formación constante. Si se sospecha

de la presencia de un washout se debe parar la circulación y controlar los valores de las presiones.

Si la presión del tubing es casi igual al de la presión del casing, entonces el influjo esta debajo del punto de washout. En este caso se debe aplicar el método Volumétrico para permitir que el influjo ascienda, con el consecuente aumento de la presión en el anular.

Cuando el influjo esta encima del washout, la presión del casing es más alta que la presión del tubing; solo en este caso se puede continuar la circulación.

3.5.3 PÉRDIDA TOTAL DE CIRCULACIÓN

La pérdida total de circulación ocurre con mayor probabilidad en zonas fracturadas u homogéneas y de alta permeabilidad, especialmente si son zonas depletadas. Una situación similar, aunque más compleja, se puede verificar en el caso de largos intervalos disparados con características geológicas diferentes en donde la zona inferior resulta permeable.

Durante el desarrollo de las operaciones de reacondicionamiento, se puede dar por una excesiva carga de presión hidrostática causada por el fluido de control, esto puede causar un descenso del nivel dentro del pozo hasta un punto en el superará la presión de formación, como consecuencia comenzara la descarga hacia la formación.

En el caso de pérdida de circulación:

- Si es posible reducir la densidad del fluido (o salmuera).
- Evitar la circulación reversa y siempre circular a caudal reducido para limitar el efecto de la perdida de carga sobre la formación.

3.5.4 PRESIONES ATRAPADAS

Los cierres mecánicos, obstrucción, y ciertas operaciones pueden causar diferenciales de presión no consideradas que dificultan el control de pozos.

A continuación se enuncian algunos lugares en donde se encontramos presiones atrapadas:

- Sobre y debajo de una herramienta de wireline antes de ser recuperada, y antes de abrir una válvula de seguridad.
- En el interior y el exterior de un dispositivo de circulación antes de establecer la comunicación.
- Sobre y debajo del packer antes de probar desanclarlo.
- Sobre y debajo de un tapón puente (bridge plug).

3.5.5 SARTA TAPONADA

Cuando se tapona la sarta, es evidente el incremento de presión en la bomba sin que haya aumento de presión en el revestimiento, La presión del revestimiento puede decaer con una disminución en el flujo de retorno, en esta situación se debe parar la bomba y cerrar el estrangulador. Si no se puede eliminar la obstrucción por bombeo se debe aplicar el método volumétrico.

3.5.6 PROBLEMAS DURANTE LA CIRCULACIÓN

Si se observan irregularidades en las presiones de circulación, es decir, cambios repentinos en los manómetros de la bomba o del revestimiento. Si ambos manómetros están reaccionando es probable que el problema sea del revestimiento, caso contrario, si reacciona solo la presión de la bomba el problema está en la sarta de trabajo.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS REPORTES DEL CONTROL DE POZOS EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS PETROLEROS

4.1 INTRODUCCIÓN

El control de pozos es la primera operación que se ejecuta sobre el pozo a ser intervenido. Independientemente de la operación de reacondicionamiento, de dicha operación depende el inicio exitoso de las operaciones, ya que con parámetros controlados no existirían retrasos, incremento de costos de operación, pérdidas de circulación, implementación de programas alternos y el posible riesgo de experimentar la presencia de un influjo o arremetida.

Este capítulo se desarrolla de forma documental basado en el análisis de los Reportes diarios de Operaciones de Reacondicionamiento de pozos ejecutados en el periodo de Julio 2012 a Marzo 2013 por el Taladro de Reacondicionamiento Rig – 04 (**GRÁFICO No. 1**).

De igual forma experimentalmente, ya que se evidenció la ejecución del control de pozos en campo con el objetivo de establecer cuan efectivo es este procedimiento, identificando parámetros relevantes que aclaren los puntos débiles sobre los cuales se propondrá una estrategia de mejoramiento en el procedimiento de control de pozos mediante la implementación de formatos que son propuestos en las Técnicas de Control de pozos.

4.2 RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN

Para llevar a cabo el análisis fue necesaria la recopilación de datos e información disponible por trabajo de reacondicionamiento realizado. La información requerida fue:

- Programa de Reacondicionamiento.
- Informe final de operaciones como fracturamiento, estimulación ácida, cementación, etc.
- Reportes diarios internos de Trabajos de reacondicionamiento.
- Informes de simulacros de arremetidas.
- Procedimiento de alquiler de taladros de reacondicionamiento del SIG (Sistema Integrado de Gestión) del GRUPO PETROTECH.

En la **TABLA No. 9** se presenta el resumen de los trabajos de reacondicionamiento que realizó el Rig – 04, en el cual se especifica el objetivo, el tipo de levantamiento artificial antes del reacondicionamiento, especifica el BOP instalado para la ejecución de la operación, la presión a la cual se realizó la prueba de funcionamiento del BOP antes especificado, el yacimiento en el cual se va a operar y un breve resumen de las actividades realizadas en dicho caso.

Con respecto a las Pruebas de Funcionamiento del BOP de la **TABLA No. 9** se resume que, las Presiones de Prueba registradas fueron: 800, 1200, 1500, 1600 y 3000 Psi. Estas variaciones evidencian que no existe un criterio puntual para utilizar las Presiones de Prueba, ya que por norma las Pruebas de Funcionamiento del BOP deben ser realizadas a presiones altas , es decir al 70% de la Presión de Trabajo del Equipo o Herramienta más vulnerable y bajas, es decir a 200 o 300 Psi. De igual forma se evidencia que no existe un formato estandarizado oficial en el cual se detalle los parámetros analizados durante el desarrollo de la prueba de funcionamiento del Sistema de Control de Reventones.

TABLA No. 9 TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADOS POR EL RIG – 04

POZO	No. WO	OBJETIVO DEL PROGRAMA DE W.O.	ESTADO DEL POZO ANTES DEL W.O.	LEVTAMIENTO ARTIFICIAL ANTES DEL W.O.	BOP UTILIZADO	PRESIÓN DE PRUEBA DE BOP	YACIMIENTO	BREVE RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES REALIZADAS
A	1	Sacar la completación actual con BES. Realizar estimulación ácida a los punzados de la formación “Tinf”. Bajar y profundizar equipo BES.	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi	-	"Tinf"	Instala BOP, anular, rams. Baja BHA de limpieza, circula pozo con agua filtrada @ 8,4 Lpg. Toma registros eléctricos de cemento. Realiza disparos a "Tinf" y "Uinf". Baja BHA de producción. Recupera standing valve, se quedan los chevron packing, se circula en reversa para recuperarlos. Pozo produciendo.
B	4	Cañonear la Caliza M-1. Realizar estimulación acida y evaluar potencial de producción con BES. Posteriormente se evaluara el potencial de producción conjunto de las Calizas M-1 y M-2 a través de BES.	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi	1500 Psi y anular 800 Psi.	Caliza M-1 y M-2	Circula tbg-csg con fluido de control de 8,41 Lpg. Instala BOP, prueba. Saca conjunto TCP, llena desplazamiento. Baja BHA de limpieza. Baja tapón, llena pozo y prueba anular. Baja conjunto TCP en tubería, punza caliza M-1, se observa soplo. Prueba anular, no gana presión, existe retorno por tubing. Posible desasentamiento de packer o camisa abierta. No llena pozo, hay retorno. No desasienta packer. Operadora decide abandonar pozo.
C	1	Probar el potencial de arena Napo "Uinf", "Tinf" y "Tsup".	Pozo Exploratorio	-	7-1/16" X 5000 Psi	2000 Psi	"Uinf", "Tinf" y "Tsup".	Arma sección "B" del cabezal 11" x 3000 Psi @ 7-1/16" x 5000 Psi. Arma BOP, prueba. Baja BHA de limpieza, circula pozo con agua para limpieza, saca BHA. Baja registro de cemento. Punzona intervalos inferior de “Tinf”. Baja BHA de producción con 2 packer, sienta packer y prueba anular. Pozo produciendo.
D	9	Recuperar la completación actual, evaluar por bombeo Hidráulico el potencial de reproducción en caliza M-2. Bajar BES.	Cerrado	Hidráulico	7-1/16" X 5000 Psi	2000 Psi	Caliza M-2	Controla pozo con agua de formación de 8.4 Lpg, circula en reversa. Instala casing spool y BOP, prueba. Saca BHA de producción, llena el pozo. Circula en reversa y cambia de fluido al pozo por agua fresca filtrada y tratada (KCL). Baja conjunto TCP en tubing. Instala cabezal de producción. Prueba anular. Dispara caliza M-2. Swabeo sin éxito. Desarma BOP. Sin producción.

TABLA No. 9 CONTINUACIÓN

A-1	2	Cambio de BES	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi	1500 Psi	"Tinf"	Recupera standing valve, intenta abrir camisa de arena "Tinf", shifting tool sale con los pines rotos. Llena pozo con petróleo y prueba admisión a "Tinf" para verificar la camisa está abierta, se mantiene abierta la válvula de casing. Baja Shifting tool nuevo a camisa de arena "Tinf" y abre. Prueba de admisión a la arena "Tinf" para verificar que la camisa esté abierta, se mantiene abierta la válvula de casing y el tubing se encuentra lleno. Instala BOP, prueba. Saca BHA de producción. Baja tubería en punta libre. Baja equipo BES. Retira BOP. Realiza prueba de producción. Pozo produciendo.
B-1	5	Realizar Pesca de Packer con Over shot. Posteriormente se evaluara el potencial de producción conjunto de las Calizas M-1 y M-2 a través de un sistema electro sumergible	Produciendo	Hidráulico	7-1/16" X 5000 Psi	1500 Psi	Caliza M-1 y M-2	Despresuriza pozo tbg y csg. Instala BOP, prueba. Llena pozo pero hay retorno y se continúa circulando, se tiene presencia de gas. Instala equipo y baja a realizar tubing punch. Baja a realizar corte químico y saca equipos. Baja BHA de pesca. Circula inversa de agua @ 8,4 Lpg, para limpieza de tubería. Desasienta packer sin éxito, baja y saca BHA de pesca dejando parte de BHA dentro del pozo. Baja BHA para evaluación. Pozo produciendo.
D-1	9	Recuperar la completación de fondo actual y bajar conjunto de fondo para evaluación por bombeo Hidráulico tipo jet. Evaluar formación Caliza M-2 con bomba jet.	Cerrado	Hidráulico	11" X 5M Psi @ 7-1/16"X5M Psi Casing Spool. 7-1/16" X 5M BOP Psi.	-	Caliza M-2	Despresuriza tubing y casing. Retira tubing hanger y adapter spool 11''. Instala Casing spool. Instala BOP, prueba de pipe rams, blind rams, anular. Saca BHA del conjunto TCP en tubería. Baja BHA para bombeo hidráulico en tubería. Desarma BOP. Asienta packer mecánico. Prueba anular. Prueba de Circulación.
E	2	Cambiar completación de bombeo Mecánico.	Produciendo	Mecánico	Adapter Spool 7-1/16" X 3000 Psi @5000 Psi. 7 1/16" X 5000 Psi BOP.	3000 Psi	BASAL TENA	Circula y desgasifica pozo con crudo inyectando en directa. Saca varillas de producción y bomba mecánica (presencia de gas por efecto de pistoneo de varilla). Saca BOP de varilla. Instala adapter spool y BOP, prueba. Saca BHA de bombeo Mecánico. Baja BHA de limpieza, circula crudo limpio en directa, saca BHA (tubería viene con crudo). Baja BHA de bombeo Hidráulico, prueba y presión cae, saca tubería con crudo. Standing Valve sale defectuoso. Baja BHA de bombeo Mecánico. Pozo produciendo.

TABLA No. 9 CONTINUACIÓN

C-1	2	Evaluar la formación caliza M-2. Los intervalos seleccionados serán cañoneados con una unidad TCP. Bajar una completación para flujo natural y/o levantamiento artificial tipo bomba jet	Cerrado	Hidráulico	7-1/16" X 5000 Psi	1200 Psi	Caliza M-2	Circula pozo con agua de 8,3 Lpg. Baja BHA de prueba, packer queda atrapado. Cierra pipe rams, prueba hermeticidad por anular. Circula en directa con agua de 8,3 Lpg, incrementa la presión, retorno mínimo. Circula en reversa. Desasienta packer, sarta queda libre. Saca BHA de prueba (con arrastre). Circula en reversa por camisa. Baja BHA de limpieza, circula en reversa con agua de formación de 8.4 Lpg. Dispara "Uinf". Baja BHA de prueba bombeo Hidráulico, packer mecánico no pasa, saca y baja BHA de limpieza con taper mill. Baja BHA de prueba, no pasa. Baja BHA de limpieza. Baja BHA prueba con packer mecánico, no pasa. Baja BHA limpieza con taper mill. Baja BHA prueba con packer hidráulico, si pasa. Baja BHA de limpieza con taper mill, circula en reversa con agua de formación @ 8.4, saca. Baja BHA de producción bombeo hidráulico. Retira BOP. Pozo produciendo.
G	3	Recuperar instalación actual (bombeo Mecánico) y Bajar instalación para bombeo Mecánico con bomba 25-175 RHBC 16-4-4.	Produciendo	Mecánico	7-1/16" X 5000 Psi.	1500 Psi y 800 Psi.	Basal Tena y Caliza B.	Despresuriza pozo, presión inicial tubing 130 PSI y Casing 60 PSI. Pozo con alta aportación de gas, presión final de casing y tubing 0 Psi. Saca sarta de varillas. Llena tubing con crudo, prueba. Retira cabezal varillero. Instala BOP, prueba. Saca BHA de bombeo Mecánico. Baja BHA de bombeo Mecánico. Retira BOP. Arma BOP de varilla. Baja bomba mecánica. Asienta bomba de fondo. Prueba bomba, pozo produciendo.
H	4	Cambiar completación de bombeo Mecánico.	Produciendo	Mecánico	7-1/16" X 5000 Psi.	-	-	Despresuriza pozo. Desarma 2 7/8" x 3000 Psi cabezal de varilla. Instala, prueba. Intenta desenroscar varillon sin éxito. Desarma BOP. Cambia varillon pulido. Asienta sarta de tubería con varilla. Instala 2 7/8" x 3000 Psi cabezal de producción. Pozo produciendo.
I	9	Rediseño de Equipo BES	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi.	1500 Psi.	"Tinf"	Controla el pozo con fluido especial de 8,3 Lpg. Instala BOP, prueba. Saca BES llenando el pozo. Baja y saca BHA de limpieza. Baja tubería en punta libre. Mezcla HCl y desplaza para limpieza de tubería. Saca tubería. Baja equipo BES. Retira BOP. Pozo produciendo.

