



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 29 de abril de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Javier Camilo Méndez Narváez, con C.C. No. 1083904246,

Juan Manuel Balaguera Alvira, con C.C. No. 1075287086,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado Análisis, descripción e importancia de los conceptos básicos utilizados en el control de pozos de perforación presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de ingeniero de petróleos; Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

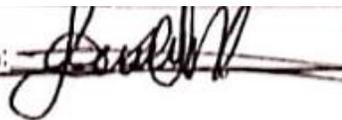
1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

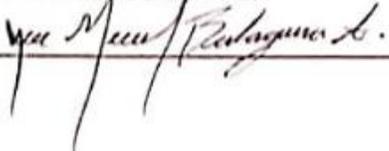
2 de 2

Firma: 

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: 

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Méndez Narváez	Javier Camilo
Balaguera Alvira	Juan Manuel

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Orduz Pérez	Luis Humberto

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2019

NÚMERO DE PÁGINAS: 162

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general___ Grabados___ Láminas___
Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Surgencia_____	Surgence_____	6. _____	_____
2. Influjo_____	Influx_____	7. _____	_____
3. Presión de formación	Formation pressure _	8. _____	_____
4. Presión de Fondo	Bottom hole_____	9. _____	_____
5. Formación _____	Formation_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este documento se describen los fundamentos que se deben tener en cuenta para llevar a cabo una operación de control de pozos durante la perforación. El principio básico que ocasiona un descontrol es la diferencia entre las presiones que están contenidas en el pozo, que generan una presión en fondo, y la presión de formación. Siempre que exista un desbalance a favor de la presión de formación, podrá ocurrir un evento de una surgencia.

Los conceptos básicos de presiones y su entendimiento, ayudan al lector a entender las condiciones de balance o desbalance del pozo y los cálculos que se deben realizar para encontrar valores de presiones que contribuyan a la toma de decisiones cuando éstos son analizados.

Las causas por la que un influjo tiene lugar en el pozo, son de gran importancia para comprender que acciones pueden conllevar a una patada cuando se está perforando, o cuando la sarta de perforación se extrae o se inserta en el pozo. Consecuentemente, los indicadores ante una surgencia son los parámetros finales cuando el influjo está en el pozo. Siempre se debe prestar mucha atención a todos estos factores que predigan sucesos indeseables para poder tomar las medidas respectivas, y así evitar el descontrol total del pozo.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

This document describes the fundamentals that must be taken into account to carry out a well control operation during drilling. The basic principle that causes a lack of control is the difference between the pressures that are contained in the well, which generate a bottom hole pressure, and the formation pressure. Whenever there is an imbalance in favor of formation pressure, an event of an surge may occur.

The basic concepts of pressures and their understanding, help the reader to understand the conditions of balance or imbalance of the well and the calculations that must be done to find values of pressures that contribute to the decision making when they are analyzed.

The reasons why an influx takes place in the well, are of great importance to understand what actions can lead to a kick when it is drilling, or when the drill string is removed or inserted into the well. Consequently, the indicators of a kick are the final parameters when the influx is in the well. Always pay close attention to all these factors that predict undesirable events to be able to take the respective measures, and thus avoid the total lack of control of the well.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma: *Constanza Vargas Castellanos*

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma:

Nombre Jurado: Luis Fernando Bonilla

Firma:

**ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN E IMPORTANCIA DE LOS CONCEPTOS BÁSICOS
UTILIZADOS EN EL CONTROL DE POZOS DE PERFORACIÓN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2019**

**ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN E IMPORTANCIA DE LOS CONCEPTOS
BÁSICOS UTILIZADOS EN EL CONTROL DE POZOS DE
PERFORACIÓN**

**JAVIER CAMILO MÉNDEZ NARVÁEZ
JUAN MANUEL BALAGUERA ALVIRA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar
al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:
LUIS HUMBERTO ORDUZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2019**

Nota de Aceptación

Director

Jurado

Jurado

Neiva, 2019

AGRADECIMIENTOS

Gracias a todos los que apoyaron e hicieron parte de la elaboración de este trabajo, deseamos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a:

Ervin Aranda Aranda, por ser el maestro que nos enseñó el valor de ser ante todo persona.

Ingeniero Luis Humberto Orduz, por su colaboración, paciencia y orientación en la dirección de este trabajo.

A el programa de Ingeniería de Petróleos–USCO, a toda su alma mater de profesores, quienes hicieron de nosotros unos excelentes profesionales.

A los ingenieros Constanza Vargas y Luis Fernando Bonilla por ser los evaluadores de este proyecto y por sus aportes para la culminación de este propósito.

A todas aquellas personas que aquí no nombramos, pero que en algún momento contribuyeron en nuestra educación y dieron un gesto de sincero apoyo.

Javier Camilo Méndez Narvárez

Juan Manuel Balaguera Alvira

DEDICATORIAS

Hoy doy gracias a Dios, quien siempre estuvo con migo en momentos buenos y malos, por estar ahí cuando más lo necesite, en momentos de angustia nunca me dejo desfallecer y nunca deje de creer en él.

A mi madre Yolanda que siempre estuvo con migo y siempre creerá en mí, también gracias a sus regaños y concejos que gracias a ello hoy doy final a una etapa más en mi vida, la cual es mi mayor logro hasta el momento.

A mis abuelos, pues siempre que llegaba de vacaciones me hacían sentir como la mejor persona.

A mi hermanito Dilan Frankoby, que es la mejor motivación para seguir adelante y luchar por lo que quiero.

Como olvidar a mis compañeros y amigos, quienes al compartir me brindaron lo mejor de ellos y siempre estuvieron para ayudar, y disfrutar gratos momentos que recordare por siempre.

Javier Camilo Méndez Narvárez

Este trabajo está dirigido principalmente a Dios, quien nunca me ha desamparado en los momentos más difíciles de mi vida y que me ilumino para que este proyecto fuera posible.

A mi madre Olga y a mi abuela Amanda, a quienes le debo todo los logros personales y académicos que he conseguido hasta el día de hoy. Sus virtudes son aquello de todo lo que quiero conseguir para mi felicidad.

A mi familia en general por ser parte de procesos tediosos en donde nunca me dejaron de apoyar.

A mi compañera de vida Viviana quien siempre está para apoyarme en todos mis sueños, sin importar lo largo que sea el camino.

A mis amigos y compañeros que me han ayudado para ser de mí una persona con mayores triunfos y conocimientos de aquellas cosas que implica la forma de vivir.

Juan Manuel Balaguera Alvira

TABLA DE CONTENIDO

CONCEPTOS BÁSICOS.....	21
1.1 CONCEPTOS DE PRESIONES	21
1.1.1 Presión.....	21
1.1.2 Presión Hidrostática.....	21
1.1.3 Tubo en U	23
1.1.4 Gradiente de presión	23
1.1.5 Presión de Formación.....	24
1.1.5.1 Presión de formación normal.....	24
1.1.5.2 Presiones de formación anormales.....	24
1.1.5.2.1 Presión de formación subnormal.....	24
1.1.5.2.2 Presión de formación anormal.....	25
1.1.6 Presión de poro	25
1.1.7 Presión de sobrecarga	26
1.1.8 Presión estática de yacimiento	27
1.1.9 Presión de fondo de pozo	27
1.1.10 Presión Diferencial	28
1.1.11 Presión de Fractura	28
1.1.12 Prueba de Integridad	28
1.1.12.1 Pruebas de admisión pruebas de integridad.....	28
1.1.13 Máxima presión anular permisible en superficie (MASP)	30
1.1.14 Presión de admisión de fluidos y pérdida de circulación	30
1.1.15 Presión de Circulación.....	31
1.1.16 Densidad de Circulación Equivalente (ECD)	31
1.1.17 Presión Inicial de Circulación.....	32
1.1.18 Presión Final de Circulación.....	32
1.1.19 Presión de Inicio de Flujo	33
1.1.20 Sobrepresión.....	33

1.1.21 Presión de la Bomba	33
1.2 CONCEPTOS DE BOMBAS	34
1.2.1 Golpes de la Bomba.....	34
1.2.2 Caudal de la Bomba.....	34
1.2.3 Eficiencia de la Bomba.....	35
1.2.4 Volumen de Desplazamiento	36
1.3 POZO	37
1.3.1 Volumen Interno.....	37
1.3.1.1 Tubería de perforación - tp.....	38
1.3.1.2 Tubería pesada de perforación - tw	38
1.3.1.3 Collar de perforación - C.....	39
1.3.2 Volumen Anular	39
1.3.2.1 Hueco abierto y collares de perforación (Ha – C).....	40
1.3.2.2 Hueco abierto y tubería pesada de perforación (Ha – tw).....	40
1.3.2.3 Hueco abierto y Tubería de perforación (Ha- tp).....	41
1.3.2.4 Revestimiento y tubería de perforación (rev – tp)	41
1.3.3 Volumen en tanques	42
1.3.4 Velocidad de Penetración.....	42
1.3.5 Velocidad de Rotación.....	42
1.3.6 Torque.....	42
1.3.7 Arrastre	43
1.4 CAUDAL	43
1.4.1 Caudal máximo	44
1.4.2 Caudal mínimo	44
1.5 Conceptos básicos sobre las surgencias	44
1.5.1 Tipos de fluidos de surgencia	44
1.5.2 Surgencias de gas	45
1.5.2.1 Ley general de los gases.....	45
1.5.2.2 Migración, expansión y liberación controladas del gas	47
1.5.3 Surgencias de líquidos.....	48

2. CAUSAS DE LA SURGENCIA	49
2.1 VIAJANDO	49
2.1.1 Causa de amago de pozo por velocidad de viaje	49
2.1.2 Peso en el gancho.....	49
2.1.3 Pistoneo / Compresión	50
2.1.4 Mal llenado del pozo	50
2.2 PERFORANDO	52
2.2.1 Densidad insuficiente del lodo	52
2.2.2 Llenado deficiente en los trabajos de perforación	52
2.2.3 Pérdida de circulación.....	53
2.2.4 Otras causas de presiones anormales	53
2.2.5 Obstrucciones en el pozo	54
2.2.6 Situaciones especiales de surgencias.....	54
2.2.6.1 Perforando dentro de un pozo adyacente.....	54
2.2.6.2 Probando conjunto de BOP.....	54
2.2.6.3 Prueba de vástago de perforación (DST)	54
2.2.6.4 Perforación en desbalance.....	55
2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	55
2.3.1 Densidad del Fluido.....	56
2.3.2 Reología del Fluido.....	56
2.3.2.1 Viscosidad	57
2.3.2.2 Geles	58
2.3.2.3 Punto de cedencia.....	59
2.3.2.4 Pérdida de Filtrado.....	59
3. INDICADORES DE AMAGO DE POZOS.....	61
3.1 INDICADORES DE AMAGO DE POZO VIAJANDO	61
2.3.1.1 Llenado del hueco insuficiente.....	61
2.3.1.1.1 sacando tubería, la columna no sale seca.....	61
2.3.1.1.2 Surgencia con la sarta fuera del pozo.....	62
2.3.1.1.3 Surgencia metiendo tubería	62

3.1.2 Un viaje húmedo	62
3.1.3 Suaveo y ganancia en el tanque de viaje.....	62
3.1.4 Lodo fluyendo	63
3.1.5 Hueco lleno de recortes en el fondo	63
3.1.6 Broca perforada	63
3.2 INDICADORES DURANTE LA PERFORACIÓN.....	63
3.2.1 Variación en la velocidad de penetración	63
3.2.2 Cambio de presión y velocidad de la bomba.....	63
3.2.3 Aumento de caudal de retorno.....	64
3.2.4 Aumento de volumen en tanques	64
3.2.5 Flujo con bomba detenida.....	64
3.2.6 Cambio en el peso de la sarta de perforación	65
3.2.7 Lodo cortado por gas y muestras petróleo circulando	65
4. PARAMETROS PARA PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZO	67
4.1 PARÁMETROS DE CIERRE DE POZO	67
4.1.1 Presión de cierre en la tubería de perforación.....	67
4.1.2 Presión de cierre en la tubería de revestimiento	68
4.1.3 Incremento de volumen en tanques.....	69
4.2 PARÁMETROS DE CÁLCULO DE AMAGO DE POZO.....	70
4.2.1 Presión de formación	70
4.2.2 Densidad para controlar el pozo ante un amago	70
4.2.3 Presión inicial de circulación	71
4.2.4 Presión final de circulación	71
4.2.5 Explicación gráfica de la caída de presión al circular un lodo mas pesado	71
4.2.6 Ejercicio aplicativo para conocer el programa de presiones de un pozo	72
5. EQUIPOS DE SUPERFICIE DE CONTROL DE POZOS.....	105
5.1 PREVETORA DE REVENTONES	105
5.1.1 BOP anular	107
5.1.2 Carrete	108

5.1.3 Carrete de perforación	109
5.1.4 Cabezales / BOP Rotativas	109
.....	109
5.1.5 Arietes (Esclusas).....	110
5.1.5.1 Ariete de tubería.....	110
5.1.5.2 Ariete Ciego	110
5.1.5.3 Ariete Cortador	111
5.1.5.4 Arietes Ciegos / Cortadores	111
5.1.5.5 Ariete de tamaño variable (VBR).....	112
5.2 SISTEMA DE DESVIO	112
5.3 ACUMULADOR	113
5.3.1 Precarga de Nitrógeno	114
5.3.2 Importancia de las bombas y botellas	114
5.3.3 Principio de panel de control del acumulador	115
5.3.4 Tiempos de respuestas	115
5.4 CHOQUE Y MÚLTIPLE.....	115
5.4.1 Línea de purga	116
5.4.2 Línea de matar	116
5.4.3 Choque hidráulico	117
5.4.5 Estrangulador fijo (porta orificio).....	118
5.4.6 Estranguladores ajustables manuales.....	118
5.5 SEPARADOR	118
5.5.1 Desgasificador atmosférico.....	119
5.5.2 Separador de lodo/gas.....	119
5.5.3 Principio de operación del separador	120
5.5.4 Diámetro interno del separador	120
5.6 TEA	120
6. PARAMETROS PARA PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS	122
6.1 CIERRE DEL POZO	122
3.1.1 Cierre Duro	123
6.1.2 Cierre Blando	124

6.1.3 Cierre modificado	125
6.2 MÉTODO DEL PERFORADOR	127
6.3 MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR	140
6.4 MÉTODO CONCURRENTE	146
CONCLUSIONES	154
BIBLIOGRAFÍA	156
ANEXOS	158

Lista de figuras

Figura 1. Concepto de presión.....	21
Figura 2. Origen del 0.052.	22
Figura 3. Efecto del tubo en U.	23
Figura 4. Estructura de la roca.....	26
Figura 5. Prueba de integridad.....	29
Figura 6 Cilindro de 1 ft x 0,5 ft.	37
Figura 7. Migración de una burbuja de gas sin expansión.....	46
Figura 8. Expansión descontrolada del gas.	46
Figura 9. Migración controlada del gas	47
Figura 10. Surgencia de líquidos.	48
Figura 11. Pistoneo / Compresión.....	50
Figura 12. Llenado insuficiente del hueco.....	51
Figura 13. Peso insuficiente del lodo.	52
Figura 14. Pérdida de circulación.....	53
Figura 15 Prueba de vástago de perforación - DST.....	55
Figura 16. Perforación bajo balance.	55
Figura 17 . Balanza para medir la densidad del fluido de perforación.	56
Figura 18. Viscosímetro Fann.	57
Figura 19. Pérdidas por filtrado.....	59
Figura 20. Sacando tubería cae la columna de fluido.	61
Figura 21. Surgencia con la sarta fuera del pozo.....	62
Figura 22. Cambio en la velocidad de la bomba.	63
Figura 23. Ganancia en tanques.....	64
Figura 24. Flujo con bombas detenidas.	64
Figura 25. Lodo cortado por gas.	66
Figura 26. Presión de cierre en la tubería de revestimiento y de perforación.	68
Figura 27. Programa de presiones de la tubería de perforación.	72

Figura 28. Esquema de diseño de la sarta y revestimiento del pozo Yopal 3.	74
Figura 29. Configuración del conjunto de preventores.....	105
Figura 30. Sistemas de equipos de prevención de API RP53..	106
Figura 31. Partes del preventor de reventones anular, Cameron DL.....	107
Figura 32. Espaciador- Carrete.....	108
Figura 33. Carrete de perforación.	109
Figura 34. Preventora de reventones rotativa.	109
Figura 35. Cuerpo de ariete de tubería Cameron.	110
Figura 36. Cuerpo de ariete ciego Cameron.	111
Figura 37. Bloques de ariete cortador Cameron	111
Figura 38. Cuerpos de arietes ciego/cortador Cameron.	111
Figura 39. Ariete de diámetro variable Cameron.	112
Figura 40. Desviador CF-B y mandril Cameron.	112
Figura 41. Sistema de desviación con doble salida laterales.....	113
Figura 42. Sistema de cierre/acumulador.	113
Figura 43. Sistema de carga de presión de las botellas del acumulador.	114
Figura 44. Múltiple Swaco.....	115
Figura 45. Desgasificador atmosférico.....	119
Figura 46. Separador lodo-gas Swaco.....	119
Figura 47. Tipos de sistemas de quema elevado o abierto.....	120
Figura 48. Diagrama de cierre de pozo.....	123
Figura 49. Procedimiento de cierre duro con la tubería en el fondo.....	124
Figura 50. Procedimiento de cierre blando con la tubería en el fondo.	125
Figura 51. Procedimiento de cierre modificado con la tubería en el fondo.	126
Figura 52. Condiciones iniciales antes de iniciar el método del perforador.	129
Figura 53. Parámetros del pozo una vez se alcanza la tasa de control.	130
Figura 54. Circulación de la surgencia en el método del perforador.	131
Figura 55. Surgencia en superficie en el método del perforador.....	132
Figura 56. La surgencia ha salido del pozo con la primera circulación del método del perforador.....	133

Figura 57. Se conecta la bomba para iniciar la segunda circulación con el método del perforador.....	135
Figura 58. Se inicia la circulación con el lodo de matar en el método del perforador.	136
Figura 59. El lodo de matar llega a fondo en el método del perforador.	136
Figura 60. Circulación del lodo de matar en el anular en el anular en el método del perforador.	137
Figura 61. Lodo de matar llega a superficie en el método del perforador.	137
Figura 62. El lodo de matar de 1.2 a 1.3 veces antes de apagar bomba en el método del perforador.....	139
Figura 63. Condiciones iniciales antes de iniciar el método de densificar y esperar.	142
Figura 64. La bomba alcanza la tasa de control en el método de densificar y esperar.....	142
Figura 65. Lodo de matar el pozo llega a la broca en el método de densificar y esperar.....	143
Figura 66. Surgencia en superficie en el método de densificar y esperar.....	144
Figura 67. El lodo de matar pasa a través del estrangulador en el método de densificar y esperar.....	145
Figura 68. Se circula 1.2 a 1.3 veces para tener mayor seguridad en el método de densificar y esperar.....	146
Figura 69. Condiciones iniciales antes de comenzar el método concurrente.	149
Figura 70. La bomba alcanza la tasa de control en el método concurrente.....	150
Figura 71. Representación gráfica del lodo de matar, cada vez más pesado en el método concurrente.	152

LISTA DE TABLA

Tabla 1 Gradientes de presión de formación normal	26
Tabla 2 Diámetro de la tubería de perforación y de revestimiento, pozo Yopal 3..	72
Tabla 3 Datos de lodo, bomba y profundidad vertical verdadera del pozo Yopal 3	73
Tabla 4 Volumen de la surgencia, presiones de cierre en la tubería de revestimiento y de perforación, pozo Yopal 3.	73
Tabla 5 Datos de las dos bombas triplex usadas en el pozo Yopal 3.	73
Tabla 6 Datos de la camisa de la bomba triplex usada en el pozo Yopal 3.....	74
Tabla 7 Volumen en las líneas de superficie del pozo Yopal 3.....	74
Tabla 8 Capacidades de la sarta de perforación del pozo Yopal 3.....	75
Tabla 9 Capacidades anulares del pozo Yopal 3.....	76
Tabla 10 Volúmenes de la sarta de perforación de pozo Yopal 3.....	77
Tabla 11 Volúmenes anulares de cada sección del pozo Yopal 3.....	78
Tabla 12 Programa de cuadro de presiones para matar el pozo Yopal 3.....	84
Tabla 13 Golpes necesarios para circular el fluido de control del pozo Yopal 3	85
Tabla 14 Programa de presiones del pozo Yopal 3.....	86
Tabla 15 Volumen acumulado en las secciones anulares, para determinar la ubicación de la surgencia en el pozo Yopal 3.....	88
Tabla 16 Información de las secciones anulares mientras el fluido de matar el pozo llega a la broca.....	91
Tabla 17 Variación de la presión mientras la surgencia sale del anular	93
Tabla 18 Información de pozo una vez el fluido de matar ha llegado a fondo	97
Tabla 19 Volumen acumulado en cada sección del anular.....	98
Tabla 20 Información del pozo Yopal 3, mientras la surgencia es evacuada con el fluido de control.....	101
Tabla 21 Designación de preventora de reventones.....	107

Tabla 22 Diámetro nominal para las instalaciones de las líneas del estrangulador	117
Tabla 23 Características del estrangulador Cameron y Swaco	118
Tabla 24 Altura de los tres tipos de tea elevada	121
Tabla 25 Programa de presiones para el método del perforador.....	128
Tabla 26 Registro de presiones de cierre de pozo después de la primera circulación en el método del perforador	134
Tabla 27 Programa de presiones para el método de densificar y esperar	141
Tabla 28 Peso del bache de lodo bombeado con sus respectivos golpes de superficie a broca, en el método concurrente	151

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Hoja de ruta procedimental en caso de un influjo.....	158
--	-----

ANÁLISIS, DESCRIPCIÓN E IMPORTANCIA DE LOS CONCEPTOS BÁSICOS UTILIZADOS EN EL CONTROL DE POZOS DE PERFORACIÓN RESUMEN

En este documento se describen los fundamentos que se deben tener en cuenta para llevar a cabo una operación de control de pozos durante la perforación. El principio básico que ocasiona un descontrol es la diferencia entre las presiones que están contenidas en el pozo, que generan una presión en fondo, y la presión de formación. Siempre que exista un desbalance a favor de la presión de formación, podrá ocurrir un evento de una surgencia.