TABLA No. 9 CONTINUACIÓN

F	21	Recuperar instalación actual, realizar limpieza con químico y bajar instalación para bombeo Mecánico con bomba 25-200rw-bc-24-2-cqe.	Produciendo	Mecánico	7-1/16" X 5000 Psi.	1500 Psi y 800 Psi.	BASAL TENA	Despresuriza pozo, circula agua tratada, sin retorno. Saca sarta de varilla. Retira BOP y cabezal de varillas. Instala BOP, prueba. Saca BHA de bombeo Mecánico con pescado (tubería viene con crudo). Baja BHA para limpieza con ácido. Asienta packer y prueba. Prueba de hermeticidad por anular. Abre by pass de packer y desplaza solvente, cierra by pass y presuriza anular. Fuerza tratamiento a Basal Tena, con presión inicial de 0 Psi y final de 0 Psi. Pistonea Basal Tena. Saca BHA de limpieza con ácido en tubería. Baja BHA de bombeo Mecánico. Retira BOP. Baja bomba mecánica. Desarma BOP de varilla. Prueba hermeticidad de bomba y tubing. Prueba bomba. Pozo produciendo.
K	24	Cambio de completación por comunicación tubing - casing.	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi.	1500 Psi.	"Uinf"	Controla pozo con fluido especial @ 8,4 Lpg. Retira cabezal, instala BOP. Saca equipo BES. Baja BHA de limpieza, circula pozo y saca BHA. Baja BHA con nogo, realiza tubing pickling y saca BHA. Equipo BES se atasca, se tensiona el BOP que estaba inclinado. Baja packer para probar hermeticidad del casing. Desarma BOP e instala nuevo ring gasket y nivela BOP, prueba. Baja equipo BES. Desarma BOP. Pozo produciendo.
L	3	Repunzonar arena "Usup". Evaluar con Build up. Completar de acuerdo a resultados.	Cerrado	BES	7-1/16" x 5000 Psi BOP	1600	"Usup"	Arma BOP, con adapter spool, prueba. Baja BHA moledor, muele CIBP y circula para limpieza de sólidos. Baja y saca BHA de limpieza. Repunzona arena "Usup". Baja BHA de evaluación, evalúa arena "Usup", saca BHA. Baja tubería punta libre. Desplaza lechada de cemento, balancea tapón y presuriza. Baja BHA moledor, muele cemento y CIBP. Baja tubería en punta libre, desplaza ácido y realiza pickling. Baja BHA de limpieza, circula en reversa y saca BHA. Baja BHA de fractura, fractura arena "Usup". Baja BHA de evaluación, evalúa arena "Usup", controla pozo con fluido especial de 8,3 Lpg, saca BHA. Baja equipo BES. Realiza prueba de producción. Pozo produciendo.

TABLA No. 9 CONTINUACIÓN

J	23	Evaluar arena "Uinf" y rediseñar BES.	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi.	1500 Psi.	"Uinf"	Controla pozo con fluido especial en reversa. Retira cabezal y cambia casing spool. Instala BOP. Saca BES. Baja y saca on-off conector, sin éxito. Baja BHA de pesca y saca BHA de fondo. Baja BHA de limpieza, circula pozo y saca BHA. Baja BHA de evaluación. Asienta packer, realiza prueba de admisión y evalúa arena "Uinf". Suspende evaluación. Controla pozo en reversa. Desasienta packer y baja BHA de limpieza. Baja equipo BES. Realiza prueba de producción. Pozo produciendo.
N	13	Realizar fracturamiento Hidráulico arena "Usup".	Produciendo	Mecánico	7-1/16" X 5000 Psi.	-	"Usup"	Circula en reversa. Instala BOP. Saca completación de bombeo Mecánico. Baja y saca BHA de limpieza. Baja BHA de prueba. Evalúa "Usup". Circula en directa. Baja BHA de fractura. Asienta packer. Prueba anular, realiza fractura. Saca BHA de fractura. Baja BHA de evaluación, evalúa arena “Usup”. Presencia de gas, realiza prueba de admisión a arena “Usup” .Saca BHA de evaluación. Baja BHA de completación mecánica. Desarma BOP. Prueba bomba. Pozo circulando.
L	3	Repunzonar arena "Usup". Evaluar con Build up. Completar de acuerdo a resultados.	Cerrado	BES	7-1/16" x 5000 Psi BOP	1600	"Usup"	Arma BOP, con adapter spool, prueba. Baja BHA moledor, muele CIBP y circula para limpieza de sólidos. Baja y saca BHA de limpieza. Repunzona arena "Usup". Baja BHA de evaluación, evalúa arena "Usup", saca BHA. Baja tubería punta libre. Desplaza lechada de cemento, balancea tapón y presuriza. Baja BHA moledor, muele cemento y CIBP. Baja tubería en punta libre, desplaza ácido y realiza pickling. Baja BHA de limpieza, circula en reversa y saca BHA. Baja BHA de fractura, fractura arena "Usup". Baja BHA de evaluación, evalúa arena "Usup", controla pozo con fluido especial de 8,3 Lpg, saca BHA. Baja equipo BES. Realiza prueba de producción. Pozo produciendo.

TABLA No. 9 CONTINUACIÓN

M	17	Realizar fracturamiento Hidráulico arena "Usup".	Produciendo	Mecánico	7 1/16" X 5000 Psi	1500 Psi	"Usup"	Circula en reversa fluido especial. Levanta sarta de varillas, desasienta bomba mecánica. Saca varillon pulido. Controla el pozo en reversa con fluido especial. Desasienta packer. Instala BOP y prueba. Saca completación de bombeo Mecánico. Baja y saca BHA de limpieza. Baja tubería punta libre, circula en reversa ácido para pickling y saca punta libre. Circula en reversa, pozo toma. Baja y saca BHA de fractura. Baja BHA de prueba, evalúa "Usup". Circula con fluido especial. Desasienta packer. Saca BHA de prueba. Baja completación de bombeo Mecánico. Asienta packer, baja y prueba bomba mecánica. Pozo produciendo.
O	19	Realizar fracturamiento Hidráulico arena "Usup".	Cerrado	Mecánico	7-1/16" X 5000 Psi.	1500	"Usup"	Baja BHA moledor, muele CIBP, circula pozo en directa con agua filtrada, saca BHA. Baja BHA de limpieza, circula en reversa con agua filtra (pozo toma), saca BHA. Baja y saca tubería en punta libre con nogo, recupera standing valve. Baja BHA de limpieza con tapón ciego, asienta tapón, abre camisa y circula. Desplaza químicos para tbg pickling ácido. Realiza registro de corrosión y cementación. Baja BHA de prueba, evalúa intervalo de" Usup". Pozo cerrado para Build up. Saca BHA de prueba. Realiza fracturamiento. Despresuriza presión final en intervalo fracturado. Baja BHA de prueba, circula pozo en reversa, evalúa " Usup" y saca BHA. Baja BHA de producción, prueba bomba mecánica. Pozo produciendo.
J-1	24	Cambio de completación por comunicación tubing-casing.	Produciendo	BES	7-1/16" X 5000 Psi.	1500 Psi	"Usup"	Controla el pozo en reversa con fluido especial (8.4 Lpg), Instala BOP, prueba. Saca equipo BES. Baja BHA limpieza, circula en reversa con fluido especial de control (pozo llena durante la circulación). Pozo toma. Saca BHA limpieza. Asienta y prueba packer. Abre camisa, cierra rams se circula en reversa con agua filtrada. Circula en directa fluido especial (HCl y gel) para el pickling. Baja equipo BES, no arranca. Circula en directa con bomba sin éxito. Levanta presión 400 Psi, sin back spin. Arranca equipo BES. Realiza prueba de producción a "Usup". Pozo produciendo.

TABLA No. 9 CONTINUACIÓN

Q	21	Bajar completación electro sumergible.	Cerrado	BES	7-1/16" X 5M Psi. CSG SPOOL. 7-1/16" X 5M Psi BOP	1500 Psi		Circula fluido de control 8.4 Lpg. Instala csg spool, BOP, prueba. Saca equipo BES y llena el pozo. Baja BHA de limpieza, se intenta probar fuga de presión sin éxito, se detecta tubería con huecos. Recupera standing Valve. Circula fluido de control. Saca BHA de limpieza y llena pozo. Baja equipo BES. Retira BOP y csg spooler. Instala csg spooler de producción. Instala y prueba cabezal. Realiza prueba de producción. Pozo produciendo.
R	4	Asentar tapón CIBP a 8996´. Evaluar arena "Uinf". Rediseñar BES.	Produciendo	BES	11" X 7-1/16" CSG SPOOL. 7-1/16" Psi BOP.	-	"Uinf"	Controla pozo en reversa con fluido especial de 8.4 Lpg. Desarma cabezal del pozo. Instala casing spool, BOP, prueba. Saca equipo BES. Baja BHA de limpieza, circula pozo en reversa con fluido especial de 8.4 Lpg. Pozo toma. Circula fluido especial @ 8.4 Lpg. Saca BHA de limpieza. Cambia pipe rams de 2-7/8" a 3-1/2". Prueba BOP. Baja BHA de evaluación. Circula en reversa, recupera standing valve. Asienta packers a distintas profundidades sin éxito. Saca tubería y parte de BHA de evaluación (queda pescado). Circula en reversa. Asienta packers a diferentes profundidades probando por tubing detecta comunicación por anular. Saca BHA de evaluación packer no sale. Baja nuevo BHA de evaluación. Asienta packer. Evalúa "Uinf", pozo cerrado para realizar Build up. Despresuriza presiones, controla pozo con fluido de control. Saca BHA de evaluación. Pozo toma. Baja y asienta CIBP. Baja BHA de evaluación, asienta packer y evalúa arena "Uinf". Circula en directa fluido especial para controlar pozo. Saca BHA de evaluación, packer sale sin gomas. Baja y saca tubing en punta libre. Circula el pozo en reversa para limpiar tbg. Baja equipo BES. Retira BOP. Realiza prueba de producción. Pozo produciendo.

Fuente: Reportes diarios internos de Trabajos de reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

Como se había mencionado en el capítulo anterior, el fluido es un factor importante dentro del Control de Pozos, por ellos en la **TABLA No. 10**, se sintetiza todos los factores involucrados con el fluido utilizado en las operaciones de reacondicionamiento, de igual forma permite identificar el tipo de circulación que se realizó en cada operación del Rig – 04.

TABLA No. 10 FACTORES DEL FLUIDO UTILIZADO EN OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO.

POZO	DENSIDAD DE FLUIDO [LPG]	FLUIDO	CAUDAL [BPM]	PRESIÓN [PSI]	VOLUMEN BOMBEADO [BLS]	TIEMPO DE CIRCULACIÓN [HORAS]	TIPO DE CIRCULACIÓN
A	8,4	AGUA FILTRADA	2,5	250	337	2	INVERSA
B	8,4	KCl	2,5	400	270	2	DIRECTA
B-1	8,4	AGUA	2	300	300	3	DIRECTA
	8,3	AGUA	1,8	800	200	2	DIRECTA
C	8,3	AGUA FILTRADA	2,5	700	300	3	INVERSA
C-1	8,3	AGUA FILTRADA	1,6	1000	-	1	DIRECTA
	8,3	AGUA FILTRADA	2,5	1200	150	1	INVERSA
	8,3	AGUA FILTRADA	1,8	800	108	2	INVERSA
	8,4	AGUA DE FORMACIÓN FILTRADA + INHIBIDOR DE CORROSIÓN + BACTERICIDA 1GAL/100	3,3	1000	-	1	INVERSA
	8,4	AGUA DE FORMACIÓN FILTRADA	3	2000	-	2	INVERSA
D	8,4	KCl + ANTICORROSIVO + BIOCIDA 1 GAL/100	2,2	300	-	3,5	INVERSA
	8,4	AGUA DE FORMACIÓN FILTRADA	2,4	200	620	3	INVERSA
D-1	8,4	KCl + 1 GAL/100 BIOCIDA + 1GAL/100 ANTICORROSIVO	-	-	260	1	INVERSA
E	-	PETROLEO	1,9	500	300	3	DIRECTA
	-	PETROLEO	3	800	430	4	DIRECTA
F	8,3	AGUA + SURFACTANTE + BACTERICIDA	1,3	500	100	2	-
J	8,4	FLUIDO ESPECIAL	2	400	120	2	INVERSA
	8,4	FLUIDO ESPECIAL	2,5	600	400	3	INVERSA

TABLA No. 10 CONTINUACIÓN

J-1	8,4	FLUIDO ESPECIAL	2,5	500	400	4	INVERSA
	8,4	FLUIDO ESPECIAL	3	400	600	3	INVERSA
	8,4	FLUIDO ESPECIAL	2	500	315	2	DIRECTA
K	8,4	AGUA FILTRADA + KCl + SURFACTANTE + INHINIDOR + SOLVENTE + BACTERICIDA	2,5	300	120	3	DIRECTA
	8,4	AGUA FILTRADA + KCl + SURFACTANTE + INHINIDOR + SOLVENTE + BACTERICIDA	3,5	500	100	4	INVERSA
L	8,3	AGUA FILTRADA	2,7	400	800	6	INVERSA
	8,3	FLUIDO DE CONTROL ESPECIAL	2,5	100	800	2	INVERSA
	8,4	FLUIDO DE CONTROL ESPECIAL	2,5	200	500	4	INVERSA
	8,3	FLUIDO ESPECIAL	4	700	700	4	INVERSA
	8,4	FLUIDO DE CONTROL	3	350	350	2	INVERSA
M	8,3	AGUA FILTRADA Y TRATADA	2,7	400	-	6	INVERSA
	8,4	FLUIDO ESPECIAL	3	350	350	2	INVERSA
N	8,4	FLUIDO ESPECIAL	3	300	540	2	INVERSA
	8,4	AGUA FILTRADA + ACIDO AL 7,5%	-	-	80	5	INVERSA
O	8,3	AGUA FILTRADA + MEZCLA ÁCIDA (HCl al 7%)	-	-	-		INVERSA
Q	8,4	FLUIDO DE CONTROL ESPECIAL	2,2	250	330	3	INVERSA
	8,4	AGUA FRESCA + QUÍMICOS	2,5	300	400	3	INVERSA
	8,4	FLUIDO ESPECIAL	2,3	300	350	3	INVERSA
R	8,4	FLUIDO ESPECIAL + ANTICORROSIVO + BIOCIDA	2,3	300	350	3	INVERSA

Fuente: Reportes diarios internos de Trabajos de reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

En la **TABLA No. 10** se resume las características del fluido utilizado en cada operación de reacondicionamiento intervenida por el Rig – 04, se resumió que la Densidad de Fluido que permitió mantener el pozo controlado en cada circulación realizada fue de 8,4 LPG, y el tipo de circulación que se realizó con mayor frecuencia y óptimos resultados fue la Circulación Inversa.

La Configuración del BOP utilizado durante la ejecución de las operaciones de reacondicionamiento correspondientes al periodo de tiempo de este análisis fue el BOP de 7 1/16" x 5M **(Ver TABLA No. 9)** y en algunos casos fue necesario el uso de accesorios como el Casing Spool y Adapter Spool. Los pozos y la configuración de las herramientas complementarias utilizadas se describen en la **TABLA No. 11.**

TABLA No. 11 HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS UTIZADAS

POZO	DESCRIPCIÓN HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS
D-1	11" X 5M @ 7-1/16"X 5000 CASING SPOOL.
E	7-1/16" X 3000 @ 5000 ADAPTER SPOOL.
L	11" X 5000 @ 11" X 3000 ADAPTER SPOOL 11" X 3000 @ 7-1/16" X 5000 DSA.
Q	7-1/16" X 5000 CASING SPOOL.
R	11" X 7-1/16" X 5000 CASING SPOOL.

Fuente: Reportes diarios internos de Trabajos de reacondicionamiento del Rig – 04.
Elaborado por: Mónica Quisnancela

Para concluir con la recapitulación de toda información relacionada con el Control de Pozos, se decide considerar los Reportes de los Simulacros de Influjo realizados durante el periodo de estudio de ejecución de las operaciones de reacondicionamiento de este análisis.

De esta revisión se destaca que: El desenvolvimiento del personal en caso de presencia de un Influjo se califica como *MUY BUENO*, pero se observa que el formato del "Plan de Emergencia ante un Caso de Arremetida de Pozo" que se encuentra en vigencia en el Sistema Integrado de Gestión del GRUPO PETROTECH enfocado en Taladros de Reacondicionamiento, describe

globalmente las acciones a ejecutar por el personal, pero no se evidencia un formato apropiado que registre la evaluación cuantitativa del desenvolvimiento tanto individual como grupal del mismo; y, que al mismo tiempo enfatice en las actividades designadas a cada integrante de la Cuadrilla de Trabajo para los Simulacros de Influjos. La cuantía será un referente que determinaría la eficiencia de reacción y acción de respuesta ante la ejecución de Planes de Emergencia en un caso de un Influjo.

De igual forma, la inclusión de un documento de apoyo, en este caso la HOJA DE MATADO en la cual se registraría la información generada después de suscitarse un Influjo, convirtiéndose en una herramienta con valiosa información para el Control del evento en cuestión, es la opción más adecuada a incluir dentro del Registro de Simulacros de Arremetidas de la Compañía.

4.3 SELECCIÓN DE POZOS

El análisis de este capítulo contempla las causas de los influjos detallados en el capítulo 3, sección 3.3.1. La selección busca encontrar un grupo de pozos, que mediante el análisis de los reportes diarios Internos de Trabajo de Reacondicionamiento del Rig – 04 evidencie señales de influjos que permitan detectar si pudo desarrollarse un influjo durante el periodo de ejecución de las operaciones de reacondicionamiento involucradas en este proyecto. Del análisis de las **TABLAS No. 9 y 10** se concluye que; Las presiones existentes en las formaciones productoras de la Cuenca Oriente en las cuales se ejecutaron las operaciones de reacondicionamiento referidas para este análisis, son relativamente bajas, es así que con un Conjunto BOP conveniente (Anular + pipe rams + blind rams) a las características del pozo a intervenir y un Fluido de Densidad apropiado según cálculos de ingeniería tomando en cuenta la presión de cierre de la tubería, profundidad de circulación y datos de la geometría del pozo, se podría lograr un control de pozo óptimo.

El tiempo de circulación también es un importante indicativo en el Control del Pozo. De forma que si el tiempo de Circulación se extiende denotaría la pérdida

de circulación y admisión de la formación. Estos antecedentes se presentaron en ciertos pozos intervenidos pero sin tener mayor repercusión en cuanto al control de los mismos, ni tampoco afectando al resultado final de la operación de reacondicionamiento; sin embargo, representa costos de nueva química y fluidos necesarios para suplir estas pérdidas los mismos que son asumidos por las operadoras. No obstante, la puesta en producción del pozo intervenido se ve levemente retardada, ya que durante la evaluación debe ser recuperado a superficie todo el fluido admitido por la formación.

Por lo antes mencionado, buscar pozos con potencial presencia de Influjos es poco probable, sin embargo, el conocer sobre las Técnicas de Control de Pozos es de suma utilidad para así evitar contratiempos relacionados con el desarrollo de eventos no programados durante la ejecución de las operaciones de reacondicionamiento.

Una vez detectados los puntos débiles en cuanto al Control de Pozos tanto en procedimientos, simulacros y documentación, se procede a recomendar Procedimientos Operativos para la aplicación de diferentes Técnicas de Control de Pozo aplicadas totalmente al Reacondicionamiento y enfocadas cien por ciento al desarrollo y mejora continua del Sistema de Gestión Integral de GRUPO PETROTECH.

4.4 PROPUESTA DE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

4.4.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA UN PLAN DE EMERGENCIA PARA CONTROL DE INFLUJOS

4.4.1.1 Introducción

Un factor importante ante la presencia de Influjos es la preparación del Personal Operativo del Taladro de Reacondicionamiento, es así que se propone un PROCEDIMIENTO PARA UN PLAN DE EMERGENCIA PARA CONTROL DE INFLUJOS, mediante un Flujograma en el cual se identifique fácilmente las

acciones a realizar cada miembro de la cuadrilla. Reduciendo tiempos de reacción y control ante la presencia de eventos no programados, garantizando la seguridad tanto del Personal como del Equipo.

Por ello la necesidad de identificar las señales de advertencia de un influjo, para lograr un cierre inmediato del pozo y ejecutar acciones correctas en el menor tiempo posible; para disminuir el impacto del evento.

En las operaciones de reacondicionamiento un influjo puede presentarse en dos circunstancias, mientras:

- Circula.
- Sacando o metiendo tubería o sarta de trabajo.

Después de haber **CERRADO** el pozo (tanto en simulacros como en la vida real) se debe proceder a controlarlo desde superficie, es decir, mediante alguna Técnica de Control de Pozos para reestablecer la columna hidrostática; se proceden a realizar cálculos para determinar el nuevo peso del fluido, condiciones de Bombeo y el procedimiento de Control de Pozos que será aplicado para controlar el pozo. Superar la Presión de Formación y mantener a salvo la Operación de Reacondicionamiento.

4.4.1.2 Objetivo

Disponer disponer de información clara y accesible de los procedimientos para operar un influjo en Operaciones de Reacondicionamiento; considerando los aspectos relacionados con la seguridad y protección al medio ambiente.

De igual forma, para perfeccionar las acciones a ser ejecutadas ante la presencia de un Influjo, a fin de garantizar eficiencia y reacción del equipo de reacondicionamiento. Así como también definir responsables en cada tarea asignada.

4.4.1.3 Alcance

Este procedimiento está dirigido a todo el personal perteneciente al equipo de trabajo del taladro de reacondicionamiento de GRUPO PETROTECH, así como también al personal de diferentes compañías que de una forma directa o indirecta participa en las operaciones de reacondicionamiento de pozos.

4.4.1.4 Responsables

La responsabilidad de ejecutar este Procedimiento son:

- Superintendente de Taladros de Reacondicionamiento.
- Supervisor/Coordinador HES de GRUPO PETROTECH
- Jefe de Equipo
- Personal del taladro en turno (Supervisores, Maquinistas, Encuelladores, Cuñeros, Obreros de Patio, Mecánicos)
- Personal de compañías operadoras presentes durante el desarrollo del Evento.

4.4.1.5 Descripción del Procedimiento del Plan de Emergencia para Control de Influjos

En la **TABLA No.12** se detalla las actividades a realizar en el Procedimiento del Plan de Emergencia para Controlar Influjos.

TABLA No. 12 PROCEDIMIENTO DEL PLAN DE EMERGENCIA PARA CONTROL DE INFLUJOS

PROCESO	ACTIVIDAD	EJECUTOR
DETERMINAR	Apagar Bomba y verificar influjo.	Supervisor y Jefe de Equipo.
ALERTAR	Activar la alarma.	Maquinista

TABLA No.12 CONTINUACIÓN

REUNIR	Reunir al personal no involucrado en la operación de control en el punto de encuentro de la locación y el Encuellador bajará rápidamente.	Obreros de Patio
MOVILIZAR	Movilizar camión pluma para colocar los sacos de sal para el control del pozo en el tanque de matado.	Encuellador
CAUSAS OPERATIVAS / CONFIGURACIÓN	Analizar: Historiales de reacondicionamiento, Programa de Reacondicionamiento, Informe final de operaciones para aumentar la producción, y Reportes diarios internos de Trabajos de reacondicionamiento.	Company Man. Jefe de Equipo. Supervisor.
ANALIZAR	Realizar los cálculos oportunos en cuanto a densidad del fluido de control, volumen a inyectar, presión de bombeo. Determinar el tipo de Control de Influjo a ser aplicado en el caso que existiese. Registrar en la HOJA DE MATADO **(ANEXO No. 3.1),** utilizar TABLAS PARA LA MEZCLA DE SALMUERAS **(ANEXO No. 1).**	Company Man, Jefe de Equipo y Supervisor.
TIPO DE CONTROL	En base a las condiciones actuales y tomando en las facilidades en superficie, definir el método de control más acertado al estado actual de la operación. Apoyar con información de la HOJA DE MATADO **(ANEXO No. 3.1).**	Supervisor. Company Man.
POSICIONAR	Colocar la tubería en posición de cuñas. (En el caso de suscitarse un influjo MIENTRAS SE CIRCULA).	Maquinista
CERRAR	Cerrar el BOP anular, pipe ram y cerrar el choke (Para un cierre Duro). Registrar presiones de cierre (SITP, SICP) en el HOJA DE MATADO **(ANEXO No. 3.1)**.	Maquinista
COLOCAR	Colocar la válvula de seguridad en posición abierta y luego cerrarla.	Cuñero 1
ALINEAR	Alinear manifold hacia el tanque de lodos o tanque bota.	Cuñero 2
CHEQUEAR	Chequear presión de casing y tubing.	Supervisor
DATOS DE INFLUJO	Registrar la información de las consecuencias en superficie en el caso de presentarse un influjo. HOJA DE MATADO **(ANEXO No. 3.1).**	Supervisor.
ENCENDER	Encender la bomba y verificar funcionamiento de la misma.	Encuellador
PREPARAR	Preparar fluido de control. Verificar el material para preparar fluido de control (agua fresca y químico).	Supervisor y Cuñeros
BOMBEAR	Iniciar bombeo de fluido de Control, con los datos determinados para el control del influjo.	Encuellador.
CONTROLAR	Identificar el Método de Control de Pozos a ser aplicado e Iniciar el Control. Lectura Constante de presiones. / Inspeccionar niveles en tanques. Utilizar HOJA DE MATADO **(ANEXO No. 3.1).**	Company Man, Supervisor y Encuellador
VERIFICAR	Observación de condiciones finales (presiones, volúmenes) después del Control.	Supervisor. Company Man.

TABLA No.12 CONTINUACIÓN

REGISTRAR	Realizar un Registro Fotográfico en el caso de ser un Simulacro de Influjo. Registrar las Condiciones Finales después del Evento y registra en la HOJA DE MATADO **(ANEXO No. 3.1)**. En el caso de Simulacros Registrar en el Formato **TABLA No. 8** CONTINUACIÓN de Simulacro de Influjos **(ANEXO 3.9).**	Jefe de Equipo
EVALUAR	Analizar las causas y acciones. Determinar Conclusiones y consecuencias finales del evento. (En el caso de ser un Simulacro evaluar el desenvolviendo del personal y registrar en el Formato de Simulacro de Influjos).	Company Man y Jefe de Equipo.

Elaborado por: Mónica Quisnancela

4.4.1.5.1 Flujograma para el Plan de Emergencia para Control de Influjos

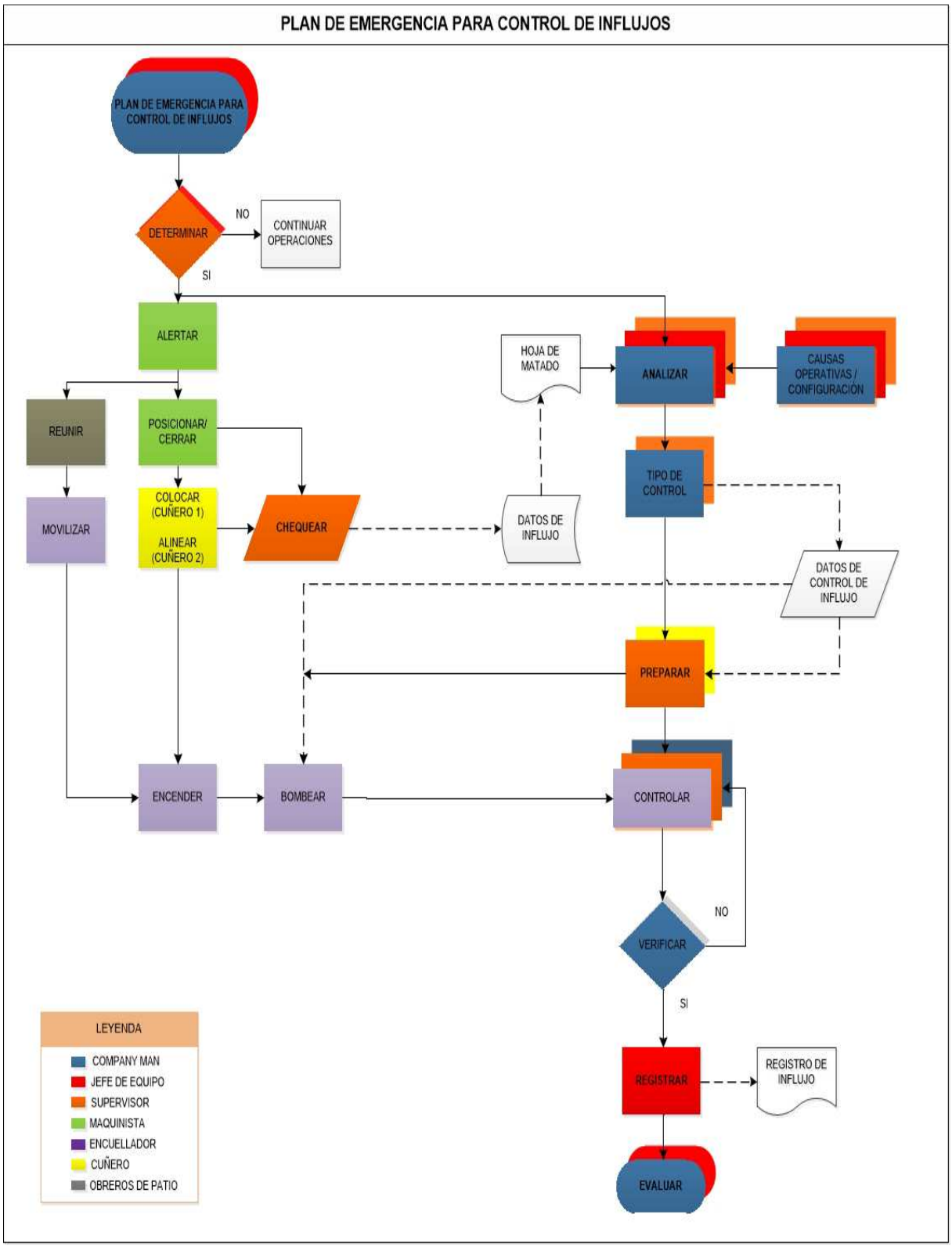
Para un mejor entendimiento de la ejecución del Procedimiento se procede a desarrollar un Flujograma del Plan de Emergencia para Control de Influjos.