Los conceptos básicos de presiones y su entendimiento, ayudan al lector a entender las condiciones de balance o desbalance del pozo y los cálculos que se deben realizar para encontrar valores de presiones que contribuyan a la toma de decisiones cuando éstos son analizados.

Las causas por la que un influjo tiene lugar en el pozo, son de gran importancia para comprender que acciones pueden conllevar a una patada cuando se está perforando, o cuando la sarta de perforación se extrae o se inserta en el pozo. Consecuentemente, los indicadores ante una surgencia son los parámetros finales cuando el influjo está en el pozo. Siempre se debe prestar mucha atención a todos estos factores que predigan sucesos indeseables para poder tomar las medidas respectivas, y así evitar el descontrol total del pozo.

En el control de pozos es de vital importancia analizar todos los parámetros de lectura, ya sean volúmenes o presiones, porque éstos son los que indican la presencia de un influjo y su magnitud en caso de que se presente. El análisis de dichos parámetros conlleva a tomar los procedimientos respectivos y los ajustes necesarios en el pozo, para una operación segura de control.

El conocer el funcionamiento de los equipos de superficie, como los procedimientos que tienen lugar ante un evento de descontrol, son la base para una operación segura y confiable de control que ayude a minimizar cualquier riesgo que atente contra la vida del personal de la cuadrilla, la integridad del pozo y las pérdidas materiales.

Siempre que no se tenga certeza ante la eventualidad de una surgencia, se deben observar parámetros que indiquen lo que está pasando en el pozo, y recordar que la minimización de un influjo aumenta significativamente la oportunidad de una operación satisfactoria de control.

Palabras Claves: Surgencia, influjo, presión de formación, presión de fondo, formación.

INTRODUCCIÓN

Siempre que se hable de control de pozos se deben tener en cuenta diversos conceptos que sirven como base para entender lo que está pasando en el pozo. La presión diferencial entre la presión de fondo de hueco y la presión de formación, indica la condición de balance en la que se encuentra un pozo y la posibilidad ante una surgencia, si éste está en desbalance. Siempre que se tenga la duda de una eventual de patada, se debe poner especial atención en los indicadores que podrían descartar o acertar una surgencia. Sin embargo, cuando existe un influjo y las bombas son apagadas, hay un aporte de fluido hacia los tanques, generando un aumento de nivel en ellos. De esta forma, es muy importante poder entender detalladamente los conceptos básicos de presiones y la lectura de los cálculos que son realizados para proceder a dar soluciones.

Cuando se está perforando un pozo se deben realizar maniobras que de no efectuarse adecuadamente podrían ser causales de problemas indeseables en el hueco. Por ejemplo, la densidad del fluido de perforación siempre debe ser suficiente para que genere una presión un poco mayor que la presión de formación. Sin embargo, cuando se necesita sacar la columna del pozo se puede perder presión hidrostática por el mal llenado del hueco o por velocidades de viajes excesivas. De forma contraria, al insertar tubería a velocidades muy altas, se genera un efecto compresivo contra la formación que desencadena en una pérdida de circulación; esto reduce la carga hidrostática e incurre en una situación de influjo.

Las surgencias son situaciones críticas que amenazan con la integridad del pozo y deben ser tratadas de forma cuidadosa. Dependiendo del tipo de influjo, es necesario tomar acciones correctivas para proceder, pero lo más crítico de un influjo es que presente gas, pues este a diferencia de los líquidos migra y se expande por el anular. Cuando se circula una surgencia de esta naturaleza o cualquiera que sea, existen consideraciones importantes que se deben tener en cuenta, como lo son la presión de integridad en el zapato de revestimiento y la forma en la que se debe operar el estrangulador para mantener la presión de fondo, y no ocurra un influjo adicional.

Los parámetros para los procedimientos de control de pozo son elementos muy importantes para comprender la magnitud del problema que está sucediendo en el hueco y el manejo con el que se deben operar para un control seguro y satisfactorio. De este modo, las presiones de cierre en la tubería de revestimiento

y en la tubería de perforación son lecturas manométricas que son la base para la circulación de la surgencia en el pozo, pues la forma como éstas varían indican el éxito de una operación de control.

La diferencia entre los métodos de control de pozo varían dependiendo si se incrementa el peso del fluido y si habrá circulación dentro del pozo. Sin embargo en este libro solo se explican los métodos que mantienen la presión de fondo constante, y mayor que la presión de formación durante la circulación. En cada uno de ellos debe haber una manipulación del estrangulador, para agregar contrapresión al fondo del pozo o para liberar presión en superficie. Por esta razón, tener un conocimiento básico de todos aquellos conceptos alrededor del control de pozos es muy significativo para tomar las acciones pertinentes, y que los procedimientos se efectúen de manera segura y eficaz.

CAPITULO 1 CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 CONCEPTOS DE PRESIONES

Es importante entender los conceptos de presiones y sus relaciones existentes para tener un claro entendimiento del control de pozos. “Las presiones que se ven involucradas en la industria del petróleo incluyen fluidos, la formación, la fricción y esfuerzos mecánicos. Exceder una cantidad de presión determinada puede ocasionar desastres irreversibles, que van desde patas de pozos hasta la pérdida de vida del personal”. (MarcadorDePosición1pág. 4)

1.1.1 Presión

La presión es una fuerza que se extiende sobre una unidad de área o superficie. En la figura 1 según (MarcadorDePosición1) “Para describir las influencias en el comportamiento de los fluidos, generalmente se usa la presión en lugar de la fuerza” (Pág, 5). La presión en términos matemáticos, está representada por la ecuación 1.

$$P = \frac{F}{A}$$

Ec 1. Presión

Dónde:

P = Presión, psi.

F= Fuerza es un esfuerzo que se aplica en una superficie, libras.

A= Área es el lugar donde se ejerce la fuerza, in².

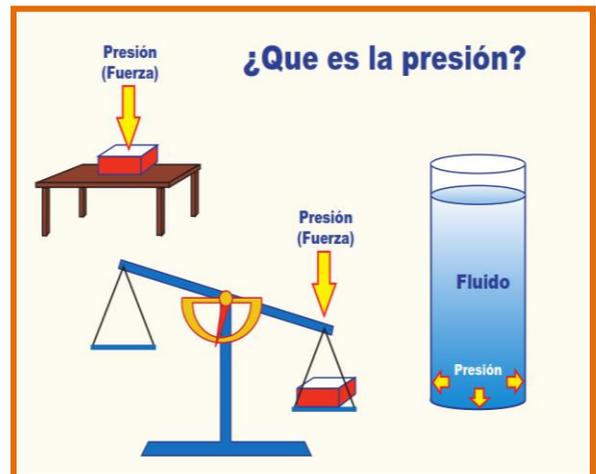


Figura 1. Concepto de presión. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 7)

1.1.2 Presión Hidrostática

Es la presión ejercida por una columna de fluido en condiciones estáticas. “Los fluidos más comunes en el control de pozos son agua, petróleo, gas, lodo de perforación, fluidos del empaquetador, salmueras y líquidos de terminaciones” (MarcadorDePosición1pág. 5).

La presión hidrostática se puede calcular en unidades de campo por medio de la ecuación 2:

$$(Ph) = (Df) \times \left(\frac{\text{Factor de conversión}}{\text{de}} \right) \times (TVD)$$

Ec 2. Presión hidrostática

Dónde:

Ph = Presión hidrotatica, psi.

Df = Densidad del fluido en pozo, ppg.

Factor de conversión en unidades de campo: 0.052.

TVD = Altura vertical verdadera, ft.

Según (Randy Smith, 2011) “La presión hidrostática depende únicamente del peso del lodo y de la profundidad vertical del punto de interés” (Pág. 20) y su importancia radica en que durante la perforación debe ser ligeramente mayor a la presión de formación; si no lo es, se debe ejercerse una presión en la bomba de superficie para mantener los fluidos dentro de la formación.

Darle un manejo adecuado a esta presión en el pozo podrá evitar situaciones que terminen en un reventón.

Se toma como referencia uno de los envases seccionados de la figura 2. La profundidad del pozo se mide en pies (ft) y la presión es la fuerza del fluido por pulgada cuadrada (in^2).

Según (MarcadorDePosición1) “Para llenar todos los 144 recipientes se necesitarían 7.48 galones de líquido (1_{ft^3})” (Pág. 5). Para calcular la cantidad de volumen que necesita cada envase seccionado se deben dividir la cantidad de galones totales por el número de elementos seccionados:

$$7.48_{galones} \div 144 = 0.052_{galones}$$

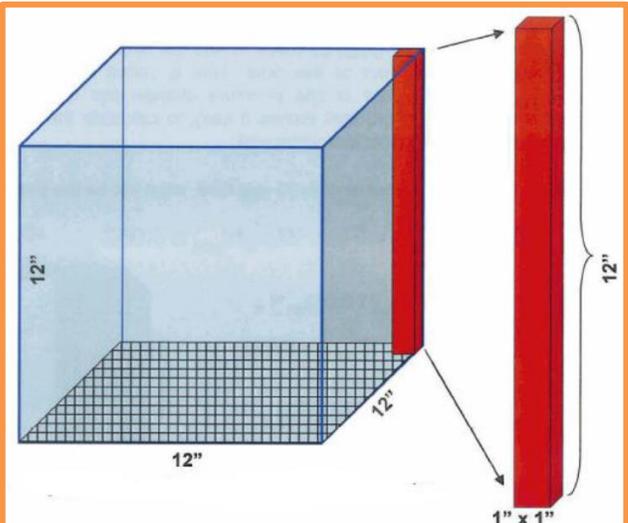


Figura 2. Origen del 0.052. Fuente: (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 30)

Este valor nos permitirá usar unidades de campo en la fórmula, *libras por gal (lpg)* para la densidad y *pies (ft)* para la profundidad.

1.1.3 Tubo en U

Según (WCS Well Control School, 2003) "Se puede visualizar el pozo como un tubo en u. Se compone de dos tubos verticales que están conectados en la parte inferior. Una columna de tubo representa el anular y la otra columna representa el inferior de la tubería del pozo" (Pág. 9). De acuerdo a la figura 3 si se colocan dos fluidos de diferente densidad en el tubo en u, el líquido más pesado desplazará al fluido más liviano, y la hidrostática se balanceará, variando los niveles de los fluidos.

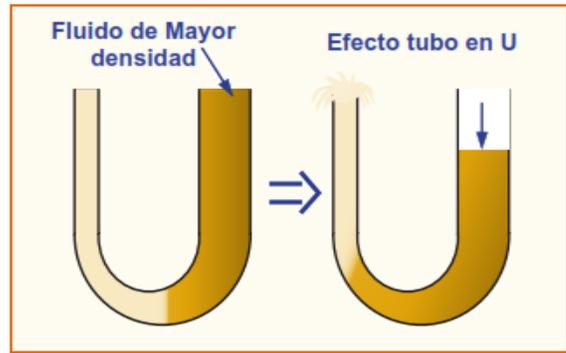


Figura 3. Efecto del tubo en U. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 9)

Cuando el pozo se encuentra estatico, puede existir un diferencial de densidades entre el fluido que esta en el anular y el fluido que esta en la sarta. Lo que implica un desplazamiento de fluido hasta alcanzar un balance de presiones.

1.1.4 Gradiente de presión

Un gradiente es una medida de la cantidad de presión que puede ejercer un fluido por unidad de longitud. Para términos prácticos, el gradiente se puede calcular como la multiplicación del peso del fluido con el factor de conversión. Se expresa de acuerdo a la ecuación 3.

$$G_p = \frac{P_N}{TVD} = Df * 0.052$$

Ec 3. Gradiente de presión

Dónde:

G_p = Gradiente de presión, $\left(\frac{Psi}{ft}\right)$

P_N = Presion normal, (Psi)

TVD = Altura vertical verdadera, (ft)

Df = Densidad del fluido, (lpg)

Según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010) "Un gradiente de agua dulce oscila entre $0.433 \left(\frac{Psi}{ft}\right)$ a $0.478 \left(\frac{Psi}{ft}\right)$ que equivalen a una densidad del agua entre

8.33 *lpg* a 9.2 *lpg*" (Pág. 38) y debido a esto se sabe si está dentro de lo normal o no.

Cabe resaltar que una presión de formación normal depende del lugar de operación, donde el gradiente de agua de formación puede ser normal según la zona.

1.1.5 Presión de Formación

Es la presión total de los fluidos (agua, petróleo y gas) contenidos en los espacios porosos de las rocas de un yacimiento.

En el control de pozo, la presión de formación es igual a la presión de cierre que se siente en la tubería de perforación, más la presión hidrostática del fluido que se encuentra en el pozo.

La ecuación 4 para calcular la presión de formación es la siguiente:

$$P_F = SIDPP + P_h$$

Ec 4. Presión de formación

Dónde:

P_F = Presión de formación, *psi*.

SIDPP = Presión de cierre en la sarta de perforación (Tubería de perforación), *psi*.

Existen dos tipos de presión de formación: presión de formación normal y presión de formación anormal.

1.1.5.1 Presión de formación normal

Según (WCS Well Control School, 2003) "La presión de formación ejercida por el fluido es equivalente a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua dulce que se extiende desde la superficie" (Pág. 11). Igualmente, bajo estas condiciones, la presión de formación normal es equivalente a un gradiente de agua dulce.

1.1.5.2 Presiones de formación anormales

Cualquier presión que sea diferente a la normal es anormal. Por tal motivo, pueden existir dos tipos de presiones anormales:

1.1.5.2.1 Presión de formación subnormal

Es una presión de formación menor a la presión normal. Es decir, “el gradiente de formación es menor que un gradiente normal de agua dulce (menor a $0.433 \left(\frac{Psi}{ft}\right)$)” (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 38).

En el control de pozos esta presión subnormal es una preocupación, ya que puede ocasionar pérdidas de circulación, que se traducen en una reducción del nivel del fluido que se extiende desde la parte superior de la columna de fluido y una pérdida del valor de la presión hidrostática a través del pozo.

1.1.5.2.2 Presión de formación anormal

Las condiciones para una presión de formación anormal se dan cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática de la columna de fluido nativo. De esta manera, según “el gradiente de formación es mayor a un gradiente normal (mayor a $0.478 \left(\frac{Psi}{ft}\right)$)” (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 38).

En el control de pozos, las presiones anormales pueden ser de alto riesgo. Nunca se debe olvidar que la presión de fondo de pozo debe ser mayor que la de la formación.

Cuando se está perforando, se debe conocer la geología del campo. Si existen zonas sobre presurizadas, y no se tiene un peso de lodo adecuado, fluido de formación podría entrar al pozo.

1.1.6 Presión de poro

Es la presión ejercida por los fluidos dentro del espacio poroso. En condiciones normales, a mayor profundidad, la presión aumenta.

Cuando una formación permeable (Ej. areniscas, arcillas) es penetrada por la broca, los fluidos de la formación tienden a fluir por el espacio poroso hacia el pozo.

Por el contrario, cuando una formación es impermeable (como formaciones de esquistos o pizarras), y es penetrada por la broca, únicamente los fluidos de la formación superior e inmediatamente adyacentes, pueden fluir hacia el pozo.

La presión de poro es normal, subnormal o anormal.

- ✓ **La presión normal**

Es igual a la presión hidrostática del agua que se extiende desde la superficie hasta la formación de interés. Por consiguiente, el gradiente de presión normal los cuales se encuentra en n la tabla 1 para cualquier área será igual al gradiente de presión hidrostática del agua que ocupa los espacios porosos de las formaciones en esta área. Generalmente, el agua presente es de naturaleza marina y la presión normal se refiere a una columna de agua salada.

Tiene lugar en procesos de entierro y compactación, cuando la fuerza de sobrecarga aumenta y la roca pierde fluido de sus poros. Este proceso es común en las pizarras.

Tabla 1 Gradientes de presión de formación normal Fuente: (Randy Smith, 2011, pág. 11).

Agua de formación	Peso del Fluido	Área de ejemplo
Agua dulce	8.3 ppg	Montañas rocallosas y continente medio.
Agua salobre	8.4 ppg	La mayoría de las cuencas sedimentarias en el mundo.
Agua salina	8.5 ppg	
Agua salina normal	8.7 ppg	Mar del Norte, mar del sur de China.
Agua salina	8.9 ppg	Golfo de México, USA.
Agua salina	9.2 ppg	Algunas área del golfo de México

1.1.7 Presión de sobrecarga

Según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010) “es la presión generada por las fuerzas combinadas de las rocas suprayacentes del punto de interés y los fluidos que contienen” (Pág. 38). Generalmente el gradiente de sobrecarga es en promedio de $1 \left(\frac{Psi}{ft} \right)$.