FIGURA No. 18 REPRESENTACIONES DEL FLUJOGRAMA

Fuente: Herramientas de Microsoft Visio

A continuación la **FIGURA No**. 10, muestra l flujograma del Plan de Emergencia para Control de Influjos.

FIGURA No. 19 FLUJOGRAMA PLAN DE EMERGENCIA PARA CONTROL DE INFLUJOS



Elaborado por: Mónica Quisnancela

4.4.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL CONTROL INICIAL DE UN POZO A SER REACONDICIONADO

4.4.2.1 Introducción

El procedimiento propuesto de Matado de un Pozo[13] enfocado en el Taladro de Reacondicionamiento perteneciente al GRUPO PETROTECH considera, que el Control de Pozos está enfocado en mantener a salvo la operación de reacondicionamiento que va a ser ejecutada. El Control de Pozos es aplicable para operaciones que no necesariamente presenten un Influjo pero sí necesitan garantizar la seguridad de la Operación.

Después de haber instalado el Taladro de Reacondicionamiento del GRUPO PETROTECH en la locación designada por la Operadora, el primer proceso a realizar es el Control del pozo, para ello se ha reformado el Procedimiento MATADO DE POZO vigente en el Sistema de Gestión Integrado.

4.4.2.2 Objetivo

Disponer información clara y accesible de los procedimientos a ejecutarse ante la presencia de un Influjo, a fin de garantizar una operación eficiente del equipo de reacondicionamiento así como también definir responsables en cada tarea asignada.

4.4.2.3 Alcance

Este procedimiento está dirigido a todo el personal perteneciente al equipo de trabajo del taladro de reacondicionamiento de la compañía GRUPO PETROTECH, así como también al personal de diferentes compañías que de una forma directa o indirecta participan en las operaciones de reacondicionamiento de pozos.

---

[13] Procedimiento realizado al Inicio de cada Operación de Reacondicionamiento.

4.4.2.4 Responsables

La responsabilidad de ejecutar este Procedimiento son:

- Superintendente de Taladros de Reacondicionamiento.
- Supervisor/Coordinador HES de GRUPO PETROTECH.
- Jefe de Equipo.
- Personal del taladro en turno (Supervisor, Maquinista, Encuelladores, Cuñeros, Obreros de Patio, Mecánico).
- Personal de compañías operadoras presentes durante el desarrollo del Evento.

4.4.2.5 Descripción del Procedimiento para el Control Inicial de un Pozo a ser Reacondicionado

En la **TABLA No.13** se detalla las actividades a realizar para lograr el Control inicial en un pozo que va a ser intervenido.

TABLA No. 13 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA EL CONTROL INICIAL DE UN POZO A SER REACONDICIONADO.

PROCESO	DESCRIPCIÓN	ACTIVIDAD	EJECUTOR
CONFIGURACIÓN	Conocer la configuración del pozo (ID, OD Peso de casing y tubing, etc.), tipo de Completación.	Solicitar al Company Man el programa del pozo en donde se encuentra el diagrama del pozo.	Jefe de Equipo. Supervisor
VERIFICAR	Verificar si el pozo se encuentra en producción o está apagado.	Si el pozo se encuentra en producción, solicitar a la operadora apagar el pozo, No operar sin previo permiso concedido por la Operadora.	Jefe de Equipo. Supervisor
CERRAR – VWC	Cerrar la válvula wing del cabezal del pozo, (Espacio Anular)	----------	Maquinista. Supervisor
CHEQUEAR	Chequear la presión en la cabeza del pozo.	Conocer la presión de la formación para calcular la densidad del fluido de control	Jefe de Equipo. Supervisor

TABLA No. 13 CONTINUACIÓN

CALCULAR	Calcular densidad del fluido de control, volumen de agua fresca y cantidad de químico para el Control. Establecer la máxima presión de circulación.	Conocer la máxima presión que resiste el casing.[14] Verificar datos en la Hoja de Matado. Llenar Hoja de Matado **(ANEXO No. 3.1).**	Jefe de Equipo / Supervisor / Encuellador
LLENAR	Llenar el tanque de lodos con agua fresca	Verificar que el tanque de lodos se encuentre operativo antes de llenarlo.	Encuellador
SOLICITAR	Solicitar a la Operadora la química necesaria para el fluido de control del pozo (sal, bactericida, surfactante, etc.).	Ubicarlos cerca al tanque de lodo; Disponer de la suficiente química para todo el programa de reacondicionamiento	Company Man / Jefe de Equipo / Supervisor
CERRAR – VMC	Cerrar la válvula master del cabezal del pozo.	----------	Encuellador. Maquinista.
DESARMAR	Desarmar bayoneta del cabezal de la línea de flujo a la estación.	Jefe de Equipo enviará registro fotográfico del estado de contrapozo, y cabezal antes de desarmarlo. Reportar novedades en el Registro de Recepción de Locación y comunicar a Operadora.	Cuñeros. Encuellador.
ARMAR	Armar las líneas de matado (alta presión, figura 1502) desde la Unidad de Bombeo hacia el cabezal, armar línea (figura 1502)desde la válvula de alivio de Unidad al Tanque de lodos, colocar mangueras de 4" conexión (Figura 100) desde el tanque de lodos hacia la Bomba Booster de la Unidad de bombeo.	Las uniones de golpe deben ser inspeccionados visualmente antes de realizar conexiones.	Encuellador. Cuñeros.
UBICAR	Ubicar el manifold (Conjunto de Válvulas de 2"x1", figura 1502 de cierre rápido) cerca del pozo, conectar líneas de tubing y casing.	Engrasar válvulas con grasa especial SPM. Colocar geomenbrana limpia y en buen estado debajo del manifold.	Encuellador. Cuñeros.
TIPO DE CIRCULACIÓN	<u>Inversa:</u> Bes: a través de la camisa de circulación abierta, o del intake. Mecánico: Retirar balancín y varillas de superficie, sacar la bomba y circular a través de la cavidad de la bomba Hidráulico: Sacar la bomba jet o tipo pistón con slick line y circular a través de la cavidad de la bomba o camisa de circulación. Gas lift: cuando los mandriles están en el anular. <u>Directa:</u> Gas lift cuando los mandriles están en el tubing	Realizar tubing punch con Wireline cuando la bomba está atascada o la camisa de circulación no se abre. Si el pozo "toma fluidos" (Presión fluyente es baja), el Company Man decidir si se circula o no.	Jefe de Equipo. Maquinista

[14] Dependiendo del año de fabricación no sobrepasar los 1000 psi en el anular.

TABLA No. 13 CONTINUACIÓN

COORDINAR	Coordinar con la estación más cercana para alinear las válvulas y aceptar el fluido de retorno del pozo.	En caso de no poder enviar a la estación circular a un tanque Bota. Revisar que la válvula wing y block estén abiertas.	Supervisor
INSPECCIONAR – M/C	Verificar nivel de aceite hidráulico, estado de mangueras del motor de la centrifuga.	Si existe algún desperfecto no solucionable en la locación, pedir ayuda a Campamento Base Coca.	Maquinista. Cuñero
FILTRAR	Filtrar el agua desde del tanque de lodos o verticales de agua frescas en locación, con la ayuda de la bomba booster de la unidad.	Verificar filtros en óptimas condiciones, caso contrario solicitar al Company Man el cambio de filtros.	Cuñeros. Encuellador.
COLOCAR	Colocar la sal hasta el embudo que se encuentra sobre el tanque de lodo	Usar todo el equipo de protección personal, guantes de caucho, mascarilla desechable	Obreros de Patio. Cuñeros
ALINEAR – C/TL	Alinear las válvulas de tal manera que exista un circuito cerrado entre la centrífuga y el tanque de lodo	Reportar fuga de fluidos.	Encuellador
PREPARAR	Vaciar los sacos de sal en el embudo que se encuentra en el tanque de lodo.	Usar todo el equipo de protección personal, guantes de caucho, mascarilla desechable	Cuñeros. Encuellador. Obreros de Patio
MEZCLAR	Prender bomba centrífuga y recircular hasta lograr homogeneidad en el fluido	Verificar la correcta homogenización y volumen de fluido preparado. Adicionalmente, se usan los agitadores del tanque de lodos para lograr una mezcla homogénea.	Encuellador
PESAR	Pesar el fluido con la balanza de lodos	Calcular con ese peso la presión hidrostática	Jefe de Equipo
INSPECCIONAR-UB	Revisar en bomba tríplex: aceite, agua, combustible, filtros, bandas	Si los niveles no son correctos, proceder a completar	Mecánico
ALINEAR – UB/ANULAR	Alinear las válvulas para bombear por el anular.	Previamente revisar los pines correctos de la válvula de seguridad de la bomba tríplex.	Supervisor. Encuellador.
BOMBEAR	Bombear con la bomba tríplex el volumen de fluido presente en el tanque de lodo.	Registrar caudal, presión, volumen de fluido que toma la formación.	Encuellador.

TABLA No. 13 CONTINUACIÓN

REPETIR	Repetir procedimientos desde FILTRAR hasta BOMBEAR si se requiere necesitar más fluido para matar el pozo.	La mezcla se envía a un tanque de 500 Bls, cuando el pozo tiene casing de 9 5/8" y se necesita mayor volumen para controlar el pozo. Se debe almacenar en el tanque de lodos aproximadamente 100 sobre el volumen calculado para llenar el pozo cuando se saca tubería.	Supervisor. Encuellador
VERIFICAR	Abrir válvulas del tubing y casing y Esperar 10 minutos, si no se observa retorno de fluidos, el pozo se considera controlado.	En caso de haber retorno, comunicar al Company Man y repetir el procedimiento, con un nuevo peso de sal.	Jefe de Equipo
CERRAR – VB	Cerrar la válvula block.	Verificar Funcionamiento de lo contrario reporta al Company Man	Maquinista
RETIRAR	Retirar cabezal y colocar BOP.	Reportar estado de cabezal al Company Man.	Encuellador y Cuñeros,

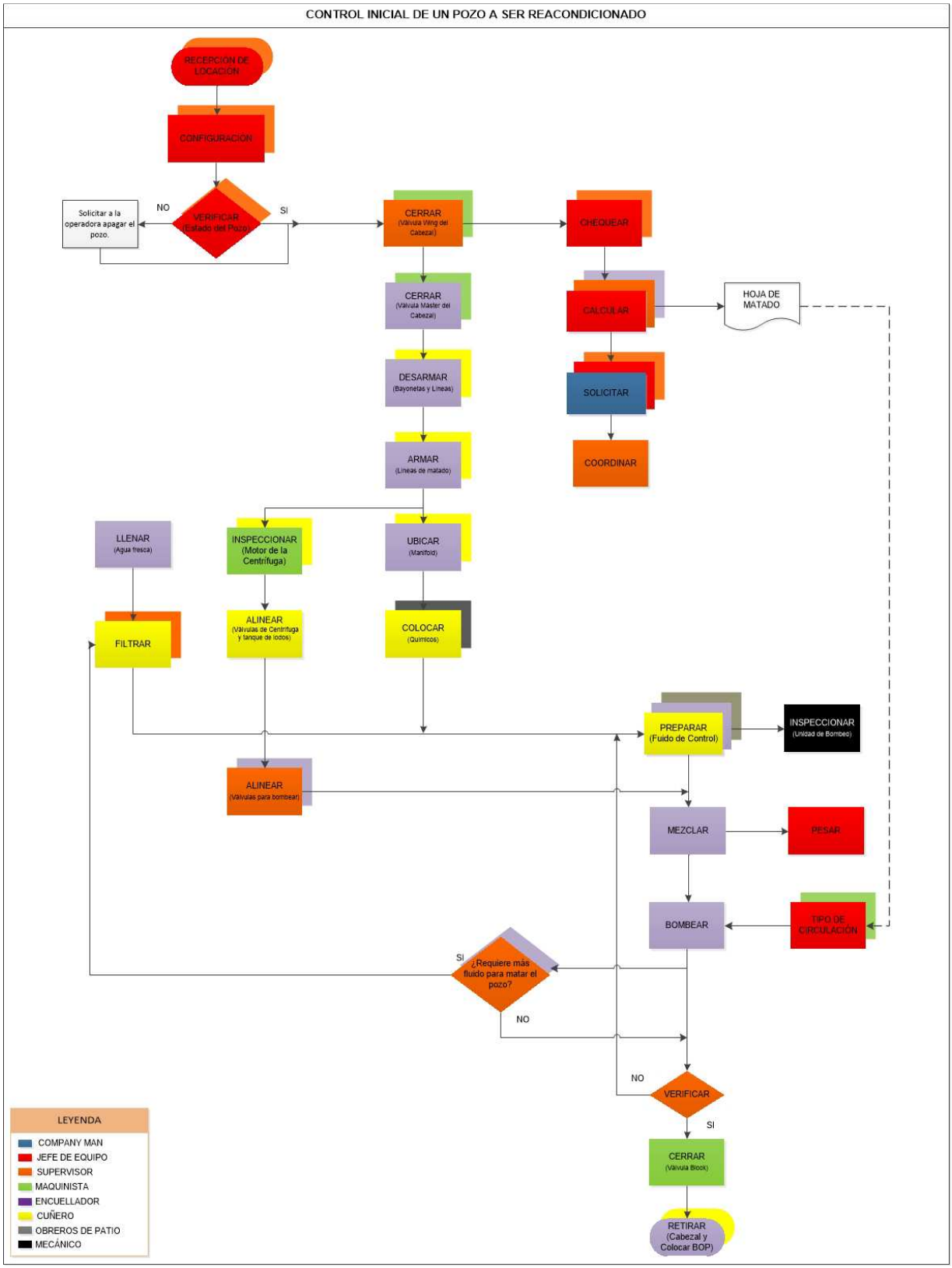
Elaborado por: Mónica Quisnancela

4.4.2.5.1 Flujograma para el Control Inicial de un pozo que va a ser reacondicionado

Para un mejor entendimiento de la ejecución del Procedimiento se procede a desarrollar un Flujograma del Control Inicial de un Pozo que va a ser reacondicionado.

A continuación la **FIGURA No. 20**, muestra el Flujograma de Control Inicial de Un Pozo a ser Reacondicionado.

FIGURA No. 20 FLUJOGRAMA CONTROL INICIAL DE UN POZO A SER REACONDICIONADO



Elaborado por: Mónica Quisnancela

4.4.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO PREVENTOR DE REVENTONES

4.4.3.1 Introducción

El correcto funcionamiento de los elementos que intervienen en el Control de Pozos es clave esencial de un exitoso resultado, para ello es necesario mantener un seguimiento del estado de funcionamiento de dichos elementos.