La presión de sobrecarga esta balanceada por dos fuerzas:

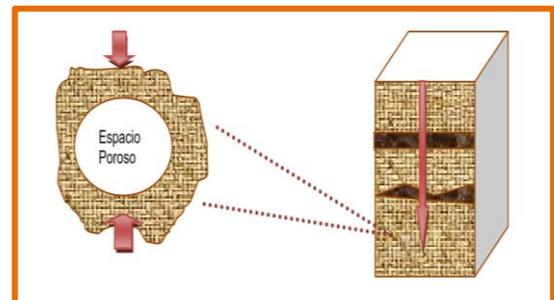


Figura 4. Estructura de la roca. Fuente: (Randy Smith, 2011, pág. 9)

1. La presión de poros (P_{poro}) del fluido en el espacio poroso que se ejerce en todas las direcciones como se muestra en la figura 4.
2. El esfuerzo de la matriz, que es la resistencia en la estructura de la roca.

1.1.8 Presión estática de yacimiento

Si eventualmente se cerraran todos los pozos de un campo, llegaría un punto en donde la presión de todo el yacimiento se igualaría con el paso del tiempo. Esto es posible por el flujo de fluidos de zonas de alta presión a zonas de baja presión. Esta presión de equilibrio se le conoce como presión estática de yacimiento.

1.1.9 Presión de fondo de pozo

Es la presión ejercida en el fondo del pozo. “Cuando un pozo esta estático y lleno de fluido, la presión de fondo de pozo puede ser medida con la fórmula de presión hidrostática vista anteriormente” (WCS Well Control School, 2003, pág. 19)

Cuando un pozo está en circulación, “la BHP es equivalente a las perdidas por fricción del fluido en el espacio anular más la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación” (WCS Well Control School, 2003, pág. 19). El gradiente de la presión de fondo de pozo debe exceder al gradiente de formación para evitar influjos de fluidos de la formación hacia el pozo.

Por otra parte, si la presión de fondo es demasiado alta, una formación puede fracturarse y ocurrirá una pérdida de circulación del fluido del pozo. La pérdida de fluido de un pozo podría ocasionar el influjo de fluido desde otra formación.

La ecuación 5 expresa la presión de fondo en términos generales como la suma de la presión impuesta desde superficie, la presión hidrostática del fluido en el pozo, las pérdidas de fricción anulares y, los efectos de pistoneo y compresión.

$$BHP = P_{sup} + P_h + AFL \pm \frac{\text{pistoneo}}{\text{compresión}}$$

Ec 5. Presión de fondo de pozo

Dónde:

BHP = Presión en el fondo del pozo, (psi).

P_{sup} = Presión de cierre superficial en tubería de perforación o en tubería de revestimiento, (psi).

AFL = Perdidas de fricción en el espacio anular, (psi).

$\text{pistoneo/surgencia}$ = Variaciones en la presión causadas al meter o sacar tubería, (psi).

Dependiendo del procedimiento de trabajo que requiera el pozo, la BHP cambia considerablemente. Algunas combinaciones se muestran a continuación.

1.1.10 Presión Diferencial

Es la diferencia de presión entre dos puntos.

La presión diferencial en el fondo del pozo es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática. Un diferencial positivo indica que la presión hidrostática es mayor a la presión de formación y el pozo se encuentra sobre-balanceado. Con una presión diferencial negativa, la presión hidrostática es menor que la presión de formación y por lo tanto, el pozo se encuentra bajo-balanceado.

1.1.11 Presión de Fractura

Según (WCS Well Control School, 2003) “Es la presión ejercida para poder separar los espacios porosos dentro de la estructura de la roca, en donde se escapan los fluidos del pozo” (Pág. 12). Depende de variables como el tipo de roca, su composición química, la porosidad, el grado de compactación, la profundidad del yacimiento, el tipo de fluidos que contiene, la saturación, el tipo de estructura sedimentaria, la presión de sobrecarga, entre otros factores.

Para poder manejar las presiones con seguridad, es necesario conocer la máxima presión que resiste el pozo (presión de fractura), o hasta que presión se puede ver expuesta la integridad del pozo (presión de integridad).

1.1.12 Prueba de Integridad

Se debe realizar una evaluación exacta para evaluar los trabajos de cementación del revestidor como los de la formación, ya que es de extrema importancia durante los trabajos de perforación de un pozo como en trabajos subsecuentes. Para esto se deben realizar pruebas de admisión o pruebas de integridad de la formación, para determinar la resistencia e integridad de una formación.

1.1.12.1 Pruebas de admisión pruebas de integridad

Es una prueba de admisión para determinar la presión de fracturamiento de la formación abierta, realizada inmediatamente después de perforar por debajo de la última sarta de revestimiento. Para efectuarse la prueba, el pozo se cierra y se bombea fluido a través del pozo, hasta que se determine la presión de fracturamiento en la cual el fluido entra en la formación a través del medio permeable. (Schlumberger, 2018)

El resultado de esta prueba, arroja el máximo valor de peso de lodo a utilizar en profundidades posteriores y que pueden alterar el revestimiento que se ha planeado para el pozo. Para tener un factor de seguridad

pequeño que posibilite la ejecución de operaciones de control de pozos con seguridad, la presión de operación máxima debe ser inferior al resultado de la prueba de admisión de fluidos.

La ecuación 6, es usada para calcular el peso de lodo equivalente (el máximo permitido) a la presión de integridad. El fluido de prueba, es aquel con el que se lleva a cabo la prueba. Este peso de lodo, más la presión aplicada por la bomba (Presión de integridad), equivalen a una densidad de fluido.

$$D_{est} = \frac{P_p}{\left(\text{Factor de conversión} \right) \times TVD} + (D_{fp})_{lpg}$$

Ec 6 Densidad estimada del fluido de integridad

Donde

D_{est} = Densidad estimada de fluido de integridad, lpg.

D_{fp} = Densidad de fluido de prueba, lpg

P_p = Presión de la prueba de integridad, psi.

Según (MarcadorDePosición1) “La densidad del fluido de prueba es usada a lo largo de todo el pozo. Si esta densidad cambia, la presión en superficie que puede fracturar la formación debe volverse a calcular” (Pág. 14). La presión de integridad estimada con diferente peso de lodo, se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_{(p)} = (D_{est} - (D_{fp})_{(lpg)}) \times TVD \times \left(\frac{\text{Factor de}}{\text{conversión}} \right)$$

Ec 7 Presión de integridad estimada

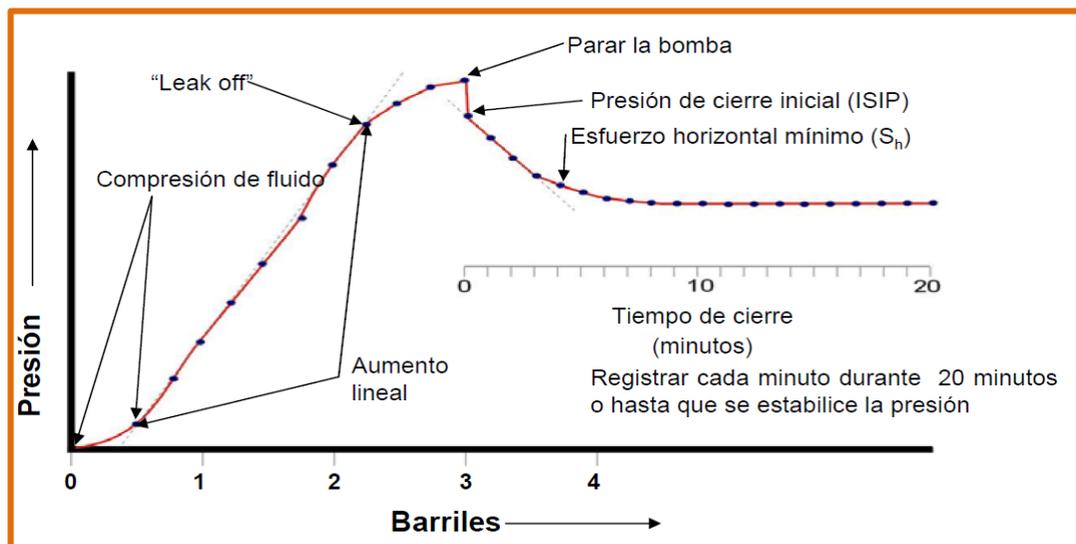


Figura 5. Prueba de integridad. Fuente: (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 300)

La figura 5 es generada al trazar los valores de bombeo con una bomba de cementación en incrementos pequeños de bombeo.

El “integridad” es el punto al cual disminuye la tasa de incremento de presión y se aproxima el punto de disminución de presión.

1.1.13 Máxima presión anular permisible en superficie (MASP)

Es una presión de diseño que representa la máxima presión en superficie calculada de forma anticipada para cualquier sección del pozo que se puede dar durante su construcción. “El cual debe estar parcialmente evacuado del fluido de perforación, para luego ser remplazado con la hidrostática del fluido de formación” (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 315). Esta presión debe ser inferior a la presión de fractura en su punto más débil (por lo general se ubica debajo del zapato del último revestimiento).

Su importancia radica en la implementación para el diseño de clasificaciones de presión de revestimiento y de presiones de superficie para el equipo.

La máxima presión que se puede aplicar en superficie, depende del peso del lodo en el pozo. Relaciona la presión de formación y la presión hidrostática ejercida por el lodo, como se muestra en la ecuación 8:

$$MASP = P_f - P_{HS}$$

Ec 8. MASP

Dónde:

MASP = Máxima presión anular permisible en superficie, psi.

P_f = Presión de formación, psi.

P_{HS} = Presión hidrostática en el zapato, psi.

Siempre que persista un cambio, el MASP debe ser recalculado debido al cambio de la densidad, sin repetir la prueba de integridad.

1.1.14 Presión de admisión de fluidos y pérdida de circulación

Es la presión ejercida que hace que el fluido ingrese a la formación. El fluido entra a la formación por medio del espacio poroso y permeable, y se propaga.

Cuando hay admisión de fluido de perforación hacia la formación, ocurre una pérdida de circulación del mismo, disminuyendo la columna del fluido y la presión

hidrostática. Así, los fluidos de formación invadirán el pozo, produciendo una surgencia.

Es importante mantener un peso de lodo adecuado cuando se está perforando, pues si se genera una condición de bajo – balance, la presión de formación superará la presión hidrostática del pozo.

1.1.15 Presión de Circulación

Es la presión necesaria que debe ejercer la bomba para inyectar el fluido en la tubería, para que llegue a fondo y retorne a superficie.

La fricción es la resistencia al movimiento. Es necesario aplicar una fuerza, o presión, para superar la fricción para mover cualquier cosa. Cuando se inyecta el fluido en el pozo y se pone en movimiento, se producen fuerzas de fricción en las líneas de tubería en superficie, la tubería de perforación, las boquillas de la broca, motor de fondo y en el anular, que se observan en el manómetro de la bomba. Estas fuerzas de fricción son opuestas a la dirección de flujo. (WCS Well Control School, 2003)

En la perforación, cuando se está circulando, las pérdidas por fricción aumentan la presión de fondo. Así, la velocidad de la bomba influye, pues entre mayor sea, más pérdidas habrá.

Las pérdidas de fricción anular actúan en la parte inferior del pozo, con un consecuente aumento en la presión de fondo de pozo. Debido a este aumento, existe una densidad efectiva ejercida por el fluido de circulación. Esta densidad se conoce como “Densidad de Circulación Equivalente”.

1.1.16 Densidad de Circulación Equivalente (ECD)

La fuerza necesaria para mover la columna de fluido del pozo, actúa sobre las paredes del espacio anular, lo cual ocasiona una fuerza opuesta al movimiento del fluido. Este esfuerzo se traduce en una densidad efectiva de circulación. La ECD es un parámetro muy importante para evitar surgencias de pozo y pérdidas de circulación, más aun cuando existe una diferencia pequeña entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro.

La ECD se ve afectada por los siguientes parámetros que presenta este equipo según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 65):

- ✓ El espacio libre entre grandes herramientas (diámetro exterior-OD) y el diámetro interior del pozo (ID).
- ✓ Las tasas de circulación.
- ✓ Las propiedades de los fluidos.

Las pérdidas por fricción anular (AFL) generan una densidad adicional que se siente en el fondo del pozo. Por medio de la ecuación 9, se calcula la ECD:

$$ECD = \left(\frac{(AFL)_{psi}}{0.052 \times TVD} \right) + (Df)_{lpg}$$

Ec 9. Densidad equivalente de circulación

Dónde:

ECD = Densidad de circulación equivalente, lpg.

AFL = Perdida de presión anular, psi.

Df = Densidad del fluido, lpg.

1.1.17 Presión Inicial de Circulación

Según (WCS Well Control School, 2003) “es la suma de la presión de cierre de la tubería de perforación más la presión necesaria para circular el fluido a una velocidad dada” (Pág. 112). Esta presión tiene una gran importancia cuando se circula para controlar el pozo, pues es la presión que debe marcar el manómetro de la tubería de perforación cuando la bomba alcanza la tasa de control, al bombear el fluido de control.

Si no se tiene un registro del valor calculado de la ICP, sería difícil llevar un plan, de acuerdo al programa de presiones. La ICP se calcula con la ecuación 10.

$$ICP = KRP + SIDPP$$

Ec 10 Presión Inicial de circulación

Dónde:

ICP = Presión inicial de circulación, psi.

KRP = Presión de control, psi.

SIDPP = Presión de cierre de la tubería de perforación, psi.

1.1.18 Presión Final de Circulación

Según (WCS Well Control School, 2003), “es la presión de circulación que se corrige matemáticamente para un fluido más pesado”(Pág. 112). Su importancia radica cuando el lodo de control llega fondo, pues el manómetro de la tubería de perforación debe marcar este valor, de acuerdo al programa de presiones.

Este valor debe ser el registrado en el manómetro, desde que el lodo de control llega al fondo de la sarta, hasta que retorna a superficie. A menudo, es necesario

hacer ajustes en el estrangulador. La ecuación 11 es la expresión matemática para la FCP:

$$FCP = KRP \times \frac{KMW}{Df}$$

Ec 11 Presión final de circulación

Dónde:

FCP = Presión de circulación final, psi

KRP = Presión de control, psi

KWM = Densidad del lodo para matar, psi

Df = Densidad de lodo original, psi

1.1.19 Presión de Inicio de Flujo

Según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 69), “cuando un pozo esta sobre-balanceado, la presión de fondo es igual o menor a la presión hidrostática. Al sacar la tubería del pozo, la fricción genera una presión hacia arriba que ocasiona un inicio de flujo (Presión de inicio de flujo) La importancia dentro de los viajes en la perforación, radica en que el inicio de flujo reduce la presión de fondo cuando la tubería está en movimiento.

Si existe una reducción de la presión de fondo, los fluidos de la formación podrán ingresar al pozo y se genera una situación de control de pozos.

Las tortas de perforación, crean sellos de solidos alrededor de la broca y los collares que aumentan la presión y provocan el inicio de flujo.

1.1.20 Sobrepresión

Según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 70), “es un evento que se crea al bajar la sarta de perforación, que genera fricción a medida que el lodo se desplaza por el orificio”. La sobrepresión se traduce en un aumento de la BHP, ocasionando una posible pérdida de circulación. Cuando las pérdidas de circulación son graves y no se puede mantener el pozo lleno, y un evento de control de pozo tiene lugar.

La velocidad con la que se baja la tubería y las propiedades de los fluidos, inciden en la sobrepresión que el fluido genera hacia la formación. Es importante poder tener estos factores en cuenta al realizar un viaje.

1.1.21 Presión de la Bomba

El sistema de circulación es un sistema cerrado, donde el movimiento del fluido contenido en el pozo necesita de una fuerza. Esta fuerza es ejercida por la potencia de las bombas (medida en caballos de fuerza) y su resultado final producirá pérdidas de presión. (Datalog, 2001, pág. 220)

Las pérdidas de presión se producen por la fricción que genera el movimiento del fluido alrededor del sistema cerrado. De esta manera, la presión producida por la bomba, es una función de la potencia alcanzada para el movimiento, que en otras palabras representa las pérdidas de presión. Todas las pérdidas integradas en el sistema se relacionan con la ecuación 12:

$$\text{Presión de la bomba} = p_{T \text{ Sis.}} = p_{LS} + p_{tubería} + p_A + p_{broca}$$

Ec 12 Presión de la bomba

Dónde:

$p_{T \text{ Sis.}}$ = Pérdidas totales de todo el sistema
 p_{LS} = Pérdidas de presión en las líneas de superficie
 $p_{tubería}$ = Pérdidas de presión en la tubería
 p_A = Pérdidas de presión anular
 p_{broca} = Pérdidas de presión en la broca

La bomba es muy importante durante el control de pozo, pues genera la energía para que el lodo de control pueda circular por el sistema. La presión que genera, ayuda a mantener la presión de fondo de pozo, para evitar otro influjo.

Si no existiera una presión de bombeo, la circulación no sería posible durante la perforación, ni en el control de pozo, debido a la fricción.

1.2 CONCEPTOS DE BOMBAS

En el sistema de circulación para mover el fluido se requiere fuerza. Esta fuerza es proporcionada por bombas, las cuales comprenden el componente más importante dentro del sistema, ya que proporciona la potencia hidráulica para mantener el balance de presiones en el pozo y su buena limpieza.

1.2.1 Golpes de la Bomba

Es una fuerza destructiva que se presenta en el sistema de bombeo de lodo, que hace que el caudal cambie repentinamente de un momento a otro. Los golpes de la bomba se miden en golpes. Es necesario conocer cuántos golpes debe dar la bomba para circular el lodo de perforación desde superficie a broca y de broca a superficie, para programar el plan para controlar el pozo.

1.2.2 Caudal de la Bomba

Es la salida volumétrica de la bomba con la cual el lodo es bombeado hacia el hueco. El volumen de lodo es almacenado en la camisa de la bomba y desplazado por cada golpe generado por el movimiento del pistón.

1.2.3 Eficiencia de la Bomba

Es la relación entre el suministro de potencia y la cantidad de potencia utilizada realmente

- **Bombas Triplex**

Están constituidas por tres pistones de acción simple y se caracterizan por manejar altas presiones de descarga, altos gastos y ser de fácil mantenimiento. Este tipo de bombas son las más utilizadas en la industria petrolera e indispensable en el control de pozo.

Según (Datalog, 2001, pág. 225), “poseen 3 camisas/cilindros, pero solo se desplaza el lodo en un solo sentido por golpe”.

La salida de la bomba se calcula por la ecuación 13:

$$\frac{Bbl}{strokes} = \frac{D^2 * L}{12352.8}$$

Ec 13 Salida de bomba triplex

Dónde:

D = Diámetro de la camisa, (in)

L = Longitud del golpe, (in)

- **Bombas Dúplex**

Según (Datalog, 2001, pág. 225), “estas bombas se caracterizan por estar constituidas de dos pistones y manejar altos gastos pero baja presión de descarga. Son de doble acción, es decir que desplazan el lodo en ambos sentidos del pistón”. En la actualidad estas bombas se utilizan en los equipos de reparación de pozos o perforación somera. La presión máxima de trabajo recomendada para estas bombas es de 30000 psi.