Las pruebas de BOP deben considerar: presión máxima de trabajo del BOP, ubicación y diámetro de los rams, diámetro del tubing en uso, y mantener el control sobre los manómetros.

El fluido de prueba debe ser agua, y todo el aire debe ser purgado del sistema. Deben efectuarse pruebas de alta y de baja presión.

- Baja Presión: 200 a 300 Psi.
- Alta Presión: 70% de la presión nominal de los preventores, pero menos de la presión de trabajo del cabezal, es decir, el 70% de la presión cedente interna de la tubería[15].

Se lleva a cabo la prueba de baja presión para detectar las fugas que en una prueba de alta presión pudieran pasar desapercibidas.

Los procedimientos propuestos son de vital importancia, ya que al realizar pruebas periódicas de presión a un equipo o un sistema involucrado en el Sistema Preventor de Reventones permitirá verificar la capacidad de contención de presión para el equipo o sistema, evitará el mal funcionamiento del equipo durante la ejecución de una operación emergente de Control de Pozos, poniendo el riesgo al personal, equipo y el medio ambiente.

---

[15] Valores tomados de la norma API RP 53, sección 17.3.2

Después de haber instalado el Taladro de Reacondicionamiento del GRUPO PETROTECH en la locación designada por la Operadora; y, antes de iniciar operaciones, se debe realizar pruebas de funcionamiento y de igual forma antes de cada prueba de presión.

4.4.3.2 Objetivo

Permite garantizar el correcto funcionamiento de los equipos involucrados en el Sistema Preventor de Reventones en el caso de suscitarse un Influjo, a fin de garantizar la operación eficiente del equipo de reacondicionamiento así como también definir responsables en cada tarea asignada. De igual forma permitirá una mejora continua en cuanto a procedimientos ya que cumplirá con la Normativa API.

4.4.3.3 Alcance

Este procedimiento está dirigido a todo el personal perteneciente al equipo de trabajo del taladro de reacondicionamiento de la compañía GRUPO PETROTECH, así como también al personal de diferentes compañías que de una forma directa o indirecta participa en las operaciones de reacondicionamiento de pozos.

4.4.3.4 Responsables

La responsabilidad de ejecutar este Procedimiento son:

- Supervisor/Coordinador HES de GRUPO PETROTECH.
- Jefe de Equipo.

4.4.3.5 Descripción del Procedimiento realizar la Prueba de Funcionamiento del Acumulador

En la **TABLA No 14**, se detalla las actividades a realizar para la prueba de funcionamiento del acumulador.

TABLA No. 14 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL ACUMULADOR.

PROCESO	ACTIVIDAD	EJECUTOR
CHEQUEAR	Chequear presión y el nivel actual del fluido en el acumulador. Registrar la presión inicial del acumulador.	JEFE DE EQUIPO / TOOLPUSHER
COLOCAR	Colocar un tubo (tubing o drill pipe) en el BOP. Dependerá del diámetro de los pipe rams colocados.	SUPERVISOR
APAGAR	Apagar las bombas del acumulador (aire, eléctricas, etc.)	SUPERVISOR
CERRAR	Individualmente cerrar cada ram del BOP (excepto Blind rams y blind shear ram) y registrar el tiempo de cierre. Para simular el cierre de los Blind rams y blind shear ram, abra un set de pipe rams. Los tiempos de cierre deberán cumplir con los tiempos de respuesta estipulados en 12.3.2. De la Norma API RP 53. (Ver TABLA No. 6) Registrar tiempos.	SUPERVISOR
ABRIR	Abrir la válvula HCR, abrir anular, abrir cada ariete, cerrar la válvula HCR. Registrar tiempos.	SUPERVISOR
REGISTRAR	Registrar la presión final del acumulador, debe mantener una presión remanente de 200 PSI sobre la presión de precarga.	JEFE DE EQUIPO / TOOLPUSHER

Elaborado por: Mónica Quisnancela

Luego de abrir preventores, arrancar las bombas del acumulador y recargar el acumulador con la presión apropiada, registrar el tiempo total de encendido, el cual debe ser menos de 15 minutos.

4.4.3.5.1 Flujograma para realizar Prueba de Funcionamiento del Acumulador

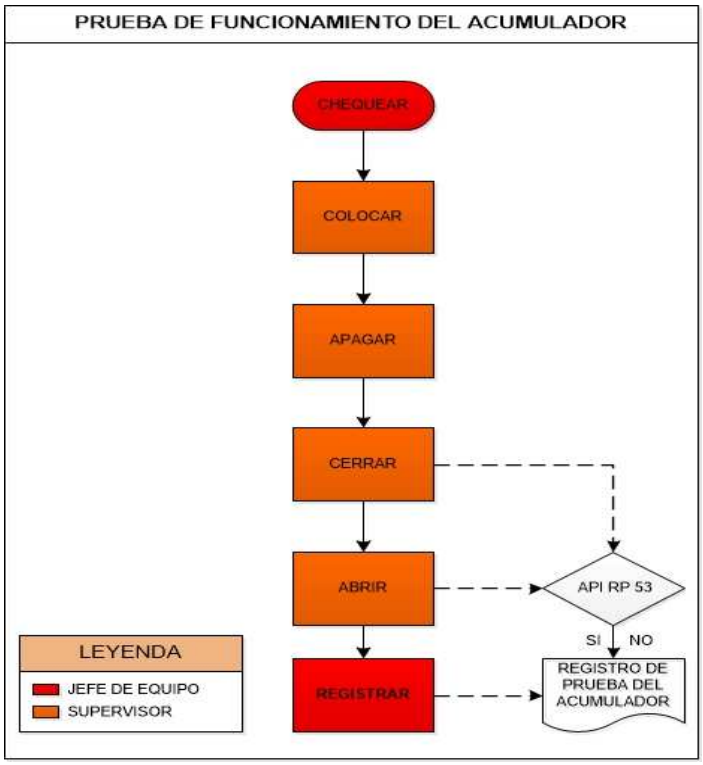
Es muy importante que el acumulador funcione correctamente, el tiempo de reacción debe encontrarse dentro o bajo los límites recomendados por la NORMA

API RP53, siendo este un factor determinante para la interpretación de los resultados de las pruebas de funcionamiento. **(Ver TABLA No. 6)**

La prueba de capacidad de cierre de los rams del BOP debe realizarse antes de realizar las pruebas de presión al BOP, ya que nos permite verificar la capacidad de volumen utilizable y la capacidad de las bombas de carga de la unidad de cierre.

Para un mejor entendimiento de la ejecución del Procedimiento se procede a desarrollar un Flujograma de la Prueba del Funcionamiento del Acumulador.

FIGURA No. 21 FLUJOGRAMA PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL ACUMULADOR.



Elaborado por: Mónica Quisnancela

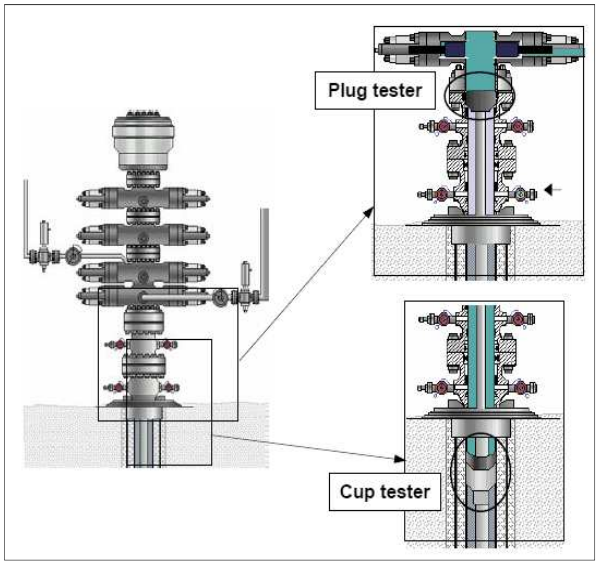
4.4.3.6 Descripción del Procedimiento realizar la Prueba de Funcionamiento del BOP.

La Prueba de Funcionamiento del BOP se puede realizar con: TEST PLUG o TEST CUP.

TEST PLUG: Dispositivo que se coloca o se cuelga en el casing debajo del conjunto preventor de reventones para formar un sello que no deja pasar la presión. Una vez colocado, se ejerce presión sobre el conjunto de BOP para comprobar que no haya pérdidas o filtraciones. Se aloja en el tubing spool.

TEST CUP: Esta herramienta consta de una copa empaquetadora que permite el paso de fluido a presión por debajo de la misma. Se arma con el tubing (para probar blind rams no se utiliza tubing). Se utiliza si la presión de colapso del casing lo permite.

FIGURA No. 22 UBICACIÓN DEL TEST PLUG Y TEST CUP



Fuente: Control de Pozos, Rehabilitación, SLB**.**

4.4.3.7 Consideraciones Generales

En base a la normativa API RP 53, para realizar las Pruebas de Funcionamiento del BOP se recomienda:

- Los BOP deberán ser testeados antes del inicio del pozo o al montaje. Luego de cualquier reparación o desconexión de cualquier componente del sistema hidráulico y en un tiempo no mayor a 21 días.
- Pruebas Iniciales: Las BOP deberán ser testeados en baja (200 – 300 Psi) y alta presión (Para ram a la presión nominal y al 70% para el anular).
- Las presiones de prueba deben mantenerse por lo menos por 5 minutos.

- Las pruebas deben incluir el funcionamiento de los comandos, acumuladores y comandos remotos del maquinista u otros si existieran.
- Debe probarse los circuitos hidráulicos a la máxima presión de operación indicada por el fabricante.

El Taladro de Reacondicionamiento cuenta con un TEST PLUG, tanto para el BOP DE 7 1/16" x 5000 Psi y de 11" x 5000 Psi, se procede a detallar el procedimiento para realizar la Prueba de Funcionamiento del BOP CON TEST PLUG.

TABLA No. 15 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL BOP CON TEST PLUG

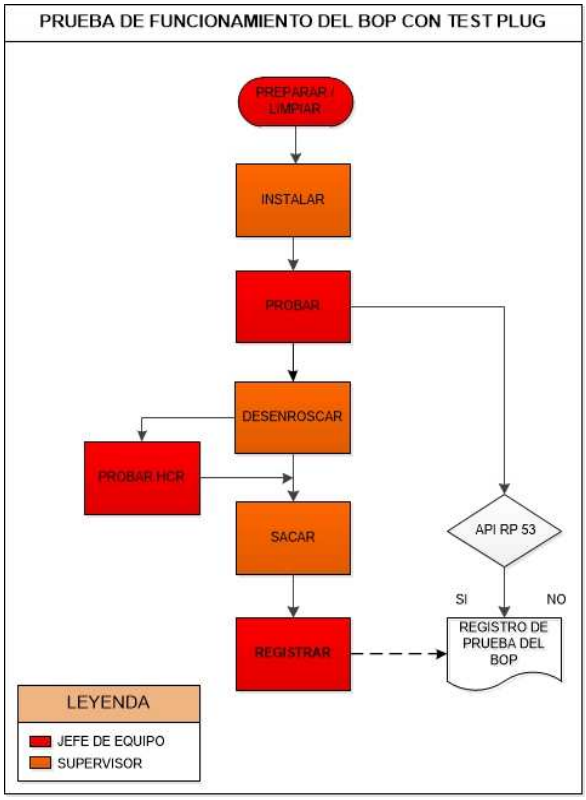
PROCESO	ACTIVIDAD	EJECUTOR
PREPARAR Y LIMPIAR	Preparar herramientas de trabajo en la mesa + Limpiar BOP stack	JEFE DE EQUIPO / TOOLPUSHER
INSTALAR	Instalar y alojar el Test Plug. Instalar un tubo de producción de maniobra por encima del Test Plug. Si se está trabajando con Drill Pipe, usar este tubular.	SUPERVISOR
PROBAR	Probar BOP anular a baja presión (200 – 300 Psi) y alta presión (70% de la Presión Nominal). Probar Rams a baja presión (200 – 300 Psi) y alta presión (Presión de trabajo). Realizar la prueba por mínimo 5 minutos.	JEFE DE EQUIPO / TOOLPUSHER
DESENROSCAR	Desenroscar y sacar tubo (DP) encima del Test Plug, llenar con agua el interior del BOP y probar los Blind Rams a baja presión (200 – 300 Psi) y alta presión (Presión de trabajo). Realizar la prueba por mínimo 5 minutos.	SUPERVISOR
PROBAR HCR	Probar válvula del kill line y válvula HCR a baja presión (200 – 300 Psi) y alta presión (Presión de trabajo).	JEFE DE EQUIPO / TOOLPUSHER
SACAR	Pescar test plug con tubo de maniobra y retirarlo.	SUPERVISOR
REGISTRAR	Registra Datos de la Prueba realizada en el Formato Prueba de BOP **(ANEXO 3.7)**	JEFE DE EQUIPO

Elaborado por: Mónica Quisnancela

4.4.3.7.1 Flujograma para realizar Prueba de Funcionamiento del BOP

Para un mejor entendimiento de la ejecución del Procedimiento se procede a desarrollar un Flujograma de la Prueba del Funcionamiento del BOP, el mismo que se muestra en la **FIGURA No. 23**.

FIGURA No. 23 FLUJOGRAMA PARA REALIZAR LA PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DEL BOP.



Elaborado por: Mónica Quisnancela

4.4.4 FORMATOS PROPUESTOS

En cada una de las propuestas anteriores se describe la utilización de Formatos de ciertos procedimientos de Técnicas para el Control de Pozos y Hojas de Matado.

El procedimiento de estas Técnicas se destaca en el Capítulo 3 del presente proyecto, para ello se presentan los siguientes formatos (Hojas de Cálculo) que facilitarán la utilización de los mismos ya que se encuentran digitalizados y son totalmente prácticos. Así tenemos:

1. Registro de Hoja de Matado **(Ver Anexo No.3.1)**
2. Registro de Técnica Bullheading **(Ver Anexo No.3.2)**
3. Registro de Técnica Circulación Directa **(Ver Anexo No.3.3)**
4. Registro de Técnica Circulación Reversa **(Ver Anexo No.3.4)**
5. Registro del Método Volumétrico **(Ver Anexo No.3.5)**
6. Registro del Método Lubricar y Drenar **(Ver Anexo No.3.6)**

Adicional a los formatos antes citados se presentan Registros que permitirán llevar un riguroso control en cuanto a las Inspecciones de los Equipos destinados al Control de Reventones como son los acumuladores y el BOP.

7. Registro de Prueba del BOP **(Ver Anexo No.3.7)**
8. Registro de Prueba del Acumulador **(Ver Anexo No.3.8)**
9. Registro de Simulacro de Influjo **(Ver Anexo No.3.9)**

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las causas principales de un influjo son presiones anormales, fluido de densidad insuficiente, perdida de circulación, y la más común es el no mantener un adecuado llenado del pozo durante los viajes.