Estas tienen 2 camisas / cilindros, con una salida en golpe hacia atrás o hacia adelante. El volumen del pistón reduce el volumen de salida. La salida de la bomba se calcula con la ecuación 14:

Salida de la bomba = Salida delantera + Salida hacia atras

Ec 14 Salida Bomba dúplex

La salida delantera se calcula con la ecuación 15:

$$\text{Salida delantera} = \frac{D^2 * L}{12352.8}$$

Ec 15 Salida delantera bomba dúplex

La salida hacia atrás se calcula con la ecuación 16:

$$\text{Salida hacia atrás} = \frac{(D^2 - d^2) * L}{12352.8}$$

Ec 16 Salida hacia atrás bomba dúplex

Dónde:

D = Diámetro de la camisa, (in)

L = Longitud del golpe, (in)

d = Diámetro del pistón, (in)

En la práctica la eficiencia de la bomba no es del 100 %, sino de eficiencias entre 95 % - 97%.

1.2.4 Volumen de Desplazamiento

Es el volumen de lodo desplazado por cada golpe o pistoneo de la bomba.

Al conocer el volumen del hueco, podemos calcular cuántos golpes de la bomba son requeridos para mover el lodo de todo el sistema. De la misma manera, si se conoce la velocidad de la bomba, podremos determinar cuánto tiempo demora la circulación por medio de la ecuación 17, 18, 19, 20 y 21:

$$T_{Tc} = T_b + T_s$$

Ec 17. Tiempo de circulación

$$G_b = \frac{V_{tp}}{S_{bomba}}$$

Ec 18. Golpes de bajada

$$G_r = \frac{V_A}{S_{bomba}}$$

Ec 19. Golpes de retorno

$$T_b = \frac{G_b}{Vel_{bomba}}$$

Ec 20. Tiempo de bajada

$$T_r = \frac{G_r}{Vel_{bomba}}$$

Ec 21. Tiempo de retorno

Dónde:

T_{Tc} = Tiempo total de circulación, min.

T_b = Tiempo de bajada, min.

T_s = Tiempo de subida, min.

G_b = Golpes de bajada, stk.

V_{tp} = Volumen de la tubería de perforación, Bls.

S_{bomba} = Salida de la bomba, Bls/stk.

G_r = Golpes de retorno, stk.

V_A = Volumen anular, Bls.

T_b = Tiempo de bajada, min.

Vel_{bomba} = Velocidad de la bomba, stk/min.

T_r = Tiempo de retorno, min.

En el control de pozos se necesita conocer el número de golpes de bomba necesarios para que el lodo de matar el pozo alcance la broca, la zapata del revestimiento y la superficie, ante cambios de presión que ocasionan arremetidas del pozo.

1.3 POZO

Es un agujero que se perfora para poner en contacto la superficie con un yacimiento de hidrocarburos. La perforación es efectuada en el subsuelo con brocas de diferentes diámetros y con revestimientos de tuberías, a diversas profundidades, para la prospección o explotación de yacimientos.

La perforación se realiza por medio de una maquina rotatoria que transmite un movimiento rotatorio a la sarta y una fuerza de empuje a la broca sobre la roca.

1.3.1 Volumen Interno

Es el espacio desde superficie hasta el fondo de pozo en las sartas concéntricas de tubería la tubería de perforación. Para poder calcular el volumen interno de la sarta de perforación, primero es necesario calcular la capacidad interna de cada sección de tubería con diámetro interior igual.

La capacidad interna de un pozo se puede medir por medio de la siguiente relación:

$$\frac{(ID^2)}{1029.4} = \frac{Bls}{Ft}$$

Ec 22. Capacidad interna

Dónde:

ID = Diámetro interno de la tubería (in)
1029,4 = Constante para la conversión a $\frac{Bls}{Ft}$

De donde sale el 1029,4?

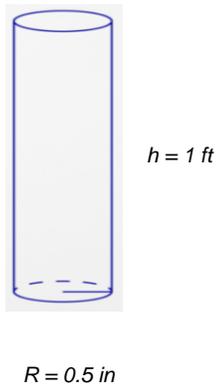


Figura 6 Cilindro de 1 ft x 0,5 ft. Fuente: (Wikipedia, 2016)

Según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 74), para calcular la constante 1029.4 lo primero que se debe hacer es calcular el volumen del cilindro:

$$Vol = \pi * R_{in}^2 * h_{ft} * \frac{12 \text{ in}}{1 \text{ Ft}}$$

$$Vol = \pi * 0.5_{in}^2 * 1_{ft} * \frac{12 \text{ in}}{1 \text{ Ft}}$$

$$Vol = 9.4248 \text{ in}^3$$

Se sabe que $1 \text{ Ft}^3 \rightarrow 1728 \text{ in}^3$ y que $1 \text{ Bls} \rightarrow 5.6146 \text{ Ft}^3$, por lo tanto:

$$9.4248 \text{ in}^3 * \frac{1 \text{ Ft}^3}{1728 \text{ in}^3} * \frac{1 \text{ Bls}}{5.6146 \text{ Ft}^3}$$

$$= 9.714257 * 10^{-4} \text{ Bls}$$

Esta es la cantidad de barriles por cada pie de altura.

Por ser prácticos esta constante divide al 1, para que sea un número más fácil de usar.

$$\frac{1}{9.714257 * 10^{-4}} * \frac{Bls}{Ft} = 1029.4 \frac{Bls}{Ft}$$

El volumen interno de cada sección se puede calcular multiplicando la capacidad interna de la tubería por su longitud, como se muestra en la ecuación 23:

$$V_{int/sección} = C_{int-t} \times L_t$$

Reemplazando,

$$V_{int/sección} = \left(\frac{(ID^2)}{1029.4} \right) \times L_t$$

Ec 23. Volumen interno de cada sección

Dónde:

$V_{int/sección}$ = Volumen interno de cada sección, Bls.

C_{int-t} = Capacidad interna de la tubería, Bls/Ft.

L_t = Longitud de la tubería, Ft.

Dentro de la sarta de perforación pueden existir diferentes tipos de volúmenes internos, ya sea en la tubería de perforación, tubería pesada de perforación o en los collares de perforación.

1.3.1.1 Tubería de perforación - tp

Por medio de la ecuación 24 se calcula este volumen:

$$V_{tp} = \left(\frac{(ID_{tp}^2)}{1029.4} \right) \times L_{tp}$$

Ec 24. Volumen de tubería de perforación

Dónde:

V_{tp} = Volumen en la tubería de perforación, Bls.

L_{tp} = Longitud de la tubería de perforación, Ft.

ID_{tp} = Diámetro interno de la tubería de perforación, in.

1.3.1.2 Tubería pesada de perforación - tw

Por medio de la ecuación 25 se calcula este volumen:

$$V_{tw} = \left(\frac{(ID_{tw}^2)}{1029.4} \right) \times L_{tw}$$

Ec 25. Volumen de la tubería pesada de perforación

Dónde:

V_{tw} = Volumen en la tubería pesada de perforación, Bls.

L_{tw} = Longitud de la tubería pesada de perforación, Ft.

ID_{tw} = Diámetro interno de la tubería pesada de perforación, in.

1.3.1.3 Collar de perforación - C

Por medio de la ecuación 26 se calcula este volumen:

$$V_c = \left(\frac{(ID_c^2)}{1029.4} \right) \times L_c$$

Ec 26. Volumen del collar de perforación

Dónde:

V_c = Volumen en el collar de perforación, Bls.

L_c = Longitud del collar de perforación, Ft.

ID_c = Diámetro interno del collar de perforación, in.

El volumen interno de toda la sarta de perforación se determina con la suma de todos los volúmenes internos de cada sección que conforma la sarta.

$$V_{int} = V_{tp} + V_{tw} + V_c$$

Ec 27. Volumen interno de la tubería

Dónde:

V_{int} = Volumen interno de la tubería, Bls.

1.3.2 Volumen Anular

Según (Datalog, 2001), “es el espacio desde superficie hasta el fondo de pozo entre dos sartas concéntricas de tubería, como la tubería de perforación y la tubería de revestimiento de un pozo”. También se puede asociar al espacio entre la sarta de tuberías de perforación y la pared del pozo en una terminación de pozo abierto o una prueba de columna de perforación de pozo abierto.

El volumen anular se calcula multiplicando cada sección de volumen anular por la capacidad anular de dicha sección.

La capacidad anular está asociada con la cantidad de volumen por unidad de longitud en el pozo, y su expresión matemática está representada por la ecuación 28:

$$\frac{(ID^2 - OD^2)}{1029.4} = \frac{bbl}{ft}$$

Ec 28. Capacidad anular

Dónde:

ID = Diámetro interno de la tubería de revestimiento o el diámetro del hueco abierto. (in)

OD = Diámetro externo de la tubería de perforación, in.

El volumen anular de una sección se calcula con la ecuación 29:

$$V_{A/sección} = C_{A-sección} \times L_A$$

Reemplazando,

$$V_{A/sección} = \left(\frac{(ID^2 - OD^2)}{1029.4} \right) \times L_A$$

Ec 29. Volumen anular por sección

Dónde:

$V_{A/sección}$ = Volumen anular por sección, Bls.

$C_{A-sección}$ = Capacidad anular de la sección, Bls/Ft.

L_A = Longitud sección anular, Ft.

Pueden existir diferentes tramos de volumen anular en un pozo como lo son las capacidades anulares entre hueco abierto y el collar de perforación, hueco abierto y tubería pesada de perforación, hueco abierto y tubería de perforación y, entre tubería de revestimiento y tubería de perforación.

1.3.2.1 Hueco abierto y collares de perforación (Ha – C)

Este volumen se puede calcular por medio de la ecuación 30:

$$V_{Ha-c} = \left(\frac{(ID_{Ha}^2 - OD_c^2)}{1029.4} \right) \times L_{Ha-c}$$

Ec 30. Volumen hueco abierto - collar de perforación

Dónde:

V_{Ha-c} = Volumen hueco abierto – collar de perforación, Bls.

L_{Ha-cp} = Longitud hueco abierto – collar de perforación, Ft.

ID_{Ha} = Diámetro del hueco abierto, in.

OD_c = Diámetro externo del collar de perforación, in

1.3.2.2 Hueco abierto y tubería pesada de perforación (Ha – tw)

Este volumen se puede calcular por medio de la ecuación 31:

$$V_{Ha-tw} = \left(\frac{(ID^2_{Ha} - OD^2_{tw})}{1029.4} \right) \times L_{Ha-tw}$$

Ec 31. Volumen hueco abierto - tubería pesada de perforación

Dónde:

V_{Ha-tw} = Volumen hueco abierto – tubería pesada de perforación, Bls.

L_{Ha-tw} = Longitud hueco abierto – tubería pesada de perforación, Ft.

OD_{tw} = Diámetro externo de la tubería pesada de perforación, in.

1.3.2.3 Hueco abierto y Tubería de perforación (Ha- tp)

Este volumen se puede calcular por medio de la ecuación 32:

$$V_{Ha-tp} = \left(\frac{(ID^2_{Ha} - OD^2_{tp})}{1029.4} \right) \times L_{Ha-tp}$$

Ec 32. Volumen hueco abierto - tubería de perforación

Dónde:

V_{Ha-tp} = Volumen hueco abierto – tubería de perforación, Bls.

L_{Ha-tp} = Longitud hueco abierto – tubería de perforación, Ft.

OD_{tp} = Diámetro externo de la tubería de perforación, in

1.3.2.4 Revestimiento y tubería de perforación (rev – tp)

Este volumen se puede calcular por medio de la ecuación 33:

$$V_{rev-tp} = \left(\frac{(ID^2_{rev} - OD^2_{tp})}{1029.4} \right) \times L_{rev-tp}$$

Ec 33. Volumen tubería de revestimiento - tubería de perforación

Dónde:

V_{rev-tp} = Volumen tubería de revestimiento – tubería de perforación, Bls.

L_{rev-tp} = Longitud tubería de revestimiento – tubería de perforación, Ft.

OD_{tp} = Diámetro externo de la tubería de perforación, in

ID_{rev} = Diámetro interno de la tubería de revestimiento, in

El volumen anular total se calcula sumando todos los volúmenes anulares del pozo, como se muestra en la ecuación 34.

$$Vol_A = V_{Ha-cp} + V_{Ha-tw} + V_{Ha-tp} + V_{rev-tp}$$

Ec 34. Volumen anular

Dónde:

Vol_A = Volumen anular, Bls.

1.3.3 Volumen en tanques

Es el volumen que contiene el fluido de perforación que se encuentra en el equipo de perforación y suministra la presión hidrostática al pozo. “El nivel de los tanques es supervisado para verificar que no existan cambios en la rata de bombeo. El volumen de lodo en los tanques solamente debe caer un poco de acuerdo al nuevo hueco perforado” (Datalog, 2001, pág. 229).

Cualquier cambio de una tendencia puede indicar un cambio en las condiciones del fondo del hueco; una pérdida de volumen de lodo indica una pérdida de lodo en formación y un incremento del volumen de tanques indica influjo de fluidos.

1.3.4 Velocidad de Penetración

Según (Datalog, 2001), “es la velocidad con la cual la broca perfora las rocas que se encuentran debajo para aumentar el tamaño del pozo” (pág.215). Las unidades de medida de la velocidad de penetración son de pies por hora $\left(\frac{ft}{hr}\right)$ o metros por hora $\left(\frac{mts}{hr}\right)$.

1.3.5 Velocidad de Rotación

Es la rotación que es aplicada a la broca en el fondo del hueco. La velocidad de rotación puede ser aplicada desde superficie o desde los motores de turbina. En superficie la rotación puede proporcionarse por la mesa rotaria y de la “Kelly”, o a través del “top drive”. La rotación aplicada por motores de fondo, depende de la cantidad de fluido que pase a través del motor. (Datalog, 2001, pág. 216).

La velocidad de rotación es medida en revoluciones por minuto (RPM). Un cambio en las RPM tiene un efecto directo en la rata de penetración y podría ser el indicador de un influjo en el pozo.

1.3.6 Torque

Es la medida de fuerza necesaria para producir una rotación en la broca y sarta de perforación. Si el torque aumenta, la velocidad de rotación aumenta. De igual forma una velocidad lenta causará un torque bajo. (Datalog, 2001, pág. 216).

La unidad de medida del torque es Newton metro (Nm) o libras por pie (Lbs/ft).

El torque se incrementa con la profundidad, con el aumento de la longitud de la sarta de perforación y la fricción de la tubería con las paredes del pozo. La fricción fluctúa contra la rotación, de tal forma que con más tubería en contacto con el hueco, más fuerza es requerida para producir la misma rotación. Un cambio de torque es una medida de los cambios de fuerza friccionales que actúan contra la rotación y puede ser el resultado de cambios mecánicos, fallas mecánicas o cambios en el fondo del hueco.

Si un influjo ingresa en el pozo, podría haber una disminución del torque. Se debe prestar atención al observar este parámetro.

1.3.7 Arrastre

Es la fuerza acumulativa requerida para mover la tubería hacia arriba o hacia abajo dentro del orificio. Cuando se está metiendo tubería, una parte del peso de la sarta será soportado por el punto apretado o una sección desviada, y de esta forma el peso sobre el gancho se reduce. Cuando se está sacando tubería, la resistencia adicional debe ser superada para poder levantar la sarta. Esta carga adicional sobre el gancho se llama sobre-tensión.

1.4 CAUDAL

El sistema de circulación es considerado como un sistema cerrado y el flujo que sale del anular es el mismo flujo de lodo que está entrando por la tubería.

La rata de flujo entra al hueco, vía bombas, líneas de presión y tubería. La rata de flujo se determina por la velocidad de la bomba y la capacidad de la misma:

$$Q = Vel_{bomba} * cap_{bomba} * ef$$

Ec 35. Caudal de la bomba

Dónde:

Q = Caudal de la bomba, Bls/min.

Vel_{bomba} = Velocidad de la bomba, stk/min

cap_{bomba} = Capacidad de la bomba, Bls/min.

ef = % eficiencia de la bomba.

1.4.1 Caudal máximo

Este caudal está limitado por las características de la bomba que estamos utilizando para la perforación, también por las condiciones en que están los accesorios y equipos del taladro.

1.4.2 Caudal mínimo

Esta caudal garantiza la limpieza mínima de los recortes de perforación y el enfriamiento de la broca de perforación.

1.5 Conceptos básicos sobre las surgencias

Según (WCS Well Control School, 2003), “una surgencia es un flujo indeseado de un fluido de formación hacia el pozo” (pág., 24). Esto se da si la presión hidrostática es menor que la presión de formación. Por este motivo, la presión hidrostática debe ser ligeramente mayor que la presión de formación.

Cuando se produce una surgencia, esta debe ser reconocida para evitar que más fluido de la formación aporte fluido al pozo. De lo contrario, cuando no es reconocida o no se toman las medidas correctas, se producirá un descontrol total del pozo que terminará en un reventón.

Las surgencias pueden ser líquidas, de gas o combinadas. El entendimiento del tipo de surgencia y sus efectos son importantes para evitar que se conviertan en descontrol.

1.5.1 Tipos de fluidos de surgencia

Para determinar si la surgencia es líquida (petróleo / agua) o gaseosa, se debe tener en cuenta el volumen de tanques, el cual es un indicador del tamaño de la surgencia. Esta ganancia nos ayudara a determinar la longitud de la surgencia, que nos servirá para poder calcular la densidad del fluido invasor, asumiendo que la diferencia entre las presiones de cierre (tubería de perforación y revestidor), se debe a la diferencia de densidad de la columna de la surgencia.

$$L_s = \frac{G_{Tk}}{Cap_{A.S}}$$

Ec 36. Longitud de la surgencia

$$D_s = D_f - \left[\frac{(SICP - SIDPP)}{0.052 * L_s} \right]$$

Ec 37. Densidad de la surgencia

Dónde:

L_s = Longitud de la surgencia, Ft.

$Cap_{A.S}$ = Capacidad anular posición de la surgencia, Bls/Ft.

G_{Tk} = Ganancia en tanques, Bls.

D_s = Densidad de la surgencia, lpg.

Para tener una idea de la naturaleza del fluido invasor, se debe considerar que la densidad del agua salada varía de 8.5_{lpg} a 10_{lpg} , la densidad del gas es menor a 2_{lpg} , y si la densidad está entre 2_{lpg} y 8.5_{lpg} , es una mezcla de gas, petróleo y agua.

1.5.2 Surgencias de gas

El comportamiento de un gas está regido por su compresibilidad. Si la presión aumenta, su volumen disminuye. “El comportamiento de un gas natural puede calcularse aproximadamente con una proporcionalidad inversa, llamada ley general de los gases” (Randy Smith, 2011, pág. 30). Esta explica que si la presión del gas se reduce a la mitad, su volumen se duplicará.

El gas es más liviano que el líquido. Por lo tanto la migración de este puede ocurrir tanto si el pozo está abierto, como si está cerrado. A pesar de que el gas se separa en burbujas pequeñas, el gas en el control de pozos se considera como una única burbuja.

1.5.2.1 Ley general de los gases

Establece que la presión de un gas está relacionada con el volumen que se le permita ocupar. La temperatura y un gas no perfecto modifican esta relación.

La ley general de los gases establece que:

$$\frac{P_1 V_1}{T_1 Z_1} = \frac{P_2 V_2}{T_2 Z_2}$$

Dónde:

$(P, V, T, Z)_1$ = Valores originales de presión, volumen, temperatura y factor de compresibilidad del gas perfecto.

$(P, V, T, Z)_2$ = Valores a cualquier otra condición.