- Las señales de un influjo durante la circulación son el aumento de flujo en la bomba de inyección, el aumento en el nivel de los tanques, el pozo fluye con bombas apagadas, y el pozo cuando la tubería está estática.

- En operaciones de reacondicionamiento y servicio de pozos, en el caso de la presencia de un influjo se debe realizar un cierre duro; por rapidez y porque reduce la intrusión del influjo al pozo.

- Las configuraciones del BOP 7 1/16” x 5000 Psi (Sistema de Prevención de Reventones) que cuenta el Rig – 04 es: 1 Anular, 1 Pipe Rams, y 1 Blind Ram es las más adecuada y versátiles para ejecutar operaciones de reacondicionamiento con Presiones de Trabajo de hasta 5000 Psi.

- El volumen utilizable de las botellas acumuladores (2 botellas x 11 Gls) existentes en el Rig – 04 es de 5 Galones, en base a la recomendación API RP 53 sí cumple con lo referente al volumen requerido para un BOP de 7 1/16” x 5000 Psi.

- Para el BOP de 11” x 5000 Psi se requieren 7 botellas x 11 Gls, por lo que no cumple los requerimientos de la Norma API RP 53.

- Las Presiones a las cuales se registra las Pruebas de Funcionamiento del BOP fueron: 800, 1200, 1500, 1600 y hasta 3000 Psi.

- No se registra el desarrollo de las Pruebas de Funcionamiento para cada componente del Sistema de Prevención de Reventones (BOTELLAS ACUMULADORAS, ANULAR, PIPE RAM, BLIND RAM).

- Los métodos utilizados para controlar el pozo durante las operaciones de reacondicionamiento realizadas eventualmente por el Rig – 04 fueron: Circulación Corta o Inversa, y Circulación Larga o Directa. El método de Bullheading fue realizado en operaciones de fracturamiento a cargo de otras empresas contratistas.

- Durante las Operaciones de Reacondicionamiento, las densidades del Fluido de Control que se manejaron fueron: 8,3 Lpg y 8,4 Lpg, es decir, que en algunos casos fue necesario la mezcla de agua fresca con la inclusión de agentes inhibidores de corrosión, solventes y bactericidas para poder controlar el pozo. En el caso de la mención de Fluidos Especiales hace referencia a la utilización de Salmueras en cuyo caso se utilizó KCl.

- No existe la utilización registros como: Hoja de Matado, Registros de Pruebas del BOP, Registros del Tipo de Control de Influjos (Bullheading, Volumétrico, Lubricar y Drenar), o simplemente el Registro de las Circulaciones realizadas (Circulación Directa o Inversa).

- Las presiones existentes en las formaciones productoras de la Cuenca Oriente en las cuales se ejecutaron las operaciones de reacondicionamiento referidas para este análisis, son relativamente bajas, es así que con el Conjunto BOP de 7 1/16” x 5000 Psi (1 ANULAR + 1 PIPE RAM + 1 BLIND RAM), y la utilización de un fluido de densidad apropiado, se logró un control de pozo eficiente.

- En ciertas operaciones de reacondicionamiento correspondientes a este análisis; se reportaron Pérdidas de Circulación, es decir hubo Admisión de la Formación. Sin embargo, al analizar los tiempos de circulación y los parámetros de bombeo no se detectó casos incontrolables, por ello, no se evidenció la potencial presencia de influjos.

- En el Sistema Integrado de Gestión perteneciente al GRUPO PETROTECH no existe Procedimientos de Control de Pozos en el caso de existir un Influjo.

- El Procedimiento actual de Matado de Pozo del Sistema Integrado de Gestión (SIG) de GRUPO PETROTECH, no es totalmente práctico – operativo. Sin embargo, esto no ha influenciado en la intervención de las operaciones de reacondicionamiento ejecutadas y por ende tampoco afectó la producción de los pozos intervenidos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Mantener una continua preparación del personal involucrado en Operaciones el Taladro de Reacondicionamiento en Simulacros de Influjos. Registrar dicho evento en el Formato SIMULACRO DE INFLUJOS (ANEXO 3.9), permitirá evaluar la eficacia de esta actividad.

- Realizar continuas Pruebas de Funcionamiento de los elementos del Sistema de Prevención de Reventones en presiones altas (70% de la presión del Componente más débil a ser probado) y bajas (200 a 300 Psi) y llevar un registro de los mismos.

- Adquirir una Unidad de Conexiones Superficiales de Control, llamadas comúnmente bombas Koomey, que permitirá cumplir con los requerimientos para seguridad de uso del BOP de 11” x 5000 Psi , en el caso de ser utilizado para el Control de un Influjo.

- Si el pozo a reacondicionar es direccional, tiene una sección B de 11” y si el programa de reacondicionamiento indica que se debe bajar a limpiar la tubería de revestimiento (casing) de 9 5/8”, se debe usar un BOP de 11” x 5000 psi, para lo cual se debe disponer de un acumulador según la normativa ya indicada.

- Actualizar constantemente la Hoja de Matado **(ANEXO 3.1**) en cada Operación de Reacondicionamiento, además continuar midiendo la densidad del fluido existente en una balanza de lodos.

- Adquirir y colocar una Válvula HCR (Hydraulic Control Remote), que en base a las Recomendaciones de la Normativa API será de gran utilidad para Controlar en Pozo, en el caso de suscitarse influjo.

- Incluir una Unidad desgasificadora a la Zaranda, ya que reducirá el peligro en el caso de existir migración de gas al momento de descargar a superficie el fluido originado por un influjo.

- Utilizar un tanque de viajes con mirilla de nivel que se detalle los barriles (35 Barriles de capacidad) con una bomba centrífuga y líneas de baja presión independiente para el llenado del pozo o a su vez, adecuar una sección del tanque de lodos con la capacidad antes recomendada y utilizar la misma bomba centrífuga del tanque de lodos con las conexiones adecuadas.

GLOSARIO DE TERMINOS MENCIONADOS

1. **Acidificación:** Técnica de bombear ácido dentro del pozo para agrandar el espacio de los poros en las rocas que contienen hidrocarburo, incrementando el flujo de hidrocarburo y su recuperación.
2. **Agua de formación:** Agua presente naturalmente en los poros de las rocas.
3. **Ahogar un pozo:** Controlar un pozo que sufre un reventón. También es el procedimiento de circular agua y lodo por un pozo terminado antes de comenzar las operaciones de reacondicionamiento.
4. **API 16D:** SPECIFICATION FOR CONTROL SYSTEMS FOR DRILLING WELL CONTROL EQUIPMENT. (Especificaciones para sistemas de control en la perforación).
5. **API RP 53:** RECOMMENDED PRACTICE FOR BLOWOUT PREVENTION EQUIPMENT SYSTEMS DRILLING WELLS. (Prácticas recomendadas para sistemas BOP para perforación de Pozos.)
6. **API 5L**: SPECIFICATION FOR LINE PIPE. (Especificación para tubería).
7. **API SPEC 4F:** SPECIFICATION FOR DRILLING AND WELL SERVICING STRUCTURE. (Especificaciones de estructuras para perforación y Servicio de Pozos).
8. **API SPEC 4G:** MAINTENANCE AND USE OF DRILLING AND WELL SERVICING STRUCTURE. (Prácticas recomendadas para usos y mantenimiento de perforación y Servicio de pozos).
9. **API RP 59:** RECOMMENDED PRACTICES FOR WELL CONTROL OPERATIONS. (Practicas recomendadas para Operaciones de Control de Pozos).
10. **Árbol de Producción / Árbol de Surgencia:** Las válvulas de control, manómetros y estrangulador conectados en el extremo superior de un pozo para controlar el flujo de petróleo y gas.
11. **Ariete de tubería (Pipe Ram):** Elemento sellador para BOP, con dientes y empaquetadura para tubing, tubería de perforación, collares de perforación o casing, cierra el espacio anular entre la tubería y el BOP o cabezal del pozo.
12. **Ariete:** Componente de cierre y sello del preventor de reventones.

13. **ASTM A53:** STANDARD SPECIFICATION FOR PIPE, STEEL, BLACK AND HOT-DIPPED, ZINC-COATED, WELDED AND SEAMLESS (Especificación Estándar para Tubería, Acero, Negro y por inmersión en caliente, recubierto con zinc, soldados y sin costura).
14. **Bache:** Bombear una determinada cantidad de una substancia (por ejemplo, cemento o ácido) a un intervalo específico del pozo.
15. **BHA (Bottom Hole Assembly):** Conjunto o ensamblaje de fondo.
16. **Biocida:** Aditivo que mata las bacterias. También llamados bactericidas, pueden utilizarse para controlar las bacterias reductoras de sulfatos, formadoras de limo, oxidantes de hierro y las que atacan los polímeros en los fluidos de fractura y de recuperación secundaria.
17. **Bomba de inyección:** Bomba de grandes dimensiones que se utiliza para circular el lodo o cualquier fluido requerido hacia el pozo.
18. **Bomba de unidad de cierre:** Término para designar a una bomba eléctrica o hidráulica ubicada en un acumulador cuya función es bombear fluido de alta presión a los preventores de reventones para cerrarlos o abrirlos.
19. **Brida:** Borde presente en las conexiones de tubería y otras herramientas, que sirve de refuerzo o conexión con otra pieza.
20. **Bullheading (Inyección de fluido sin purga):** Término que designa la operación de bombeo al interior de un pozo cerrado sin retornos.
21. **Cabeza de pozo:** Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, preventores, etc.
22. **Carretel (Spool):** Unión bridada que se coloca entre el preventor de reventones sirve de espaciador.
23. **Carrete Adaptador (Adapter Spool):** Carretel que se utiliza para conectar a la cabeza del casing preventores de reventones de diferentes medidas presión.
24. **Casquete de gas:** El gas que se acumula en las porciones superiores de un yacimiento donde las características de presión, temperatura y fluidos conducen a la presencia de gas libre.
25. **Conificación:** La conificación tiene lugar en los pozos verticales o levemente desviados y es afectada por las características de los fluidos involucrados y la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical.

26. **Contacto agua - petróleo:** Una superficie de discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua. Si bien el petróleo y el agua son inmiscibles, el contacto entre ambos corresponde normalmente una zona de transición. El contacto agua-petróleo no siempre conforma una superficie horizontal plana, sino que puede estar inclinado o ser irregular.
27. **Control primario de pozos:** Consiste en evitar la circulación del fluido de la formación manteniendo una presión hidrostática igual o superior a la presión de la formación.
28. **Corrosión:** Proceso químico o electroquímico complejo por el cual el metal se altera o se destruye por reacción con su ambiente (agua, humedad, productos químicos, temperatura, etc.).
29. **Cuñas:** Piezas de metal de forma cónica con dientes u otros elementos de agarre que se utilizan para evitar el deslizamiento de la tubería.
30. **Daño de formación:** Reducción de la permeabilidad de una roca de reservorio causada por la invasión de fluidos de perforación y de tratamiento en la sección adyacente al pozo.
31. **Emulsificante**: sustancia que se utiliza para producir y mantener la emulsión de dos líquidos que no se mezclan.
32. **Espacio anular:** El espacio entre la columna de tubería de producción y la pared de pozo o del casing.
33. **Espacio poral:** Es aquella porción de la roca reservorio disponible para la migración, acumulación y almacenamiento del petróleo
34. **Estrangulador (Choke):** Dispositivo instalado en una línea para restringir el flujo y/o controlar el caudal de producción. Forman parte del árbol de producción y se utilizan para restringir el caudal de flujo del fluido que sale del pozo cuando se lo cierra con el preventor de reventones y se circula el influjo al exterior.
35. **Fractura de la formación:** Presión de gran magnitud que no es soportada por la formación ocurriendo así una fractura en la formación.
36. **Guayas o cables de acero:** Consiste en alambres de acero enrollados helicoidalmente en capas alrededor de un centro o alma, según un patrón de construcción definido.

37. **Inhibidor:** aditivo que se utiliza para para retrasar acciones químicas no deseadas en un producto.
38. **Línea de ahogo (Kill Line):** Línea de alta presión que conecta a la bomba de lodo con el conjunto de preventor de reventones, por la cual se puede bombear fluido para controlar la presión del pozo mientras se cierran los preventores.
39. **Pérdida de circulación:** Pérdida de una cantidad de fluido en el interior de la formación, generalmente en lechos cavernosos, fisurados o permeables.
40. **Permeabilidad Absoluta:** Es la propiedad del medio que permite el paso de un fluido, cuando éste lo satura al 100%. Esta depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa de la roca.
41. **Pozo de exploración o de prueba:** Pozo exploratorio perforado sin conocimiento detallado de la estructura rocosa subyacente.
42. **Presión de Burbuja**: es la presión a la cual el crudo líquido libera la primera burbuja de gas previamente disuelto en él. Se denota como Pb.
43. **Punzar:** Agujerear la pared del casing y de cemento para realizar punzamientos a través de los cuales los fluidos puedan penetrar al espacio anular.
44. **Purgar:** Liberar líquido o gas lentamente, a través de una válvula.
45. **Reventón:** Afluencia descontrolada de gas, petróleo u otros fluidos de un pozo a la superficie u a otra zona.
46. **Sarta de trabajo:** Columna de tubería suspendida en un pozo, a la cual se conecta una herramienta o dispositivo especial que se utiliza para llevar a cabo una determinada operación.
47. **Stinger:** Extensión tubular o cilíndrica de diámetro relativamente pequeño que sobresale de una herramienta de fondo y que ayuda a guiar la herramienta a un lugar determinado.
48. **Surfactante:** Producto químico que reduce la tensión superficial de los líquidos, facilitando la acción de un detergente.
49. **Tubulares:** Tubería.
50. **Válvula maestra (Master):** La válvula principal de control en el árbol de navidad.

51. **Yacimiento:** Acumulación de hidrocarburo (aceite, gas y agua) en roca porosa tal como arenisca separadas en secciones distintas debido a sus gravedades variantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **API RECOMMENDED PRACTICE 53**. “Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells”, 1997.
2. **API RECOMMENDED PRACTICE 59.** “Recommended Practices for Well Control Operations”, 1987.
3. **APONTE ARIZA, ORLICH VALENTIN**. “Procedimientos para Detectar y Controlar una Arremetida (Kick) en la Perforación de Pozos”. Lima 2005.
4. **CLEVELAND MACHINE**. Catálogo de herramientas.
5. **DLS ARGENTINA LIMITED.** “Manual de Entrenamiento para Reducir Eventos No Programados”, 2004.
6. **ENI CORPORATE UNIVERSITY.** “Curso de Well Control para actividades de Workover”, 2005.
7. **FERNANDEZ RAMOS, SEGUNDO**. “Técnicas Básicas para Detectar y Controlar de forma Efectiva Arremetidas de Gas en Pozos de Perforación”. Los Puertos de Altagracia, Venezuela. 2011.
8. **FITZPATRICK JIM.** “PRÁCTICAS DE CONTROL DE SURGENCIAS”. USA, 1991.
9. **LOAIZA CORDOVA, MARCO VINICIO.** “Análisis Técnico Económico para la Optimización de los Procedimientos de Reacondicionamiento de los Pozos del Campo Villano de AGIP.OIL.ECUADOR”, 2004.
10. **MCKISSICK OILFIELD SERVICING EQUIPMENT**. Catálogo bloque viajero.
11. **NAVARRETE OQUENDO, ANGEL NAVARRETE.** “Uso de Herramientas de Pesca en Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Petrolíferos en el Oriente Ecuatoriano”. Guayaquil 2008.
12. **PETROBRAS, “**Daño de Formación - Estimulación de Pozo”.
13. **RANDY SMITH TRAINING SOLUTIONS**. “Principios Fundamentales de Control de Pozos”, 2007.