Ec 38. Ley de boyle

Según, “debido a que no se mide la temperatura en varias secciones del pozo, los valores de T y Z se desprecian porque no son usados prácticamente” (Randy Smith, 2011, pág. 30). Por lo tanto la ecuación 38 se expresa de la siguiente manera:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

La ley muestra que si un gas no se le permite expandir, este mantendrá su presión, con la excepción de las variaciones de temperatura y compresibilidad. Por lo tanto, si un gas llega a superficie sin expandirse, tendrá la misma presión de fondo. De este modo, el gas presurizará el pozo, haciendo que el equipamiento de superficie falle, aumentando la presión de fondo, con un eventual riesgo de pérdida de circulación. Por esta razón, no se debe permitir la circulación de un gas sin expansión.

Cuando hay una surgencia de gas, los procedimientos deben controlar la expansión del gas, y no permitir su libre expansión para no ocasionar un descontrol del pozo.

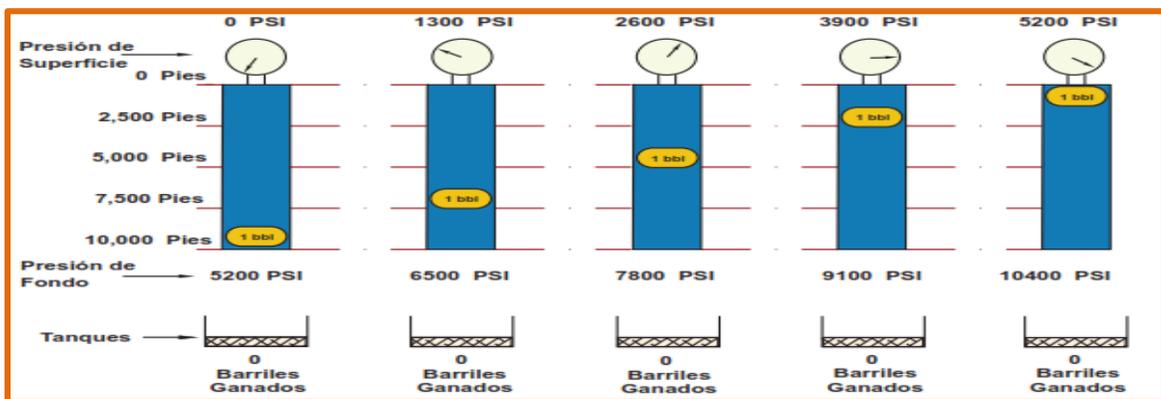


Figura 7. Migración de una burbuja de gas sin expansión. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 69)

La imagen anterior muestra un barril de gas que fue pisoneado durante una conexión. Se cierra el pozo y el gas comienza a migrar, dejando el volumen en tanques constante. A éste, no se le permite su expansión. La presión de la burbuja del gas es de 5200 psi. Cuando ha llegado a la mitad del pozo la presión del gas sigue siendo 5200 psi pero la presión de fondo ha aumentado en 2600 psi (Presión del gas – Presión hidrostática del lodo de 10 lpg hasta 5000 pies), y la presión en superficie es de 2600 psi, por la presión que ejerce el gas hacia arriba. De esta forma, la presión en superficie y la presión en fondo siguen aumentando hasta que los equipos en superficie puedan colapsar u ocurra una pérdida de circulación. (WCS Well Control School, 2003, pág. 69)

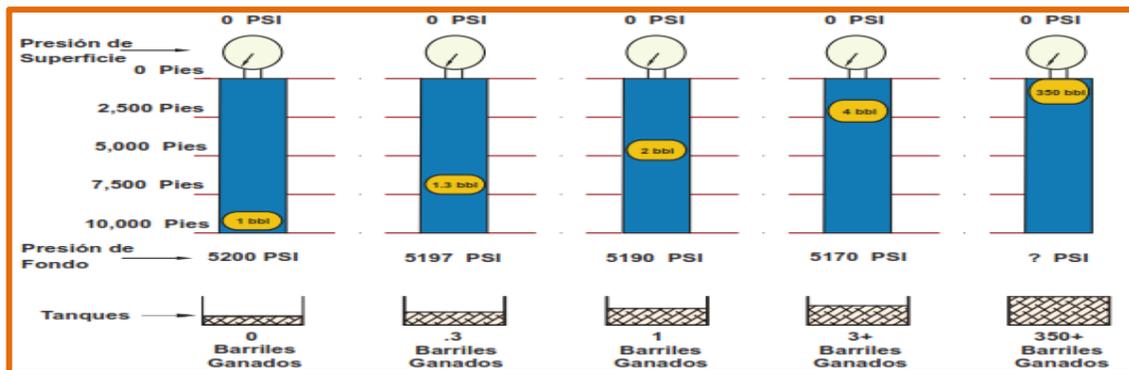


Figura 8. Expansión descontrolada del gas. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 70)

Esta imagen corresponde a una expansión del gas sin control. Se pistonea un barril de gas durante una conexión. No se cierra el pozo, el gas migra y la presión de la burbuja de gas es 5200 psi. De acuerdo a la ley general de los gases, en la mitad del pozo, el volumen del gas es el doble, es decir, de 2 Bls, y su presión se reduce a la mitad, 2600 psi. En las tres cuartas partes del pozo, el gas aumenta su volumen a 4 Bls, reduce la mitad de la presión anterior, y sigue desplazando fluido hacia los tanques, causando una reducción en la presión hidrostática. (WCS Well Control School, 2003, pág. 71)

En el último 10 % del pozo, el gas alcanza el 90 % de su expansión y el fluido desplazado es mucho mayor, lo cual causará una reducción en la presión hidrostática y conducirá a un descontrol del pozo.

1.5.2.2 Migración, expansión y liberación controladas del gas

Cuando el gas se expande controladamente, se debe mantener la presión de fondo ligeramente mayor que la presión de formación. De acuerdo al método de control de pozo utilizado se llevan a cabo los procedimientos adecuados.

Cuando el gas está migrando, siempre se deben mirar las presiones de cierre (SIDPP- presión de cierre en la tubería de perforación y SICPP- presión de cierre del revestidor – vea capítulo 4). Los valores de estas presiones se deben mantener dentro de lo planeado. La presión de la tubería de perforación indica cambios en la presión de fondo; si ésta se mantiene constante, la presión de fondo también se mantendrá constante.

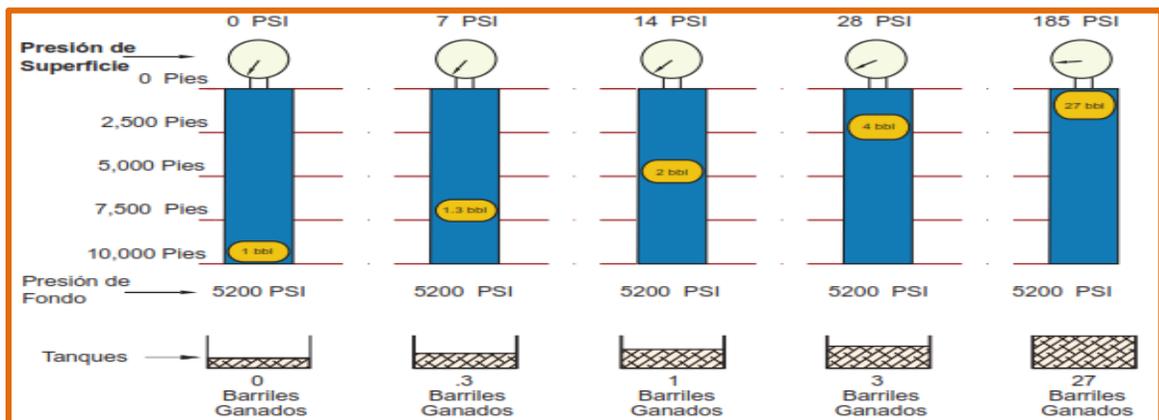


Figura 9. Migración controlada del gas Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 70)

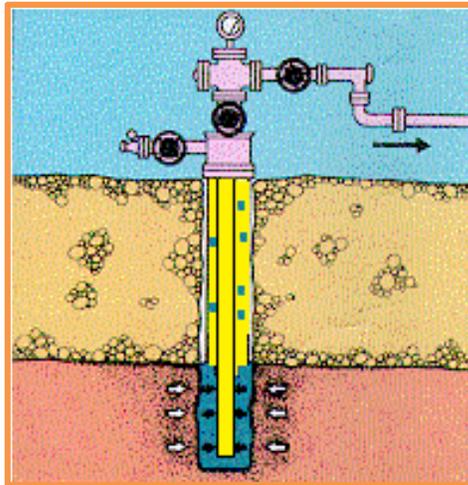
La figura 9 corresponde a una expansión y migración del gas controlada, en donde dependiendo del método de control de pozo adecuado, se llevan a cabo los procedimientos.

Se puede ver que la expansión del gas en el último tramo del pozo es pequeña comparada con la expansión sin control del gas.

1.5.3 Surgencias de líquidos

Los fluidos líquidos (agua salada y petróleo) que pueden causar una surgencia son casi incompresibles. Estos no se expanden a medida que se circula el pozo, y por lo tanto la presión de cierre en el revestidor no aumentará. La presión de cierre solamente debería cambiar cuando se mata el pozo, debido a los ajustes del estrangulador, cuando el lodo más pesado reemplaza al lodo original y al fluido del influjo.

Casi todos los influjos de agua tienen gas en solución, por lo que esta surgencia se comporta como una de gas, aunque en menor grado.



*Figura 10. Surgencia de líquidos.
Fuente: (WCS Well Control School,
2003, pág. 83)*

CAPITULO 2 CAUSAS DE LA SURGENCIA

Siempre que la presión de los poros sea mayor que la ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación, los fluidos de formación podrán fluir hacia el pozo. Pueden ocurrir diferentes causas para que haya un influjo desde la formación y estas, se pueden dividir mientras se está viajando o perforando.

2.1 VIAJANDO

Viajar al pozo se refiere a sacar tubería del pozo o volverla a meter. Estas operaciones se realizan con el fin de cambiar la broca o el ensamblaje de fondo, para llegar a profundidades donde se va a sentar un revestimiento (WCS Well Control School, 2003, pág. 36), o se hacen viajes de limpieza para limpiar el hueco cuando la sección sin revestimiento se ha hecho muy larga.

2.1.1 Causa de amago de pozo por velocidad de viaje

Las velocidades excesivas durante los viajes de la sarta pueden causar suaveo y presiones de surgencia (surge), que “pueden generar severos problemas en el pozo y pérdida de control de la presión de fondo” (WCS Well Control School, 2003, pág. 39).

La velocidad con la que se hace el viaje debe ser monitoreada midiendo la velocidad de la junta en medio de cada parada y de esta manera poder monitorear la velocidad de viaje de acuerdo a la máxima velocidad calculada.

2.1.2 Peso en el gancho

Es el peso de la sarta de perforación suspendida en el gancho. “A medida que la profundidad es mayor, el gancho deberá soportar más carga. Debido al desplazamiento del fluido en la sarta de perforación, se reduce la carga que debe soportar el gancho” (Datalog, 2001, pág. 84).

Cuando se saca o se mete tubería se debe tener en cuenta el factor de Boyance, que es un factor de flotación que reduce el peso aparente de la sarta de perforación; este aumenta con el aumento de la densidad del fluido.

Cuando se saca tubería, la resistencia del lodo hace que el peso efectivo de la sarta sea mayor que cuando está en flotación. Cuando se mete tubería, parte del peso de la sarta será soportado por el lodo, haciendo el peso real de la sarta menor.

El peso en el gancho podría indicar un influjo si el peso de la sarta de perforación aumenta, pues la presencia de un influjo reduce la densidad del fluido y por lo tanto la capacidad de flotación. Este peso se notará en superficie.

2.1.3 Pistoneo / Compresión

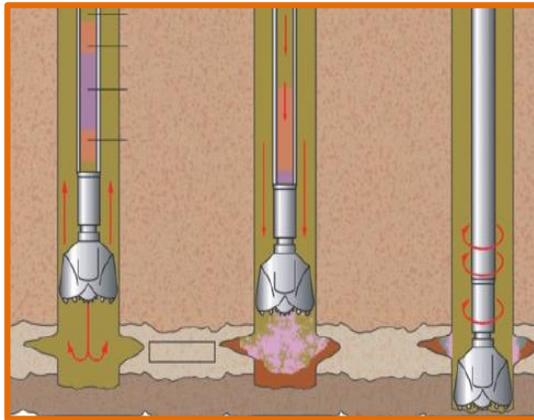


Figura 11. Pistoneo / Compresión. Fuente: (Well control school) training course, 2018)

Cuando se mueve la tubería a través del fluido, se produce fuerzas de pistoneo y compresión. Al sacar la tubería predomina la fuerza de pistoneo, en donde el fluido, entre la pared del pozo y la tubería, no cae tan rápido como es deseado; por lo tanto se genera una reducción en la presión debajo de la tubería, permitiendo que el fluido de formación entre al pozo. Este efecto de pistoneo podría incurrir en una surgencia.

Al meter tubería se pueden generar presiones de compresión, cuando parte del fluido que esta alrededor de la tubería no sale del camino al meter la tubería y se genera un aumento de presión, causando perdida de circulación. Esto puede ocurrir por meter la tubería muy rápido, ocasionando una surgencia.

Según (WCS Well Control School, 2003) “Al meter o sacar tubería tres cosas afectan la compresión y el pistoneo:

- El espacio entre tubería y pozo.
- Las propiedades del fluido.
- La velocidad de movimiento de la tubería” (pág, 36).

2.1.4 Mal llenado del pozo

Cuando el nivel del fluido cae dentro del pozo, también cae la presión hidrostática y el pozo puede comenzar a fluir.



Figura 12. Llenado insuficiente del hueco.
Fuente: (Well control school) training course, 2018).

La tubería puede salir seca o llena dependiendo de las condiciones. Si sale seca, es porque se ha bombeado un colchón de lodo pesado para desplazar el fluido más liviano y tener el nivel de pozo lleno. La eficiencia del desplazamiento del colchón, depende del tiempo para alcanzar el nivel de equilibrio.

Según (OXY Occidental petroleum corporation, 2010) “Al sacar tubería, el volumen de acero que está siendo extraído, le corresponde una caída de nivel de fluido dentro del pozo. El pozo debe ser llenado para mantener suficiente presión hidrostática para controlar la presión de formación” (pág, 92).

Si la tubería sale llena de fluido, se debe conocer el volumen de lodo extraído dentro de la capacidad de la tubería y el volumen correspondiente a la caída de fluido del volumen de acero. Esta cantidad de fluido debe ser devuelta al pozo para mantener la hidrostática. La cantidad de fluido a retornar se mide por medio de un economizador, que contabiliza la cantidad de lodo derramado en el piso del equipo.

Para calcular el volumen necesario para llenar el pozo cuando se extrae tubería seca, se puede calcular con la ecuación.

$$B_{ll} = D_T \times L_{ex}$$

Ec 39. Barriles para llenar cuando se extrae tubería seca

B_{ll} = Barilles por llenar, Bls.

D_T = Desplazamiento de tubos, $\left(\frac{Bls}{Ft}\right)$.

L_{ex} = Longitud extraída, Ft.

Para calcular el volumen necesario para llenar el pozo cuando se extrae tubería llena, se puede calcular con la ecuación:

$$B_{ll} = (D_T + c_{int-t}) \times L_{ex}$$

Ec 40. Barriles para llenar cuando se extrae tubería llena

Dónde:

$$C_{int-t} = \text{Capacidad interna de tubería, } \left(\frac{Bls}{Ft}\right).$$

(WCS Well Control School, 2003, pág. 40)

2.2 PERFORANDO

2.2.1 Densidad insuficiente del lodo

La densidad del fluido debe ejercer una presión hidrostática que sea como mínimo igual a la presión de formación. Si la presión hidrostática es menor a la presión de formación el pozo puede fluir.

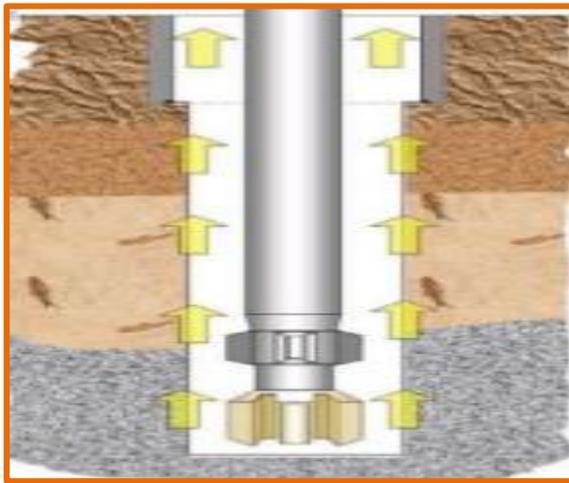


Figura 13. Peso insuficiente del lodo. Fuente: (Well control school) training course, 2018).

Según (WCS Well Control School, 2003) “la causa más común de densidad insuficiente de fluido es perforar dentro de formaciones con presiones anormalmente altas” (pág, 35). Otras posibles causas también podrían ser la interpretación errónea de los parámetros de perforación.

Manipular mal el fluido en superficie responde a muchas de las causas de densidad insuficiente del fluido, por lo cual las operaciones que se realicen deben enfocarse en no afectar la densidad del fluido.

Cuando se realizan mezclas, los volúmenes que se agregan deben ser conocidos o medidos, para que no exista desbalance cada vez que se agregue o transfiera fluido a los tanques.

2.2.2 Llenado deficiente en los trabajos de perforación

Las causas más comunes de surgencias resultan en las maniobras sacando tubería. Se debe considerar que el peso del fluido sea el adecuado para mantener las presiones de formación, o que la reducción de las presiones durante las maniobras no haga que el pozo fluya.

Según (WCS Well Control School, 2003) “cuando se está circulando existen unas pérdidas por fricción en el anular que se representan en la densidad equivalente de circulación” (pág, 36). Cuando se va a realizar una maniobra, las bombas se deben apagar y la presión en el fondo del pozo se reduce a la presión hidrostática de la columna de fluido en el anular. Esta reducción en la presión de fondo podría permitir que el pozo comience a fluir.

2.2.3 Pérdida de circulación

Cuando el nivel de fluido en el pozo disminuye, también cae la presión hidrostática. Al caer la presión hidrostática por debajo de la presión de formación, el pozo puede comenzar a fluir.

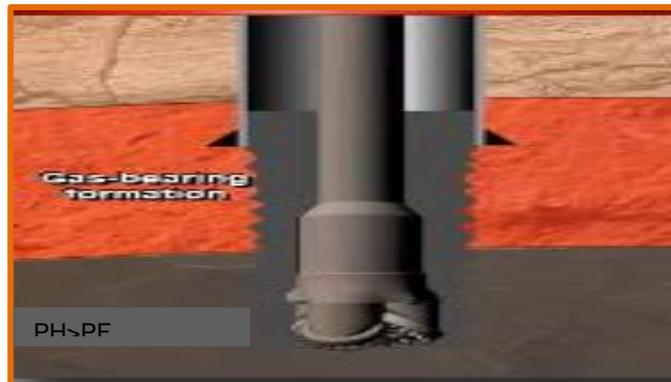


Figura 14. Pérdida de circulación. Fuente: (Well control school) training course, 2018).

2.2.4 Otras causas de presiones anormales

Las presiones anormales pueden ser encontradas en cualquier área donde los gradientes de presión son mayores que el normal.

Las presiones anormales pueden ser encontradas en cualquier área donde los gradientes de presión son mayores que el normal.