14. **RODRIGUEZ OTAVO, ALBA ENITH**. “Estudios de Control de Pozos durante las operaciones de mantenimiento y workover en el campo Apiay y Castilla la Nueva”, Bucaramanga, 2008.
15. **SCHLUMBERGER.** “Control de Pozos: Operaciones de Rehabilitación”, 2002.
16. **WELL CONTROL INTERNATIONAL**. “Manual de Control de Pozos”, 2011.
17. **WELL CONTROL SCHOOL**. “Manual de Control de Pozos”, 2003.

ANEXOS

ANEXO No. 1

TABLAS PARA LA MEZCLA DE SALMUERAS

ANEXO No. 1.1 SALMUERA DE CLORURO DE SODIO (NaCl)

Lbs./Galón	Bbls. de agua	Lbs. de NaCl	Punto de Congelación	Porcentaje en Solución	Gravedad Específica
8.33	1.000	0	32	0.0%	1.0000
8.4	0.998	4.0	31	1.1%	1.0084
8.5	0.993	9.0	29	2.5%	1.0204
8.6	0.986	16.0	27	4.4%	1.0324
8.7	0.ñ981	22.0	26	6.0%	1.0444
8.8	0.976	28.0	24	7.6%	1.0564
8.9	0.969	35.0	22	9.4%	1.0684
9.0	0.962	41.0	19	10.8%	1.0804
9.1	0.955	47.0	17	12.3%	1.0924
9.2	0.946	54.0	14	14.0%	1.1044
9.3	0.940	61.0	11	16.6%	1.1164
9.4	0.933	68.0	9	17.2%	1.1285
9.5	0.926	74.0	6	18.5%	1.1405
9.6	0.919	81.0	3	20.1%	1.1525
9.7	0.910	88.0	-1	21.6%	1.1645
9.8	0.902	95.0	-5	23.1%	1.1765
9.9	0.895	102.0	5	24.5%	1.1885
10.0	0.888	109.0	25	26.0%	1.2005

ANEXO No. 1.2 SALMUERA DE CLORURO DE POTASIO (KCl)

Lbs./Galón	Bbls. de agua	Lbs. de KCl	Punto de Congelación	Porcentaje en Solución	Gravedad Específica
8.33	1.000	0	32	0.0%	1.0000
8.4	0.995	4.0	31	1.1%	1.0084
8.5	0.986	11.6	29	3.2%	1.0204
8.6	0.976	18.9	29	5.2%	1.0324
8.7	0.969	26.1	26	7.1%	1.0444
8.8	0.960	33.4	26	9.0%	1.0564
8.9	0.950	40.7	23	10.9%	1.0684
9.0	0.943	47.9	22	12.7%	1.0804
9.1	0.933	55.2	20	14.5%	1.0924
9.2	0.924	62.4	18	18.0%	1.1044
9.3	0.917	69.7	16	19.%	1.1164
9.4	0.907	76.9	14	21.3%	1.1285
9.5	0.898	84.2	15	22.9%	1.1405
9.6	0.890	91.5	40	24.5%	1.1525
9.7	0.881	98.7	60	24.5%	1.1645

ANEXO No. 1.3 SALMUERA DE CLORURO DE CALCIO (CaCl2)

Lbs./Galón	Bls de agua	Lbs. de NaCl	Punto de Congelación	Porcentaje en Solución	Gravedad Específica
8.33	1.000	0	32	0.0%	1.0000
8.4	0.998	3.8	31	1.1%	1.0084
8.5	0.995	9.0	30	2.5%	1.0204
8.6	0.992	14.3	28	4.0%	1.0324
8.7	0.989	19.5	26	5.3%	1.0444
8.8	0.986	24.8	25	6.7%	1.0564
8.9	0.983	30.0	23	8.0%	1.0684
9.0	0.980	35.3	21	9.3%	1.0804
9.1	0.975	41.2	19	10.8%	1.0924
9.2	0.970	47.2	17	12.2%	1.1044
9.3	0.965	53.2	15	13.6%	1.1164
9.4	0.959	59.1	12	15.0%	1.1285
9.5	0.954	65.1	9	16.3%	1.1405
9.6	0.949	71.1	6	17.6%	1.1525
9.7	0.944	77.0	3	18.9%	1.1645
9.8	0.940	83.0	0	20.2%	1.1765
9.9	0.934	89.0	-4	21.4%	1.1885
10.0	0.929	94.9	-8	22.6%	1.2005
10.1	0.924	101.0	-13	23.8%	1.2125
10.2	0.919	1070	-18	25.0%	1.2245
10.3	0.914	113.0	-23	26.1%	1.2365
10.4	0.909	119.0	-29	27.2%	1.2485
10.5	0.904	125.0	-36	28.3%	1.2605
10.6	0.899	131.0	-43	29.4%	1.2725
10.7	0.894	137.0	-51	30.5%	1.2845
10.8	0.889	143.0	-59	31.5%	1.2965
10.9	0.884	149.0	-48	32.5%	1.3085
11.0	0.879	155.0	-22	33.5%	1.3205
11.1	0.873	161.0	-11	34.5%	1.3325
11.2	0.866	167.0	0	35.5%	1.3445
11.3	0.860	174.0	13	36.7%	1.3565
11.4	0.854	180.0	27	37.6%	1.3685
11.5	0.848	186.0	35	38.5%	1.3806
11.6	0.842	193.0	44	39.6%	1.3926

ANEXO No. 1.4 SALMUERA DE CLORURO DE SODIO/CLORURO DE CALCIO (NaCl/CaCl2)

Lbs./Galón	Bls de agua	Lbs. de NaCl	Lbs. de $CaCl_2$	Punto de Congelación	Porcentaje en Solución	Gravedad Específica
10.1	0.887	88	29	- 4	27.6%	1.2125
10.2	0.875	70	52	-10	28.5%	1.2245
10.3	0.875	54	72	-15	29.1%	1.2354
10.4	0.876	41	89	-21	29.8%	1.2485
10.5	0.871	32	104	-26	30.8%	1.2605
10.6	0.868	25	116	-32	31.7%	1.2725
10.7	0.866	20	126	-38	32.5%	1.2845
10.8	0.864	16	135	-42	33.3%	1.2965
10.9	0.862	13	144	-24	34.3%	1.3085
11.0	0.859	10	151	-12	34.8%	1.3205
11.1	0.854	8	159	0	35.8%	1.3325

ANEXO No. 2

ESPECIFICACIONES DE CASING, DRILL COLLAR, DRILL PIPE Y TUBING.

ANEXO No. 2.1 ESPECIFICACIONES DEL CASING

OD [in]	PESO [lb/ft]	ID [in]	CAPACIDAD [bbl/ft]
4 ½	9.5	4.090	0.0163
4 ½	11.6	4.000	0.0155
4 ½	13.5	3.920	0.0149
4 ½	15.1	3.826	0.0142
5	11.5	4.560	0.0202
5	13.0	4.494	0.0196
5	15.0	4.408	0.0189
5	18.0	4.276	0.0178
5 ½	14.0	5.012	0.0244
5 ½	15.5	4.950	0.0238
5 ½	17.0	4.892	0.0233
5 ½	20.0	4.778	0.0222
5 ½	23.0	4.670	0.0212
6 5/8	20.0	6.049	0.0355
6 5/8	24.0	5.921	0.0341
6 5/8	28.0	5.791	0.0326
7	20.0	6.456	0.0405
7	23.0	6.366	0.0394
7	26.0	6.276	0.0383
7	29.0	6.184	0.0372
7	32.0	6.094	0.0361
7	35.0	6.004	0.0350
7 5/8	26.4	6.969	0.0472
7 5/8	29.7	6.875	0.0459
7 5/8	33.7	6.765	0.0445
7 5/8	39.0	6.624	0.0426
8 5/8	24.0	8.098	0.0637
8 5/8	32.0	7.921	0.0610
8 5/8	36.0	7.825	0.0595
8 5/8	40.0	7.725	0.0580
9 5/8	36.0	8.921	0.0773
9 5/8	40.0	8.835	0.0758
9 5/8	43.5	8.755	0.0745
9 5/8	47.0	8.681	0.0732
9 5/8	53.5	8.535	0.0708

ANEXO 2.1 CONTINUACIÓN

OD [in]	PESO [lb/ft]	ID [in]	CAPACIDAD [bbl/ft]
10 ¾	40.5	10.050	0.0981
10 ¾	45.5	9.950	0.0962
10 ¾	51.0	9.850	0.0943
10 ¾	55.5	9.760	0.0925
10 ¾	60.7	9.660	0.0907
10 ¾	65.7	9.560	0.0888
10 ¾	71.1	9.450	0.0868
10 ¾	76.0	9.350	0.0849
10 ¾	81.0	9.250	0.0831
11 ¾	47.0	11.000	0.1175
11 ¾	54.0	10.880	0.1150
11 ¾	60.0	10.772	0.1127
13 3/8	48.0	12.715	0.1571
13 3/8	54.5	12.615	0.1546
13 3/8	61.0	12.515	0.1522
13 3/8	68.0	12.415	0.1497
13 3/8	72.0	12.347	0.1481
13 3/8	77.0	12.275	0.1464
13 3/8	85.0	12.159	0.1436
16	65.0	15.250	0.2259
16	75.0	15.124	0.2222
16	84.0	15.100	0.2189
16	109.0	14.688	0.2096
16	118.0	14.570	0.2062
18 5/8	87.5	17.755	0.3062
18 5/8	109.0	17.491	0.2972
18 5/8	122.0	17.385	0.2936
20	94.0	19.124	0.3553
20	106.5	19.000	0.3507
20	133.0	18.730	0.3408

ANEXO No. 2.2 ESPECIFICACIONES DEL TUBING

Size	OD [in]	Peso Nominal [lb/ft]	Grade	ID [in]	Resistencia de Colapso [psi]	Capacidad [bls/ft]
2 3/8	2.375	4.00	H-40	2.041	5,230	0.00405
2 3/8	2.375	4.60	H-40	1.995	5,890	0.00387
2 3/8	2.375	4.60	J-55	1.995	8,100	0.00387
2 3/8	2.375	4.60	C-75	1.995	11,04	0.00387
2 3/8	2.375	5.80	C-75	1.867	14,330	0.00339
2 3/8	2.375	4.60	N-80	1.995	11,780	0.00387
2 3/8	2.375	5.80	N-80	1.867	15,28	0.00339
2 3/8	2.375	4.60	P-105	1.995	15,460	0.00387
2 3/8	2.375	5.80	P-105	1.867	20,060	0.00339
2 7/8	2.875	6.40	H-40	2.441	5,580	0.00579
2 7/8	2.875	6.40	J-55	2.441	7,680	0.00579
2 7/8	2.875	6.40	C-75	2.441	10,470	0.00579
2 7/8	2.875	8.60	C-75	2.259	14,350	0.00496
2 7/8	2.875	6.40	N-80	2.441	11,170	0.00579
2 7/8	2.875	8.60	N-80	2.259	15,300	0.00496
2 7/8	2.875	6.40	P-105	2.441	14,010	0.00579
2 7/8	2.875	8.60	P-105	2.259	20,090	0.00496
3 ½	3.500	7.70	H-40	3.068	4,630	0.00914
3 ½	3.500	9.20	H-40	2.992	5,380	0.00870
3 ½	3.500	10.20	H-40	2.922	6,060	0.00829
3 ½	3.500	7.70	J-55	3.068	5,970	0.00914
3 ½	3.500	9.30	J-55	2.922	7,400	0.00829
3 ½	3.500	10.20	J-55	2.922	8,330	0.00829
3 ½	3.500	7.70	C-75	3.068	7,540	0.00914
3 ½	3.500	10.20	C-75	2.922	11,360	0.00829
3 ½	3.500	12.70	C-75	2.750	14,350	0.00735
3 ½	3.500	7.70	N-80	3.068	7,870	0.00914
3 ½	3.500	10.20	N-80	2.922	12,120	0.00829
3 ½	3.500	12.70	N-80	2.750	15,310	0.00735
3 ½	3.500	9.20	P-105	2.992	13,050	0.00870
3 ½	3.500	12.70	P-105	2.750	20,090	0.00735
4	4.000	9.50	H-40	3.548	4,050	0.01223
4	4.000		H-40	3.476	4,900	0.01174
4	4.000	9.50	J-55	3.548	5,110	0.01223
4	4.000		J-55	3.476	6,590	0.01174
4	4.000	9.50	C-75	3.548	6,350	0.01223
4	4.000		C-75	3.476	8,410	0.01174
4	4.000	9.50	N-80	3.548	6,590	0.01223
4	4.000		N-80	3.476	8,800	0.01174
4 ½	4.500	12.60	H-40	3.958	4,490	0.01522
4 ½	4.500	12.60	J-55	3.958	5,730	0.01522
4 ½	4.500	12.60	C-75	3.958	7,200	0.01522
4 ½	4.500	12.60	N-80	3.958	7,500	0.01522

ANEXO No. 2.3 ESPECIFICACIONES DE DRILL COLLAR

OD [in]	ID [in]	Capacidad [bl/ft]
3 1/8	1.250	0.00152
3 ¾	1.500	0.00219
4 1/8	2.000	0.00389
4 ¾	2.000	0.00389
6	2.250	0.00492
6 1/4	2.500	0.00607
6 ½	2.500	0.00607
8	2.813	0.00768
8 1/4	2.875	0.00803
8 ½	2.875	0.00803
9	2.875	0.00803
9 ½	2.875	0.00803
10	2.875	0.00803
10 ½	2.875	0.00803
11	2.875	0.00803
11 ½	2.875	0.00803
12	2.875	0.00803

ANEXO No. 2.4 ESPECIFICACIONES DE DRILL PIPE

OD [in]	Peso [lb/ft]	ID [in]	Capacidad [bl/ft]
2 3/8	4.85	1.995	0.00387
2 3/8	6.65	1.815	0.00320
2 7/8	6.45	2.469	0.00592
2 7/8	6.85	2.441	0.00579
2 7/8	8.35	2.323	0.00524
2 7/8	10.40	2.151	0.00449
3 1/2	8.50	3.063	0.00911
3 1/2	9.50	2.992	0.00870
3 1/2	11.20	2.900	0.00817
3 1/2	13.30	2.764	0.00742
3 1/2	15.50	2.602	0.00658
4	11.85	3.476	0.01174
4	14.00	3.340	0.01084
4	15.70	3.240	0.01020
4 1/2	12.75	4.000	0.01554
4 1/2	13.75	3.958	0.01522
4 1/2	16.60	3.826	0.01422
4 1/2	20.00	3.640	0.01287
5	16.25	4.408	0.01888
5	19.50	4.276	0.01776
5	20.50	4.214	0.01725
5 1/2	21.90	4.778	0.02218
5 1/2	24.70	4.670	0.02119
5 7/8	23.40	5.153	0.02579
5 7/8	26.30	5.045	0.02472
5 7/8	28.67	4.875	0.02309
6 5/8	22.20	6.065	0.03573
6 5/8	25.20	5.965	0.03456
6 5/8	31.90	5.761	0.03224
7 5/8	29.25	6.969	0.04718

ANEXO No. 3

FORMATOS PARA EL CONTROL DE POZOS

ANEXO No. 3.1 HOJA DE MATADO

HOJA DE MATADO PARA EL CONTROL DE POZOS

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTECH

POZO		CAMPO	
FECHA		OPERADORA	

DATOS DEL POZO		1.1 DATOS DEL INFLUJO	
TVD		SITP	
MD		SICP	
MW		GANANCIA DE TANQUES	

PARÁMETROS DE BOMBEO

TIPO DE BOMBA		VELOCIDAD REDUCIDA	
ID (CAMISA)		PRESIÓN REDUCIDA (KRCP)	
LONGITUD DE DESPLAZAMIENTO		DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA	
EFICIENCIA			
OD (varilla)			

VOLUMEN INTERNO DE LA TUBERÍA

No.	DESCRIPCIÓN	OD	ID	LONGUITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1						
2						
3						
					VOLUMEN TOTAL	

VOLUMEN ANULAR DEL POZO

No.	SECCIÓN	ID (CASING)	OD (TBG/DP/DC)	LONGUITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1						
2						
3						
					VOLUMEN TOTAL	

CÁLCULOS PARA EL CONTROL

		MEZCLA		
KMW		KCl		
PRESIÓN INICIAL DE CIRCULACIÓN (ICP)				
PRESIÓN FINAL DE CIRCULACIÓN (FCP)			AGUA	SALMUERA
STROKES DESDE SUPERFICIE A FONDO		TEÓRICOS		
STROKES DESDE FONDO A SUPERFICIE		PRÁCTICOS		

GRÁFICA DE EVALUACIÓN

STROKES	PRESIÓN EN EL TUBING (TEÓRICA)	PRESIÓN EN EL TUBING (LEÍDA)

RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.2 BULLHEADING

HOJA DE MATADO PARA EL CONTROL DE POZOS

BULLHEADING

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTEC

POZO		CAMPO	
FECHA		OPERADORA	

1. DATOS DEL POZO

TVD			
MD			
MW			
PRESIÓN DE FRACTURA			

1.1 DATOS DEL INFLUJO

SITP	
SICP	
GANANCIA DE TANQUES	
DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL TUBING	
DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL CASING	

2. PARÁMETROS DE BOMBEO

TIPO DE BOMBA		DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA	
ID (CAMISA)			
LONGITUD DESPLAZAMIENTO			
EFICIENCIA			
OD (varilla)			

3. VOLUMEN INTERNO DE LA TUBERÍA

No.	DESCRIPCIÓN	OD	ID	LONGUITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1	TUBING					

3. VOLUMEN ANULAR DEL POZO

No.	SECCIÓN	ID (CASING)	OD (TBG/DP/DC)	LONGUITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1	CSG - DC					
2	CSG -TBG					
					VOLUMEN TOTAL	

5. CÁLCULOS PARA EL CONTROL

KMW			
STROKES DESDE SUPERFICIE A FONDO		STROKES DESDE FONDO A SUPERFICIE	
PRESIÓN HIDROSTÁTICA INICIAL		PRESIÓN HIDROSTÁTICA FINAL	
PRESIÓN INICIAL MÁXIMA DE FORZAMIENTO		PRESIÓN FINAL MÁXIMA DE FORZAMIENTO	

6. GRÁFICA DE EVALUACIÓN

STROKES	PRESIÓN EN EL TUBING (TEÓRICA)	PRESIÓN EN EL TUBING (LEÍDA)

7. RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.3 CIRCULACIÓN DIRECTA – LARGA

HOJA DE MATADO PARA EL CONTROL DE POZOS

CIRCULACIÓN LARGA - DIRECTA

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTECH

POZO		CAMPO	
FECHA		OPERADORA	

1. DATOS DEL POZO			1.1 DATOS DEL INFLUJO	
TVD			SITP	
MD			SICP	
MW			GANANCIA DE TANQUES	
PRESIÓN DE FRACTURA			DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL TUBING	
			DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL CASING	

2. PARÁMETROS DE BOMBEO			
TIPO DE BOMBA		VELOCIDAD REDUCIDA	
ID (CAMISA)		PRESIÓN REDUCIDA (KRCP)	
LONGITUD DE DESPLAZAMIENTO		DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA	
ERICIENCIA			
OD (varilla)			

3. VOLUMEN INTERNO DE LA TUBERÍA

No.	DESCRIPCIÓN	OD	ID	LONGITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1						

4. VOLUMEN ANULAR DEL POZO

No.	SECCIÓN	ID (CASING)	OD (TBG/DP/DC)	LONGITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1						
2						
					VOLUMEN TOTAL	

5. CÁLCULOS PARA EL CONTROL			
KMW		ΔP CHOQUE EN EL CASING	
ESTROQUES DESDE SUPERFICIE A FONDO		STROKES DESDE FONDO A SUPERFICIE	
ICP		FCP	

6. GRÁFICA DE EVALUACIÓN

STROKES	PRESIÓN EN EL TUBING (TEÓRICA)	PRESIÓN EN EL TUBING (LEÍDA)

7. RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.4 CIRCULACIÓN INVERSA – CORTA

HOJA DE MATADO PARA EL CONTROL DE POZOS

CIRCULACIÓN INVERSA - CORTA

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTECH

OZO		CAMPO	
ECHA		OPERADORA	

DATOS DEL POZO

TVD	
MD	
MW	
PRESIÓN DE FRACTURA	

1.1 DATOS DEL INFLUJO

SITP	
SICP	
GANANCIA DE TANQUES	
DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL TUBING	
DENSIDAD DEL FLUIDO EN EL CASING	

PARÁMETROS DE BOMBEO

TIPO DE BOMBA		DESPLAZAMIENTO DE LA BOMBA	
ID (CAMISA)		VELOCIDAD REDUCIDA	
LONGITUD DE DESPLAZAMIENTO		PRESIÓN REDUCIDA (KRCP)	
ERCIENCIA			
OD (varilla)			

VOLUMEN INTERNO DE LA TUBERÍA

No.	DESCRIPCIÓN	OD	ID	LONGITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1						

VOLUMEN ANULAR DEL POZO

No.	SECCIÓN	ID (CASING)	OD (TBG/DP/DC)	LONGITUD	CAPACIDAD	VOLUMEN
1						
2						
					VOLUMEN TOTAL	

CÁLCULOS PARA EL CONTROL

KMW		ΔP CHOQUE EN EL TUBING	
STROKES DESDE SUPERFICIE A FONDO		STROKES DESDE FONDO A SUPERFICIE	
PRESIÓN INICIAL DE REVERSA EN EL TUBING		PRESIÓN FINAL DE REVERSA EN EL TUBING	

GRÁFICA DE EVALUACIÓN

STROKES	PRESIÓN EN EL TUBING (TEÓRICA)	PRESIÓN EN EL TUBING (LEÍDA)

RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.5 VOLUMÉTRICO

HOJA DE MATADO PARA EL CONTROL DE POZOS

VOLUMÉTRICO

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTECH

OZO		CAMPO	
ECHA		OPERADORA	

DATOS DEL POZO			1.1 DATOS DEL INFLUJO	
	TVD		SITP	
	MW		SICP	
	GRADIENTE DEL FLUIDO	0 Psi/Ft	GANANCIA DE TANQUES	

PARÁMETROS DE SEGURIDAD	
MARGEN DE SEGURIDAD	100 Psi
RANGO DE PRESIÓN DE TRABAJO	100 Psi

CAPACIDAD DEL ANULAR DEL POZO

No.	SECCIÓN	ID (CASING)	OD (TBG/DP/DC)	CAPACIDAD
1				

CÁLCULOS PARA EL CONTROL

	HP / BI		VOLUMEN A PURGAR POR CICLO
	Pchoque 1		Pchoque 5
	Pchoque 2		Pchoque 6
	Pchoque 3		Pchoque 7
	Pchoque 4		Pchoque 8

GRÁFICA DE EVALUACIÓN

PRESIÓN	VOLUMEN DE PURGA - TEÓRICO	VOLUMEN DE PURGA - REAL

RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.6 LUBRICAR Y DRENAR

HOJA DE MATADO PARA EL CONTROL DE POZOS

LUBRICAR Y DRENAR

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTECH

POZO		CAMPO	
FECHA		OPERADORA	

1. DATOS DEL POZO			1.1 DATOS DEL INFLUJO	
	TVD		SITP	
	MD		SICP	
	MW		GANANCIA DE TANQUES	

2. PARÁMETROS DE SEGURIDAD

RANGO DE PRESIÓN DE TRABAJO	100 Psi

3. CAPACIDAD ANULAR DEL POZO

No.	SECCIÓN	ID (CASING)	OD (TBG/DP/DC)	CAPACIDAD
1				

4. CÁLCULOS PARA EL CONTROL

GRADIENTE DEL FLUIDO		HP / BI	

5. TABLA DE EVALUACIÓN

PRESIÓN DEL CASING	VOLÚMEN EN EL TANQUE			INCREMENTO HP	PRESIÓN DE PURGA
	INICIAL	FINAL	PURGADO		

6. RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.7 PRUEBA DEL BOP

PRUEBA DEL BOP

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTE

POZO		CAMPO	
FECHA		OPERADORA	

1. DATOS DEL POZO

MD	
OD CASING	
PRESIÓN DE ESTALLIDO	
FLUIDO DE PRUEBA	
TIPO DE PRUEBA	

2. PRUEBA DE ELEMENTOS DEL BOP

No.	COMPONENTE	PRESIÓN DE PRUEBA		TIEMPO DE PRUEBA*	OBSERVACIONES
1					
2					
3					
4					
5					

* La norma API RP53 recomienda realizar la prueba al menos por 5 minutos.

3. SISTEMA DE CONTROL

4. HERRAMIENTA UTILIZADA

5. OBSERVACIONES

6. RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.8 PRUEBA DEL ACUMULADOR

PRUEBA DE FUNCIONAMIENTO DE LOS ACUMULADORES

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

GRUPO PETROTEC

OZO		CAMPO	
ECHA		OPERADORA	

BOMBAS

	ELÉCTRICAS	AIRE
PRESIÓN DE ENCENDIDO		
PRESIÓN DE APAGADO		
TIEMPO DE CARGA		
Debe ser menor a 2 minutos	-	

ACUMULADOR

Presión Inicial del Acumulador	3.000,00 Psi
Presión de precarga del Acumulador	1.000,00 Psi

PRUEBA DE CIERRE DEL ACUMULADOR

No.	COMPONENTE	TIEMPO	PRESIÓN REMANENTE	NORMA API RP53	TIEMPO NORMA API RP53
1					
2					
3					

resión Final del Acumulador

00 Psi sobre presión de Precarga

OBSERVACIONES

REGISTRO FOTOGRÁFICO

RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO	SUPERVISOR

ANEXO No. 3.9 SIMULACRO DE INFLUJO

SIMULACRO DE INFLUJOS

TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO RIG - 04

POZO	
CAMPO	
OPERADORA	
FECHA	
HORA DE INICIO	
HORA FINAL	

1.OBJETIVO DEL SIMULACRO:

2. PERSONAL DEL EQUIPO

COMPANY MAN (OPERADORA)	
JEFE DE EQUIPO	
SUPERVISOR	
MAQUINISTA	
ENCUELLADOR	
CUÑERO - 1	
CUÑERO - 2	
OBRERO DE PATIO-1	
OBRERO DE PATIO-2	

3. EVALUACIÓN DE ACCIONES

TIPO DE SIMULACRO	

EVALUACIÓN : 5= Excelente, 4= Muy Bueno, 3= Bueno, 2= Regular, 1= Malo.

PROCESO	ACTIVIDADAES	EJECUTOR	PUNTAJE
DETERMINAR	Apagar Bomba y verificar influjo.	Supervisor/Jefe de Equipo	
	Identificar las señales de influjo.	Supervisor/Jefe de Equipo	
ALERTAR	Activar alarma.	Maquinista	
REUNIR	Reunir al personal en el punto de encuentro de la locación.	Obreros de Patio	
	Encuellador bajará rápidamente.	Encuellador	
BAJAR	Bajará rápidamente de la torre	Encuellador.	
ANALIZAR	Llenar hoja de matado.	Jefe de Equipo y Supervisor	
POSICIONAR	Colocar tubería en posición de Cuñas	Maquinista	
MOVILIZAR	Operar camión pluma y colocar los sacos de sal en tanque de lodo.	Encuellador	
CERRAR	Cerrar el BOP anular y Cierra el choke (Blando - Duro).	Maquinista	
COLOCAR	Colocar la válvula de seguridad en posición abierta y cerrarla.	Cuñero 1	
ALINEAR	Alinear manifold hacia el tanque de lodos o bota de gas..	Cuñero 2	
CHEQUEAR	Chequear presión de casing y tubing.	Supervisor	
ENCENDER	Encender la bomba.	Encuellador	
PREPARAR	Preparar fluido de control con la información de Analizar.	Supervisor y Cuñeros	
CONTROLAR	Identificar el Método de Control e Iniciar el Control.	Supervisor	
REGISTRAR	Condiciones Finales después del Evento. HOJA DE MATADO.	Jefe de Equipo	

DESEMPEÑO GRUPAL	
Nivel de Respuesta ante el desarrollo del Simulacro.	
Uso y aplicación de señales de advertencia.	
Organización.	
Funcionamiento como equipo de trabajo.	
Distribución de roles de acuerdo a las funciones establecidas.	
Brevedad en captura o recolección de datos.	
Establecimiento de prioridades	
Manejo de herramientas.	

EVALUACIÓN : 1= ÓPTIMO, 2 = DEFICENTE.

FUNCIONAMIENTO DE HERRAMIENTAS	ESTADO
Alarma	
Herónimo	
Escaleras	
Válvula de Seguridad	
BOP (Blow Out Preventor)	
Unidad de Bombeo	
Cuñas	
OTRAS HERRAMIENTAS	**ESTADO**
Exagonal para apertura o cierre de la válvula de seguridad.	

4. OBSERVACIONES

5. CONCLUSIONES

6. RECOMENDACIONES

7. RESPONSABLES

JEFE DE EQUIPO

SUPERVISOR