Las presiones anormales pueden desarrollarse en una zona por varias razones:

- *Formaciones cargadas debido a la perforación en sobrebalance o por reventones subterráneos.*
- *Zonas que están cargadas por presiones provenientes de proyectos de inyección de vapor, agua, altas temperaturas, CO₂ o gas.*
- *Fallas o fugas en el revestimiento.*

- *Fractura de la formación de una zona a otra, tanto de forma natural o por trabajos excesivos de fracturamiento.* (WCS Well Control School, 2003, pág. 52).

2.2.5 Obstrucciones en el pozo

Cuando existe una obstrucción en el pozo, puede estar una presión atrapada debajo. Si se tiene que perforar a través de algo que está obstruyendo el pozo (como un empaque, tapón de cemento o un puente en el pozo), se debe tener precaución. El pozo debe estar alineado con el múltiple del estrangulador y perforar con control en caso de una surgencia.

2.2.6 Situaciones especiales de surgencias

No existe una manera de perforar un pozo sin que exista la posibilidad de una surgencia. Las siguientes son algunas de las condiciones u operaciones que han conducido a surgencias o reventones.

2.2.6.1 Perforando dentro de un pozo adyacente

Se han presentado casos, en donde se penetra un pozo y se toma una surgencia de dicho pozo. Estos casos también son reportados en áreas sin pozos visibles, o donde no hay registros que advierten de pozos antiguos.

Si el pozo dentro del que se perfora tiene presión, puede resultar en un aumento considerable de flujo. Estos eventos se anulan a través de un buen programa de perforación para minimizar este riesgo.

2.2.6.2 Probando conjunto de BOP

Se debe tener precaución a la hora de llevar a cabo las pruebas del conjunto BOP, pues existen algunas consideraciones y observaciones que se deben verificar con el paso del tiempo, como lo son el estado del pozo, el incremento de la presión debajo de la herramienta de prueba, la apertura de la válvula del revestimiento debajo del conjunto preventores y si el pozo fluye.

2.2.6.3 Prueba de vástago de perforación (DST)

Las pruebas de formación son simplemente una terminación temporaria de una zona productiva. “Se permite que la presión de los fluidos de formación y la presión de formación entren al pozo y a la columna de herramientas de DST” (Datalog, 2001, pág. 99). Si no se le considera como una surgencia, podría derivarse en una surgencia antes de terminar con la prueba.

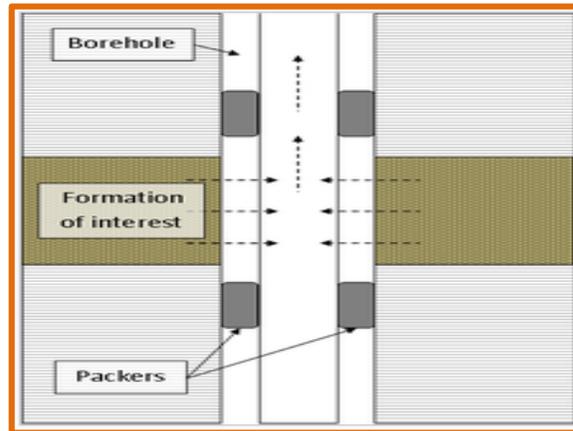


Figura 15 Prueba de vástago de perforación - DST. Fuente: (Wikipedia, 2017)

2.2.6.4 Perforación en desbalance

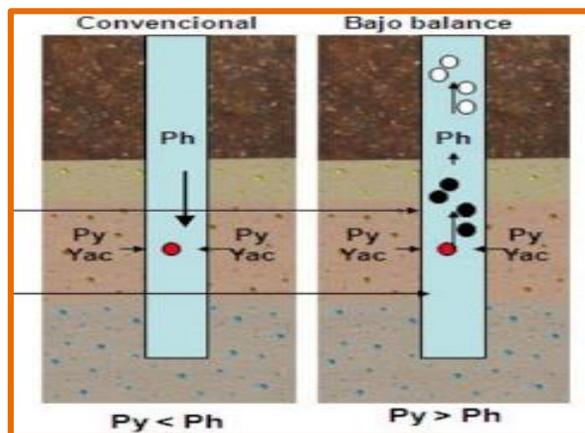


Figura 16. Perforación bajo balance. Fuente: (Datalog, 2001, pág. 47).

Cuando se está perforando en desbalance en formaciones no productivas para aumentar la penetración, se debe tener registro de las profundidades de las zonas productivas, pues el potencial de un influjo es muy alto y una surgencia podría ocurrir.

2.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Durante la perforación de un pozo son de suma importancia las propiedades físicas del fluido de perforación. Estas propiedades deben ser controladas para que se proporcione un trabajo eficiente y para minimizar problemas que conlleven a un control de pozos.

2.3.1 Densidad del Fluido



Figura 17 . Balanza para medir la densidad del fluido de perforación. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 210)

Es una relación que expresa el peso en una unidad de volumen de fluido de perforación. “Idealmente el peso del fluido de perforación debe acercarse a la densidad del agua para obtener una velocidad de perforación óptima y para reducir las pérdidas de circulación durante la perforación” (Datalog, 2001, pág. 63).

Su importancia radica en que debe proporcionar un valor mínimo de presión hidrostática para balancear la presión de formación y ejercer una ligera sobrepresión para mantener un margen de seguridad al sacar la tubería de pozo o al hacer conexiones.

Si la densidad del lodo es muy alta y causa filtración o pérdida del fluido hacia la formación, podría empujar en forma efectiva la columna contra la pared del pozo. Los recortes, el revoque y otros residuos pueden ser recogidos por los estabilizadores u otras herramientas en el fondo del pozo. Esto podría reducir el espaciamiento y crear el efecto del pistoneo. Cuando la densidad del lodo es muy baja, las herramientas de fondo tienden a rascar los lados de la pared del pozo debido al hinchamiento de la formación. Pueden recoger residuos y reducir el espaciamiento. En algunos casos si el sobrebalance es alto, el potencial de pistoneo se reduce.

Por otro lado, el peso del fluido de perforación ejerce una fuerza de boyance que reduce el estrés en la estructura de la torre, generado por el peso de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.

2.3.2 Reología del Fluido

Según (Qmax, 2011) “es un estudio que denota la deformación de materiales, incluyendo el flujo” (pág,48). En el campo petrolero las propiedades de flujo y la viscosidad, describen las cualidades de un lodo de perforación.

La medida de las propiedades reológicas de un fluido es importante en el cálculo de las pérdidas de presión por fricción; en la determinación de la capacidad del lodo para levantar recortes y derrumbes en la superficie, y en la determinación de cambios de presión en el pozo durante la extracción.

2.3.2.1 Viscosidad

Cualitativamente se define como la resistencia interna de un fluido a fluir.

La viscosidad del fluido de perforación puede ser absoluta o relativa. Las mediciones relativas son la viscosidad de embudo y la viscosidad aparente. Las mediciones absolutas son los valores cuantitativos de las características de los fluidos no newtonianos, llamadas viscosidad plástica, el punto de cadencia y los esfuerzos de gel.



Figura 18. Viscosímetro Fann. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 212)

Según (Qmax, 2011) “en algunos sistemas de fluidos de perforación, los valores altos de viscosidad plástica, punto de cedencia y esfuerzos de corte dan como resultado una excesiva presión de empuje hacia la formación y una densidad equivalente de circulación alta (pág, 49)”. Para reducir estos efectos adversos, la viscosidad y el esfuerzo de gel deben mantenerse en valores mínimos para que proporcionen una suspensión adecuada y una limpieza eficiente del pozo. El rango recomendado para esos valores varía para cada sistema de fluido.

La suspensión de los recortes está afectada por la viscosidad del fluido de perforación, pues la velocidad con que caen los recortes, afectará la limpieza del pozo y su acumulación en el anular aumentará la torsión, el arrastre, el llenado y la presión hidrostática. Todo esto puede ocasionar una

tubería atascada, una pérdida de circulación, fallas en la tubería o disminución en la penetración que conlleven operaciones de control de pozo.

La viscosidad es el factor más crítico en el pistoneo. Cuando la viscosidad del fluido es alta, se deben usar velocidades lentas de extracción para permitir que el fluido resbale alrededor de los espaciamientos pequeños y que las pérdidas en la presión de fondo sean mínimas. Esto reduce la posibilidad de pistonear el pozo o que ocurra un influjo.

2.3.2.2 Geles

La medida de los geles implica la fuerza de atracción de las partículas suspendidas cuando el fluido está estático.

Según (Qmax, 2011) “la fuerza de gelatinización es una medida de la fuerza de ruptura de un gel formado, después de un período de tiempo” (pág, 69). Conocer la velocidad de gelatinización es importante para saber si se presentan problemas en el pozo durante la circulación.

El fluido de perforación debe mantener una estructura gelatinosa para evitar la suspensión de los recortes de perforación cuando se detiene la circulación. Una vez se vuelve a iniciar la circulación del pozo, la estructura gelatinosa debe disminuir para que no se generen presiones de compresión y pistoneo.

La importancia de los geles en el control de pozos, radica que estos influyen la creación de presiones de pistoneo y compresión cuando se saca y se mete tubería del pozo. Estas presiones actúan directamente sobre las formaciones de hueco abierto y pueden ocasionar la succión (patada de pozo) o una fractura de la formación (pérdida de circulación) cuando los geles dados son muy altos.

Cuando los valores de viscosidad y geles son altos, sucede que:

- Se necesita mayor presión para romper la circulación.
- Hay mayores presiones de suaveo y de surgencia.
- Hay mayores pérdidas de presión anular.
- Hay mejor transporte de gases y recortes de perforación.

Cuando los valores de viscosidad y geles son muy bajos, sucede que:

- Hay muy mala limpieza de pozos y mala remoción de los recortes de perforación.
- Mala suspensión de recortes y sólidos cuando se detiene la circulación.

2.3.2.3 Punto de cedencia

Es la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas.

El punto de cedencia es el valor dominante que afecta las pérdidas por fricción durante la circulación, la densidad equivalente de circulación (ECD), el punto de transición en flujo turbulento y la capacidad de acarreo de un fluido de perforación.

2.3.2.4 Pérdida de Filtrado

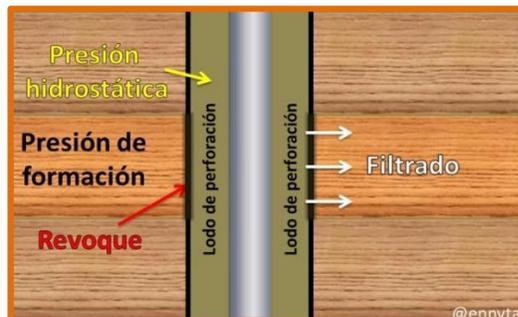


Figura 19. Pérdidas por filtrado. Fuente: (Well control school) training course, 2018.

El control de la pérdida de fluido hacia la formación es muy importante en las actividades de control de pozo. Para esto el fluido de perforación debe tener la capacidad de formar un revoque en la pared del pozo.

Según (Qmax, 2011) “existen dos tipos de filtraciones: la estática y la dinámica. En la primera, el revoque aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye, por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoques muy gruesos” (pág, 76). El segundo se diferencia del anterior, en que el flujo de lodo a medida que pasa por la pared del pozo tiende a raspar el revoque a medida que éste se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el control de la filtración dinámica consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

Los problemas de control de pozo que se pueden presentar durante la perforación a causa de un control inadecuado de filtración podrían

disminuir el diámetro efectivo del hueco a causa de un revoque muy grueso, lo cual origina excesiva fricción y torque, aumentos excesivos de presión anular, incrementos en la posibilidad de suaveo y pega diferencial de la tubería debido al aumento de la superficie de contacto con la pared del hueco.

CAPITULO 3 INDICADORES DE AMAGO DE POZOS

Se debe estar atento ante los indicadores que pueden advertir que el pozo está fluyendo. Cuando se presentan uno o más indicadores, se debe realizar una prueba de flujo con las bombas apagadas y determinar si el pozo fluye. Si es así, es una señal segura de una surgencia; aunque hay que considerar que un pozo fluye hasta estabilizarse. Nunca se deben dar explicaciones ante las advertencias, se debe asumir que el pozo está en surgencia hasta que no se compruebe lo contrario.

3.1 INDICADORES DE AMAGO DE POZO VIAJANDO

3.1.1 Llenado del hueco insuficiente

Cuando se saca tubería del pozo, se puede perder presión por la circulación por el efecto de pistoneo. El llenado inapropiado reduce la columna hidrostática. Se debe medir con exactitud el volumen a llenar el pozo cuando se extrae tubería.

Si el pozo no está tomando la cantidad adecuada de fluido se puede asumir que el fluido de formación está invadiendo el pozo.

3.1.1.1 sacando tubería, la columna no sale seca

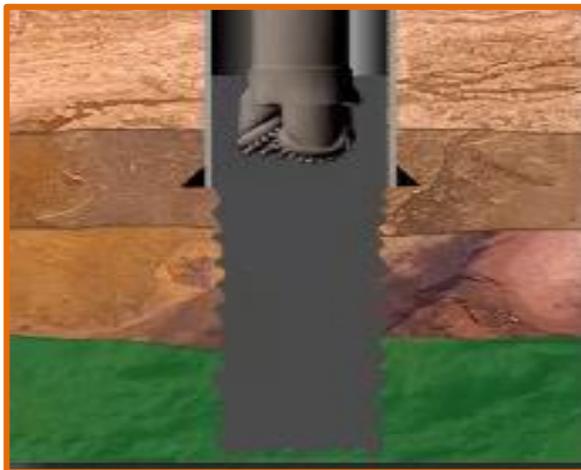


Figura 20. Sacando tubería cae la columna de fluido. Fuente: (*Well control school*) training course, 2018

Al sacar tubería puede que el fluido de formación entre al pozo a un caudal lo suficientemente alto para evitar que el fluido que está dentro de los tubos pueda caer. Si la columna fuese extraída seca primero, después comienza a salir llena, se debe parar. “Se debe instalar una válvula de seguridad de apertura plena instalada en la columna y se deben evaluar las condiciones” (WCS Well Control School, 2003, pág. 40).

3.1.1.2 Surgencia con la sarta fuera del pozo

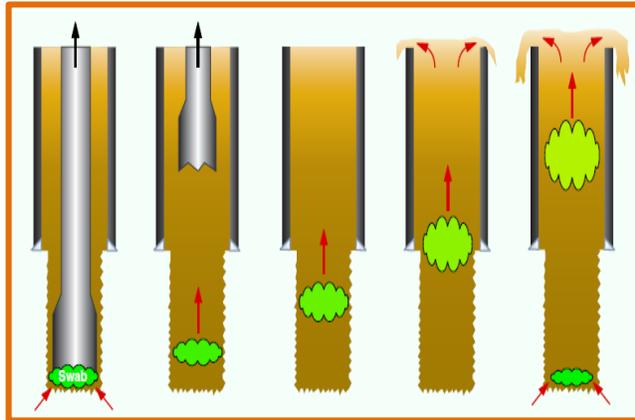


Figura 21. Surgencia con la sarta fuera del pozo.
Fuente: (Well control school) training course, 2018.

La surgencia ocurridas cuando se tiene la sarta fuera del pozo, ocurren generalmente en la primera parte de la extracción de tubería o cuando el pozo no es llenado con la frecuencia suficiente.

El indicador de una surgencia cuando la columna esta fuera del pozo, es flujo.

3.1.1.3 Surgencia metiendo tubería

Al bajar tubería, se debe desplazar del pozo un volumen de fluido igual al desplazamiento de la tubería. Si se baja la sarta muy rápido, el fluido puede entrar en la formación y existe una disminución de la presión hidrostática. Si esta presión se reduce debajo de la presión de formación, el pozo fluirá.

Con un influjo en el pozo, será desplazado más volumen fuera del pozo que el desplazamiento de la columna. Esto puede ser debido a la expansión del gas y/o el flujo del pozo.

3.1.2 Un viaje húmedo

Cuando hay presión e influjo debajo de la sarta, se impide que el lodo salga naturalmente por entre las boquillas de la broca, derramándose lodo cuando se abre la conexión.

3.1.3 Suaveo y ganancia en el tanque de viaje

El suaveo excesivo se puede identificar con un cambio en el volumen del tanque de viaje cuando se está sacando tubería. Se aprecia inicialmente que el volumen en el tanque de viaje aumenta antes de volver a caer para llenar el espacio dejado por la tubería sacada.

Un aumento constante en el volumen del tanque de viaje muestra que está ocurriendo una patada de pozo. La ganancia en tanques permite estimar la densidad y el tipo de surgencia, por lo que es muy importante para las actividades de control, para darle un manejo adecuado al influjo.

3.1.4 Lodo fluyendo

Cuando el lodo fluye en la superficie, indica un flujo abajo en el pozo. El flujo puede provenir de fluidos succionados que están migrando hacia adentro y expandiéndose en el anular. Esto puede reducir la presión hidrostática y permitir un influjo.

3.1.5 Huevo lleno de recortes en el fondo

Un llenado excesivo en el fondo del hueco, después de un viaje, puede evidenciar derrumbes porque el pozo está inestable o sobre-presionado.

3.1.6 Broca perforada

Una broca perforada es un indicador que el pozo está apretado, es decir, de diámetro reducido a causa de una sobre-presión.

3.2 INDICADORES DURANTE LA PERFORACIÓN

3.2.1 Variación en la velocidad de penetración

Un cambio abrupto de la velocidad de penetración indica un cambio de formación. “El aumento de la velocidad de penetración se traduce en la presencia de una formación de baja densidad” Según (WCS Well Control School, 2003, pág. 28). Con la existencia de las nuevas brocas de perforación, se deben hacer pruebas de flujo cuando hay aumento o disminución de la velocidad de penetración, y siempre que haya un cambio de formación.

3.2.2 Cambio de presión y velocidad de la bomba



Figura 22. Cambio en la velocidad de la bomba.
Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 278).

Con un influjo de fluido de la formación, la densidad de la columna de lodo disminuirá. Cuando esto suceda, la presión hidrostática ejercida por la columna del fluido disminuirá, y el lodo en la columna de perforación tratará de igualar presiones por el efecto de tubo en U. Al suceder esto, la presión de la bomba bajará y su velocidad aumenta. Este efecto será ayudado por la expansión del gas hacia arriba, que levanta algo de fluido reduciendo luego la presión total de la columna de fluido.

Según (WCS Well Control School, 2003) “la indicación inicial en superficie puede ser un aumento de la presión de la bomba en un período corto de tiempo, seguido por el descenso de la presión de la bomba, y un aumento en su velocidad” (pág, 59). Todo esto es observado en registros de las bombas.

3.2.3 Aumento de caudal de retorno

Como la bomba trabaja a una velocidad fija, desplaza una cantidad fija de fluido dentro del pozo cada minuto. Como la inyección al pozo es constante, el caudal de fluido de retorno debe ser constante también. La tasa o razón de flujo es medida en superficie. La formación podría alimentar al pozo si se observa más cantidad de flujo saliendo que el que se está bombeando, mientras que la velocidad de la bomba no ha cambiado.

3.2.4 Aumento de volumen en tanques

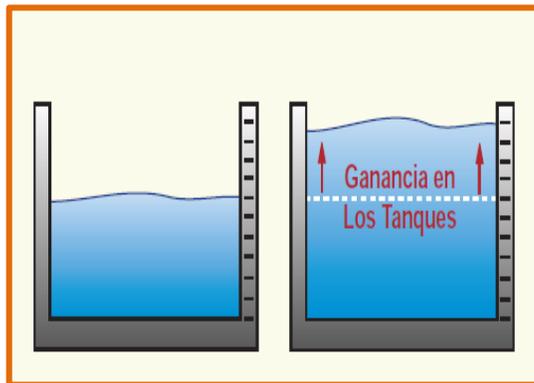


Figura 23. Ganancia en tanques. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 59).

Cuando el fluido de formación entra al pozo desplazará al fluido del hueco, resultando en un aumento del volumen de tanques. “Todos los tanques del sistema deben ser medidos y marcados de tal manera que se pueda advertir de un aumento de volumen. El sistema totalizador de los volúmenes de tanques mantiene control del volumen total de lodo del sistema de lodo activo” (Datalog, 2001, pág. 142) .

Es difícil usar el nivel de los tanques como un indicador de surgencia cuando se mezcla, se transfiere o en ciertas formaciones que contienen arcillas hidratables que agregan volumen al sistema.

3.2.5 Flujo con bomba detenida

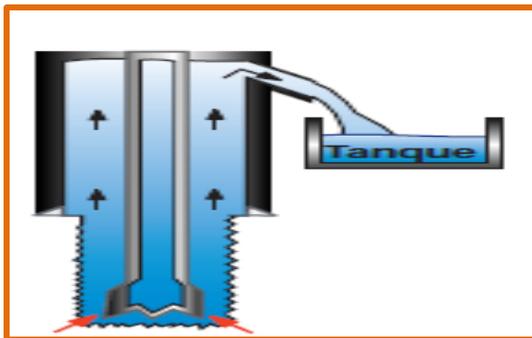


Figura 24. Flujo con bombas detenidas. Fuente: (WCS Well Control School, 2003,

Cada vez que se quiebre la penetración tanto un aumento como una disminución, se debe parar la perforación y hacer una prueba de flujo. Ésta se realiza parando la rotación, levantando la columna hasta tener la última conexión visible, deteniendo la bomba y verificando si hay flujo a través del anular hasta que se detenga el impulso de la circulación. Si el flujo para, se

reanuda la perforación; de lo contrario, entonces se debe asumir que la formación está en surgencia y el pozo debe ser cerrado.

Según (WCS Well Control School, 2003) “existen varios casos donde hay flujo con las bombas detenidas y el flujo no se debe a que la formación está en surgencia (pág, 58). Algunos de estos casos se deben al flujo porque las bombas de precarga no han sido detenidas al detener las bombas del sistema, el efecto de tubo en U de fluido con más densidad en la columna que en el anular, y el flujo de retorno debido al efecto de inflado.

3.2.6 Cambio en el peso de la sarta de perforación

Según (Datalog, 2001) “el fluido de perforación provee un medio de flotación para la sarta. El peso de la columna de tubos disminuye una cantidad igual al peso del fluido desplazado dentro del tubo” (pág, 57). Entre más densidad tenga un fluido, mayor será la flotación. Si se observa un aumento en el peso de la sarta, podría ser debido a un influjo de fluido alrededor de los tubos. A medida que la densidad del fluido se disminuye, su capacidad de proveer flotación se reduce, resultando en un incremento en el peso de la sarta, que se evidencia en superficie.

El incremento del peso de la sarta depende de la cantidad de influjo, la densidad del influjo y la longitud que ocupa.

3.2.7 Lodo cortado por gas y muestras petróleo circulando

Cuando se detecta gas o petróleo podría existir una presión insuficiente impuesta en el fondo del pozo. “El lodo cortado con gas disminuye su presión hidrostática, y cuanto más gas entre al pozo y se expanda, la presión hidrostática seguirá cayendo hasta que el pozo entre en surgencia” (OXY Occidental petroleum corporation, 2010, pág. 94).

Muchas veces es necesario usar detectores de gas para monitorear el fluido que retorna al pozo y como ayuda para detectar presiones anormales. También se deben observar los medios mecánicos de retorno, como la zaranda, para verificar si el lodo está cortado por gas o hay muestras de petróleo.

Si el lodo está contaminado con fluido de formación, la densidad del lodo se verá reducida, habrá un cambio en el contenido de cloruros (generalmente aumento), y la temperatura del lodo se incrementará a la salida.

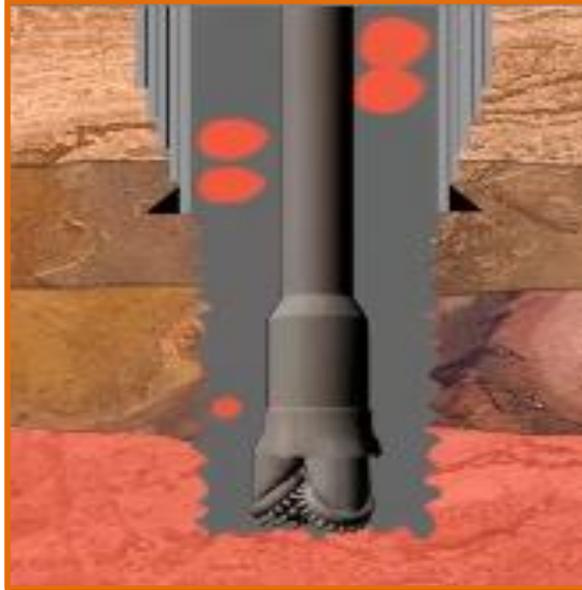


Figura 25. Lodo cortado por gas. Fuente: (Well control school) training course, 2018.

PARAMETROS PARA PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZO

En el control de pozos es muy importante tener conocimiento de los parámetros que describen el comportamiento de un flujo, así como su análisis para poder llevar a cabo los procedimientos respectivos. Describen la gravedad de una surgencia, y sus variaciones alertan lo que está pasando en el pozo, así como la eficiencia del método de control.

4.1 PARÁMETROS DE CIERRE DE POZO

4.1.1 Presión de cierre en la tubería de perforación

Cuando el pozo se encuentra cerrado, la tubería de perforación es una extensión del manómetro que llega al fondo del pozo. El medidor de la presión de cierre de la tubería muestra la diferencia entre la presión de fondo de pozo y la presión hidrostática que ejerce la columna de lodo que está en la tubería de perforación.

$$SIDPP = P_f - P_{h-tp}$$

Ec 41 Presión de cierre en la tubería de perforación

Dónde:

SIDPP = Presión de cierre de tubería, psi.

P_f = Presión de formación, psi.

P_{h-tp} = Presión hidrostática de lodo en la sarta de perforación, psi.

La presión de cierre de la tubería debe ser el primer parámetro que se debe leer en el manómetro de superficie; a partir de este valor se podrá determinar la presión de formación.

La presión de cierre en la tubería de perforación debe ser correcta y generalmente su valor es más bajo que la presión de cierre en la tubería de revestimiento. La presión de cierre de la tubería podría ser más alta, si la densidad de lodo en el espacio anular es mayor que en la sarta de perforación.

Si la presión de cierre de la tubería parece ser demasiado alta o demasiado baja, podría ser por las siguientes razones:

- La tubería de revestimiento parecería estar vacía a causa de una surgencia grande, que ocasiona el efecto de tubería en “u”.
- Hay presiones atrapadas.
- Un flotador en la sarta.

- Las presiones fueron leídas demasiado pronto, y la presión de formación no tuvo tiempo de estabilizarse.
- Lectura de presiones demasiado tarde, que muestra el efecto de la migración de gas.

Para verificar si hay presiones atrapadas, generalmente se purga una cantidad de lodo desde la tubería de revestimiento. Si hay presión atrapada, la presión de cierre de la tubería caerá por debajo de la presión de cierre de la tubería original. De lo contrario, la presión de cierre de la tubería vuelve a su valor, y la presión de cierre de la tubería original era correcta.

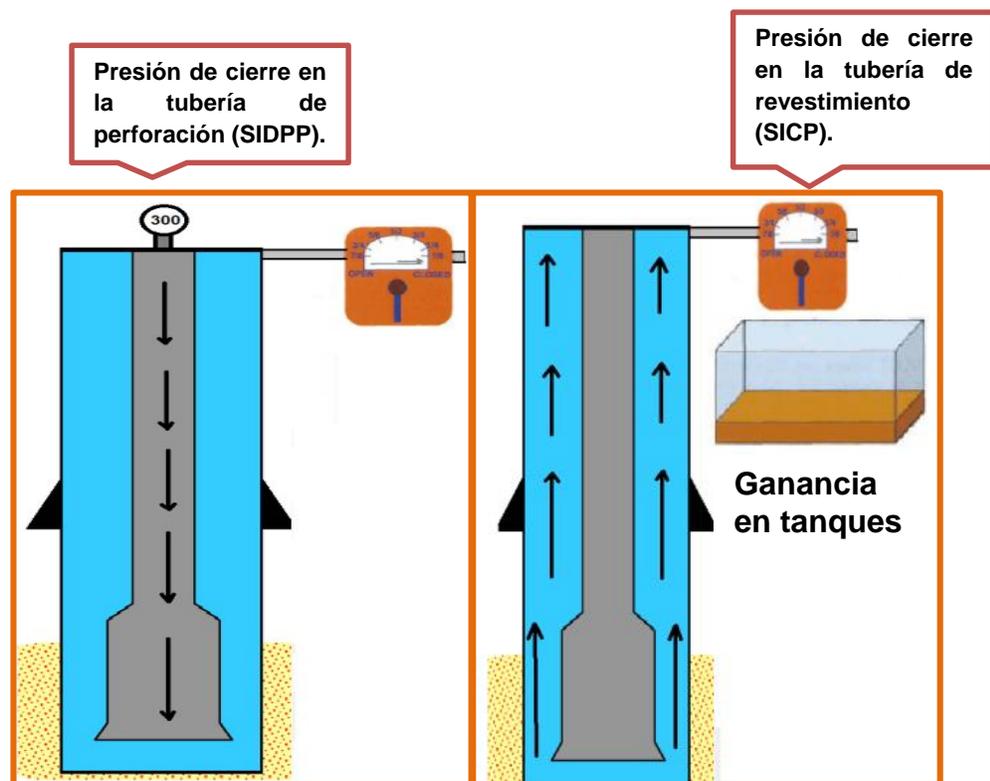


Figura 26. Presión de cierre en la tubería de revestimiento y de perforación.

4.1.2 Presión de cierre en la tubería de revestimiento

Los fluidos que ingresan de la formación al pozo, generalmente son más livianos que el lodo de perforación. Esto reduce la presión general que es ejercida en el espacio anular. La presión hidrostática del espacio anular, generalmente es menor que la presión hidrostática en la tubería de perforación, porque el lodo que está en el anular está cortado o reemplazado por el fluido de formación. Dado que la presión de formación está empujando a ambos lados (sarta de perforación y espacio anular), y la hidrostática del anular es menor, generalmente la Presión de cierre en la tubería de revestimiento es más elevada que la presión de cierre de la tubería.

Sin embargo, si la hidrostática del fluido anular, los recortes y el influjo, es mayor que la de la sarta, la Presión de cierre en la tubería de revestimiento será menor que la presión de cierre de la tubería.

La presión de cierre en la tubería de revestimiento se representa matemáticamente de la siguiente forma:

$$SICP = P_f - P_{h-a} - P_{h-in}$$

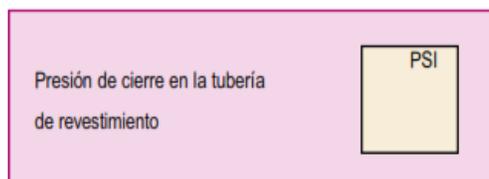
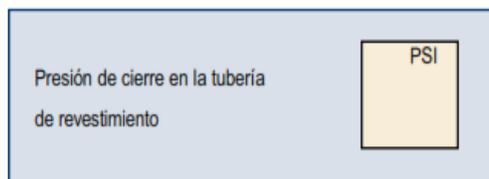
Ec 42 Presión de cierre en la tubería de revestimiento

Dónde:

SICP = Presión de cierre en la tubería de revestimiento, psi.

P_{h-a} = Presión hidrostática del lodo en el espacio anular, psi.

P_{h-in} = Presión hidrostática del influjo, psi.



Al cerrar el pozo se deben registrar ambas presiones de cierre (Presión de cierre en la tubería de perforación y presión de cierre en la tubería de revestimiento). Se usa un cuadro de presión, para registrar las presiones al menos una vez por minuto hasta que las diferencias en las lecturas de la presión disminuye y se estabiliza,

4.1.3 Incremento de volumen en tanques

Este parámetro me indica la cantidad del influjo que surgió al pozo desde la formación. A partir de este valor se puede determinar una longitud estimada de la surgencia, dependiendo de la capacidad anular donde se encuentre el influjo. De este modo, es posible saber la naturaleza de la surgencia, de acuerdo a la densidad calculada de la ésta, para darle el tratamiento adecuado.

Recordando la ecuación 36 para determinan la longitud de la surgencia, se tiene que:

A partir de la longitud de la surgencia, se puede determinar su densidad a partir de la ecuación 37, para saber el tipo de influjo (gas, agua, petróleo, o combinada):

Si la densidad de la surgencia es baja (aproximadamente menor a 2.5_{lpg}), la surgencia es de gas, y para valores intermedios (de 2.5_{lpg} a 8.5_{lpg}), la surgencia es una combinación de petróleo, agua y gas.

Cabe resaltar que los valores de densidad de un fluido, dependen de su composición, y la asignación de valores de densidad para el tipo de influjo, varían según los diferentes autores. Una surgencia siempre se debe considerar de gas, hasta que se compruebe lo contrario.

Si la surgencia es de gas, se debe permitir una expansión controlada de este, para que la presión de fondo se mantenga constante y los equipos de superficie no colapsen por presiones elevadas.

4.2 PARÁMETROS DE CÁLCULO DE AMAGO DE POZO.

4.2.1 Presión de formación

La presión con la que los fluidos están ingresando al pozo es posible determinarse, a partir de la suma de la presión de cierre en la tubería de perforación y la presión hidrostática del fluido de acuerdo a la ecuación 4.

4.2.2 Densidad para controlar el pozo ante un amago

Es el peso del lodo que se necesita para equilibrar la presión hidrostática del pozo con la presión de formación.

Existen algunas consideraciones sobre el fluido de control:

1. El fluido de control se debe circular por todo el pozo antes de reactivar las operaciones de perforación.
2. Según el método de control de pozo utilizado, se determina cuando se debe bombear el fluido de control.

Las siguientes son ecuaciones para determinar la densidad del lodo de control:

$$D_{f-c} = \frac{SIDPP}{(0.052 * TVD_{surg})} + (D_{(f)})$$

Ec 43 Densidad de fluido de control

Dónde:

D_{f-c} = Densidad de fluido de control, lpg .

TVD_{surg} = Altura vertical verdadera a la broca o zona de surgencia, Ft.

$$D_{f-c} = \frac{P_f}{\left(\text{Factor de conversión} \right) \times TVD_p \text{ (en unidades de campo)}}$$

Ec 44 Densidad de fluido de control a las perforaciones o punzada superior, medio y fondo

Dónde:

D_{f-c} = Densidad de fluido de control a las perforaciones o punzadas superior, medio y fondo, lpg

TVD_p = Altura vertical verdadera a las perforaciones o punzadas superior, medio y fondo, Ft.

El valor de la densidad del fluido de control solo debe llevar una solo decimal, y el resultado debe redondearse a la siguiente décima más alta.

Las siguientes son algunas recomendaciones en la circulación para matar el pozo:

1. La presión de fondo debe mantenerse por encima de la presión de formación para evitar un influjo adicional.
2. Se debe circular el influjo hasta que sale. La combinación de varias presiones (hidrostática, presión por fricción de circulación en el anular y la presión que se mantiene en el estrangulador) mantienen el control del pozo durante este tiempo.

4.2.3 Presión inicial de circulación

Es la presión de cierre de la tubería de perforación necesaria para detener la formación que está surgiendo, más la presión de la tasa de bombeo que se necesita para transportar el fluido, esta expresión se obtiene recordando la ecuación 10.

4.2.4 Presión final de circulación

Es la presión de velocidad de control que se corrige matemáticamente para un fluido más pesado. Esta presión se debería mantener desde que el fluido está en la broca, hasta que el espacio anular se encuentra lleno del fluido de control, se calcula de acuerdo a la ecuación 11.

4.2.5 Explicación gráfica de la caída de presión al circular un lodo mas pesado

Al poner un lodo mas pesado, se esperaría que la presión de circulación se incrementaría a medida que se bombea el fluido para controlar el pozo. Sin embargo, debido al efecto de colocar sobrepeso en la columna se incrementa la

presión hidrostática y se evidencia una reducción en las presiones de circulación cuando el fluido empieza a bajar por la sarta.

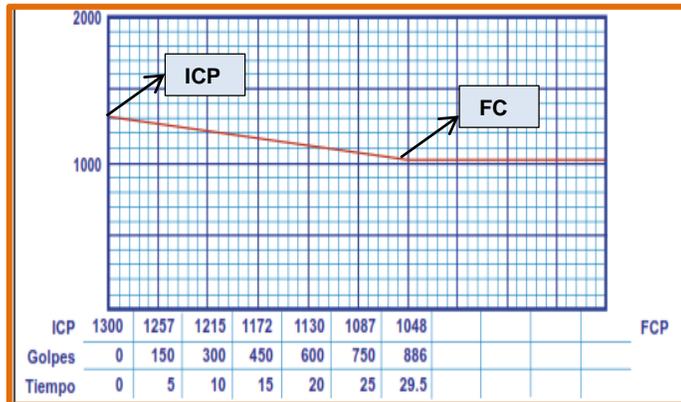


Gráfico de la presión de circulación en un intervalo de tiempo donde se bombea el lodo más pesado.

El gráfico muestra que la Presión inicial de circulación gradualmente se convierte en la Presión Final de Circulación a lo largo del período de tiempo y los golpes de la bomba que se requieren para desplazar la sarta.

Figura 27. Programa de presiones de la tubería de perforación. (WCS Well Control School, 2003, pág. 113)

4.2.6 Ejercicio aplicativo para conocer el programa de presiones de un pozo

Ejercicio 1.

Procedimiento para calcular el programa de presiones y golpes, que sirve como referencia durante el control del siguiente pozo Yopal 3.

➤ Datos de la sarta de perforación

Tabla 2 Diámetro de la tubería de perforación y de revestimiento, pozo Yopal 3

Datos de la tubería de revestimiento

Revestimiento	OD in	ID in	Longitud Ft
1	13 $\frac{3}{8}$	12,715	1200
2	9 $\frac{5}{8}$	8,76	7000

Datos de la tubería de perforación

Tubería de perforación	OD in	ID in	Longitud Ft
1	4	3 $\frac{3}{8}$	6500
2	4	3 $\frac{1}{3}$	3160

Datos de la tubería pesada de perforación

Tubería pesada	OD in	ID in	Longitud Ft
1	4 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{11}{16}$	600
2	4 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{11}{16}$	560

Datos de la tubería de Portamechas

Collar	OD in	ID in	Longitud Ft
1	6 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{1}{4}$	420
2	6 $\frac{1}{2}$	2 $\frac{1}{8}$	160

➤ **Datos del pozo**

Tabla 3 Datos de lodo, bomba y profundidad vertical verdadera del pozo Yopal 3

TVD	11400	Ft
Tamaño Hueco	8,5	in
Max. Presión bomba	3960	psi
Eficiencia de la bomba	95	%
Gradiente de fractura en el zapato	0,66	$\frac{psi}{Ft}$
Densidad del lodo	10,2	lpg

Se cerró el pozo ante un eventual amago de pozo y se registraron las siguientes presiones de cierre y ganancia en tanques.

➤ **Presiones de cierre y ganancia en tanques.**

Tabla 4 Volumen de la surgencia, presiones de cierre en la tubería de revestimiento y de perforación, pozo Yopal 3.

SICP	350	psi
SIDPP	200	psi
Volumen de surgencia o ganancia	10	Bls

➤ **Datos de la bomba**

Se tienen dos bombas triplex al 95% de eficiencia, con las siguientes características:

Tabla 5 Datos de las dos bombas triplex usadas en el pozo Yopal 3.

Velocidad lenta de bombeo		
	stk/min	psi
BOMBA # 1	20	470
	30	687
	40	1026
BOMBA # 2	20	536
	30	851
	40	1228

Tabla 6 Datos de la camisa de la bomba triplex usada en el pozo Yopal 3

Diámetro de camisa	6	In
Longitud del golpe	12	In

➤ **Líneas de Superficie**

Tabla 7 Volumen en las líneas de superficie del pozo Yopal 3.

Volumen de líneas de superficie	4,5	Bls
---------------------------------	-----	-----

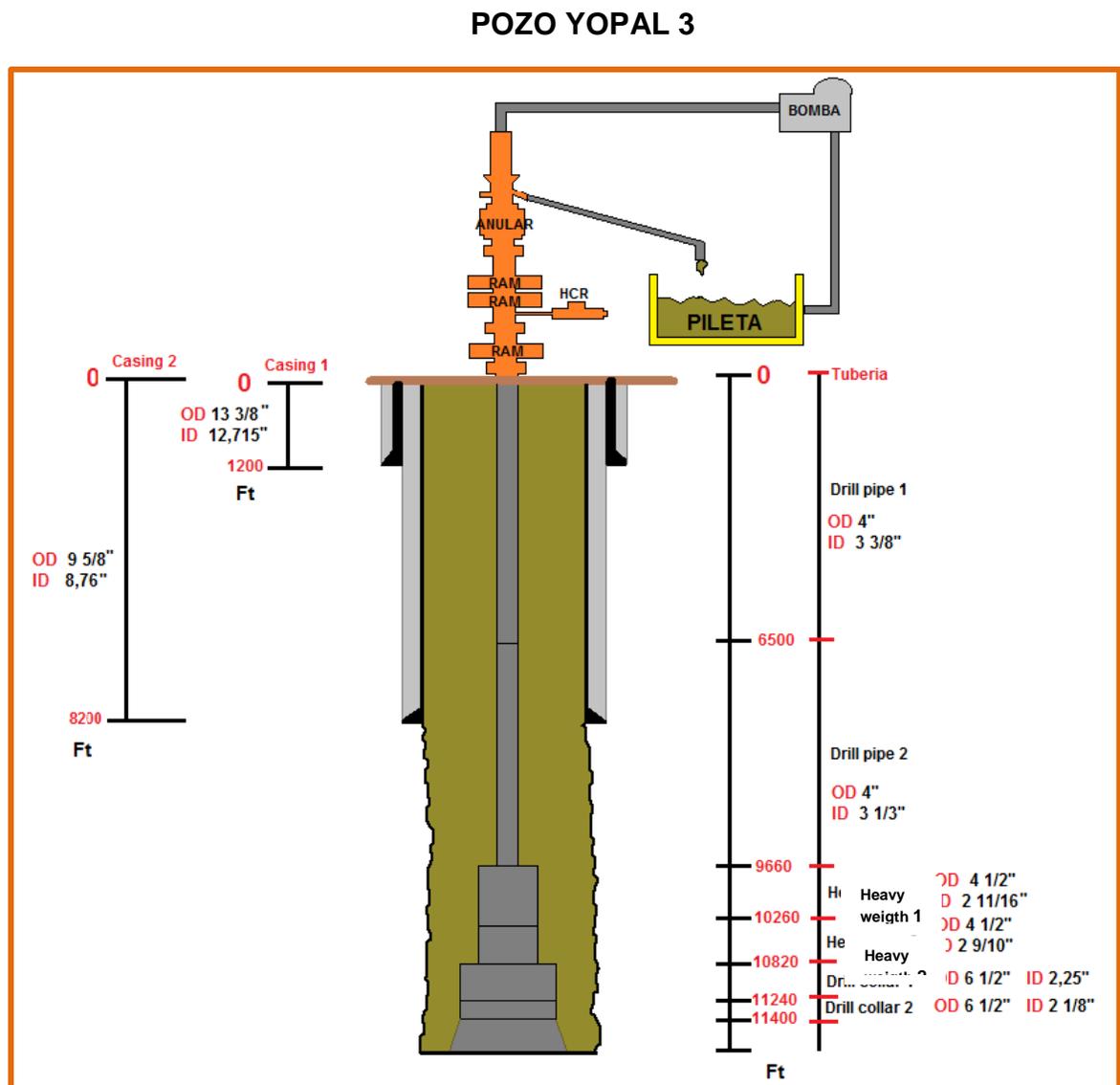


Figura 28. Esquema de diseño de la sarta y revestimiento del pozo Yopal 3.

Se determinó que había una surgencia en el pozo y se procedió a llevar a cabo los cálculos respectivos para matar y controlar el pozo.

Para poder circular la surgencia se debe planear el cuadro de presiones teórico que va a servir de base para matar el pozo. El procedimiento para los cálculos es el siguiente:

1. Se deben calcular las capacidades de la sarta de perforación y las capacidades anulares.

✓ Capacidades de la sarta de perforación

En el diseño de esta sarta de perforación hay seis capacidades en tubería diferentes:

- Tubería de perforación 1, tp 1.
- Tubería de perforación 2, tp 2.
- Tubería pesada de perforación 1, Tw 1.
- Tubería pesada de perforación 2, Tw 2.
- Collar de perforación 1, C1.
- Collar de perforación 2, C2.

Muestra de cálculo para calcular la capacidad interna la tubería de perforación 1 de acuerdo a la ecuación 22:

$$\left(C_{int-t} \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft} \right)} = \left(\frac{(ID_{tp1})^2}{1029.4} \right)$$

Normalmente se deben usar cinco espacios decimales para las capacidades.

$$\left(C_{int-t} \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft} \right)} = \left(\frac{\left(3 \frac{3}{8} \right)^2}{1029.4} \right)$$

$$\left(C_{int-t} \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft} \right)} = 0,01107$$

Tabla 8 Capacidades de la sarta de perforación del pozo Yopal 3

CAPACIDADES EN TUBERIA	
Tubería	$\frac{Bls}{Ft}$
tp 1	0,01107

tp2	0,01084
tw1	0,00702
tw 2	0,00638
C 1	0,00492
C 2	0,00439

Capacidades anulares

En el diseño de este pozo hay ocho capacidades anulares:

- Entre la tubería de revestimiento 1 y la tubería de perforación 1, rev 1 – tp 1.
- Entre el revestimiento 2 y la tubería de perforación 2, rev 2 – tp 2.
- Entre el hueco abierto y la tubería de perforación 2, Ha – tp 2.
- Entre el hueco abierto y tubería pesada 1, Ha – tp 1.
- Entre el hueco abierto y tubería pesada 2, Ha – Tw 2.
- Entre el hueco abierto y collar de perforación 1, Ha – C 2.
- Entre el hueco abierto y collar de perforación 2, Ha – C 2.

Muestra de cálculo para capacidad anular entre el revestimiento 1 y la tubería de perforación, se calcula con la ecuación 28:

$$\left(\begin{matrix} C_{A-sección} \\ \text{entre rev1 - tp1} \end{matrix} \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)} = \left(\frac{(ID^2_{rev1} - OD^2_{tp1})}{1029.4} \right)$$

$$\left(\begin{matrix} C_{A-sección} \\ \text{entre rev1 - tp1} \end{matrix} \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)} = \left(\frac{(12,715^2 C_{sg1} - 4^2_{DP1})}{1029.4} \right)$$

$$\left(\begin{matrix} C_{A-sección} \\ \text{entre rev1 - tp1} \end{matrix} \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)} = (0,14151)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}$$

Tabla 9 Capacidades anulares del pozo Yopal 3

CAPACIDADES ANULARES	
SECCION ANULAR	$\frac{Bls}{Ft}$
rev 1 - tp 1	0,14151
rev 2 - tp 1	0,05900

rev 2 - tp 2	0,05900
Ha – tp 2	0,05464
Ha – tw 1	0,05051
Ha – tw 2	0,05051
Ha – C1	0,02914
Ha – C2	0,02914

2. A partir de las capacidades se calculan los volúmenes en tubería y los volúmenes anulares.

✓ **Volúmenes en la Sarta de perforación**

Para cada sección de tubería es posible determinar su volumen multiplicando su capacidad por la longitud de la sección.

A continuación se calcula el volumen en la tubería de perforación 1 con la ecuación 24, de acuerdo a su capacidad y la longitud de la tubería:

$$V_{tp\ 1} = \left(\frac{(ID_{tp\ 1})^2}{1029.4} \right) \times L_{tp\ 1}$$

$$(V_{tp\ 1})_{(BLS)} = 0,01107 \left(\frac{Bls}{Ft} \right) \times 6500_{(Ft)}$$

$$(V_{tp\ 1})_{(BLS)} = 71,92_{(Bls)}$$

Tabla 10 Volúmenes de la sarta de perforación de pozo Yopal 3

VOLUMENES EN TUBERÍA	
Tubería	Bls
tp 1	71,9244827
tp 2	34,2448961
tw 1	4,2098249
tw 2	3,57216582
C 1	2,06552361
C 2	0,70186516
Vol. Total	116,718758

✓ **Volúmenes anulares**

Muestra de cálculo para el volumen anular entre el revestimiento 1 y la tubería de perforación 1 utilizando la ecuación 34:

$$V_{A/rev\ 1-tp1} = \left(\frac{(ID^2 - ID^2)}{1029.4} \right) \times L_A$$

$$(V_{A/rev\ 1-tp1})_{(Bls)} = \left(cap\ entre\ rev\ 1-tp1 \right)_{\left(\frac{Bls}{Ft} \right)} \times \left(rev\ 1-tp1 \right)_{(Ft)}^{L_A}$$

$$(V_{A/rev\ 1-tp1})_{(Bls)} = (0,14151)_{\left(\frac{Bls}{Ft} \right)} \times 1200_{(Ft)}$$

$$(V_{A/rev\ 1-tp1})_{(Bls)} = (169,81)_{Bls}$$

Tabla 11 Volúmenes anulares de cada sección del pozo Yopal 3

VOLUMENES ANULARES	
SECCIÓN ANULAR	Bls
rev 1 - tp 1	169,81
rev 2 - tp 1	312,72
rev 2 - tp 2	29,50
Ha - tp 2	145,35
Ha - Tw 1	30,31
Ha - Tw 2	28,29
Ha - C 1	12,24
Ha - C 2	4,66
Vol. Total	732,88

3. Calcular la salida de la bomba.

Para matar el pozo se va a trabajar con la bomba 1.

Para una bomba triplex, la salida en barriles por embolada/golpes se calcula con la ecuación 13, con el diámetro de la camisa multiplicando por la longitud del golpe de la siguiente forma:

$$\left(\frac{Bls}{stk} \right)_{100\%} = (0,000243) * ((6)_{(in)})^2 * 16_{(in)}$$

$$\left(\frac{Bls}{stk}\right)_{100\%} = (0,105)_{\left(\frac{Bls}{Stk}\right)}$$

Como la bomba trabaja con una eficiencia del 95%, la salida real de la bomba es:

$$E_b = \left(\frac{Bls}{stk}\right)_{100\%} \times E_{\%}$$

Ec 45 Eficiencia de la bomba

Dónde:

$$E_b = \text{Eficiencia de la bomba, } \left(\frac{Bls}{stk}\right).$$

$$\left(\frac{Bls}{stk}\right)_{100\%} = \text{Salida de la bomba, } \left(\frac{Bls}{stk}\right).$$

$$E_{\%} = \text{porcentaje de eficiencia, } \%$$

Remplazando en la ecuación 45, se tiene:

$$\left(\frac{Bls}{stk}\right)_{95\%} = (0,105)_{\left(\frac{Bls}{Stk}\right)} * 0,95$$

$$\left(\frac{Bls}{stk}\right)_{95\%} = (0,09972)_{\left(\frac{Bls}{Stk}\right)}$$

4. Determinar el tipo de la surgencia, a partir de su densidad.

Lo primero que se debe hacer es calcular la longitud de la surgencia, en el espacio anular haciendo uso de la ecuación 36, con los datos obtenidos de la ganancia en tanques (se asume que la ganancia en tanques es igual al volumen de la surgencia y que está en fondo).

$$(L_S)_{(Ft)} = \frac{(G_T)_{(Bls)}}{\left(\left(\frac{Cap_A}{Ha - C_2}\right)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}\right)}$$

$$(L_S)_{(Ft)}_{(Ft)} = \frac{10_{(Bls)}}{(0,02914)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}}$$

$$(L_S)_{(Ft)}_{(Ft)} = 343,1_{(Ft)}$$

Como al hacer el cálculo de la longitud estimada de la surgencia entre el hueco abierto y el collar de perforación 2, este valor dio mayor que la longitud del collar

de perforación 2, entonces la surgencia ocupa todos los 160 ft del collar de perforación 2.

$$\left(\frac{L_S}{\text{entre } Ha - C 2} \right)_{(Ft)} = 160_{(Ft)}$$

El volumen que la surgencia ocupa en esta sección anular (Ha – C 2) es igual al volumen anular determinado anteriormente.

$$\left(\frac{V_S}{\text{entre } Ha - C 2} \right) = \left(\frac{V_a}{\text{entre } Ha - C 2} \right)$$

$$\left(\frac{V_S}{\text{entre } Ha - C 2} \right)_{(Bls)} = 4,66_{(Bls)}$$

El volumen remanente de la surgencia en la siguiente sección de espacio anular es:

$$\left(\frac{V_S}{\text{entre } Ha - C 1} \right)_{(Bls)} = 10_{(Bls)} - 4,66_{(Bls)}$$

$$\left(\frac{V_S}{\text{entre } Ha - C 1} \right)_{(Bls)} = 5,34_{(Bls)}$$

La longitud de la surgencia entre hueco abierto y el collar de perforación 1 se calcula de igual manera con la ecuación 36 es:

$$\left(\frac{L_S}{\text{entre } Ha - C 1} \right)_{(Ft)} = \frac{\left(\frac{V_S}{\text{entre } Ha - C 1} \right)_{(Bls)}}{\left(\frac{Cap_A}{(Ha - C 1)} \right)_{\left(\frac{Bls}{ft} \right)}}$$

$$\left(\frac{L_S}{\text{entre } Ha - C 1} \right)_{(Ft)} = \frac{5,34_{(Bls)}}{0,02914_{\left(\frac{Bls}{Ft} \right)}}$$

$$\left(\frac{L_S}{\text{entre } Ha - C 1} \right)_{(Ft)} = 183,1_{(Ft)}$$

Las dos longitudes calculadas se suman para obtener la longitud total de la surgencia:

$$(L_S)_{(Ft)} = (160 + 183,1)_{(Ft)}$$

$$(L_S)_{(Ft)} = (343,1)_{(Ft)}$$

Ahora con la longitud de la surgencia y con los datos de cierre de tubería y densidad de lodo es posible determinar la densidad de la surgencia, de acuerdo a la ecuación 37.

$$(D_s)_{(lpg)} = (D_f)_{(lpg)} - \left[\frac{(SICP - SIDPP)_{(psi)}}{0.052 * (L_s)_{(ft)}} \right]$$

$$(D_f)_{(lpg)} = (10,2)_{(lpg)} - \left[\frac{(350 - 200)_{psi}}{0.052 * 343,1_{ft}} \right]$$

$$(D_s)_{(lpg)} = (1,79)_{(lpg)}$$

Como el valor de la densidad de la surgencia es menor a 2,5 lpg, se puede determinar que se trata de una surgencia de gas.

5. Calcular el peso de lodo para matar hasta zona de surgencia, es decir la densidad de control con la ecuación 43.

$$(D_{f-c})_{(lpg)} = \frac{SIDPP}{(0.052 * TVD_{surg})} + (D_{(f)})$$

$$(D_{f-c})_{(lpg)} = \frac{200_{(psi)}}{(0.052 * (11400)_{(ft)})} + 10,2_{(lpg)}$$

$$(D_{f-c})_{(lpg)} = 10,53_{(lpg)}$$

$$(D_{f-c})_{(lpg)} = 10,6_{(lpg)}$$

Para la densidad del fluido de matar el pozo, su densidad se aproxima a la siguiente cifra decimal.

6. Calcular la presión inicial de circulación y la presión final de circulación.

✓ **Presión Inicial de Circulación (ICP)**

Para poder determinar la ICP, es necesario saber la presión lenta de bombeo con la que se va a matar el pozo. Se sabe que la velocidad lenta de bombeo para este fin es de 20 stk/min y la presión de la bomba #1 a esta velocidad es de 470 psi, a continuación se procede a calcular la ICP con la ecuación 10.

$$(ICP)_{(psi)} = (SIDPP + KRP)_{(psi)}$$

$$(ICP)_{(psi)} = (200 + 470)_{(psi)}$$

$$(ICP)_{(psi)} = 670_{(psi)}$$

- ✓ **Presión Final de Circulación (FCP) se obtiene con la ecuación 11.**

$$(FCP)_{(psi)} = (KRP)_{(psi)} \times \frac{(D_f)_{(lpg)}}{(MWI)_{(lpg)}}$$

$$(FCP)_{(psi)} = 470_{(psi)} \times \frac{10,2_{(lpg)}}{10,6_{(lpg)}}$$

$$(FCP)_{(psi)} = 488,4_{(psi)}$$

7. Calcular los golpes de la bomba, de superficie a broca, de broca a superficie y los golpes totales.

- ✓ **Golpes de superficie a broca de acuerdo de las ecuación 18.**

$$(G_b)_{(stk)} = \frac{4,5_{Bls} + 116,72_{Bls}}{(0,09972)_{(Bls/Stk)}}$$

$$(G_b)_{(stk)} = 1215,6_{(stk)}$$

Como los golpes no son completos, el número de golpes de aproxima al siguiente valor entero.

$$(G_b)_{(stk)} = = 1216_{(stk)}$$

- ✓ **Golpes de broca a superficie se obtiene haciendo uso de la ecuación 19:**

$$(G_b)_{(stk)} = = \frac{V_A(Bls)}{S_b(Bls/Stk)}$$

$$(G_b)_{(stk)} = = \frac{732,88_{(Bls)}}{0,09972_{\left(\frac{Bls}{Stk}\right)}}$$

$$(G_b)_{(stk)} = = 7349_{stk}$$

- ✓ **Golpes Totales se obtienen sumando golpes de subida y bajada de acuerdo a la ecuación 18 y 19.**

$$(G_T)_{(stk)} = G_b + G_s$$

$$(G_T)_{(stk)} = (1216 + 7349)_{stk}$$

$$(G_T)_{(stk)} = 8565_{(stk)}$$

Estos son los golpes o golpes que debe dar la bomba para circular el fluido desde superficie a superficie.

8. Generar el cuadro de Golpe de la bomba (de superficie a broca) vs la presión teórica de la tubería de perforación.

Se sabe que la presión en la tubería de perforación debe variar desde la ICP hasta la FCP. Cuando la bomba alcanza la velocidad de la tasa de control, la presión en este momento debe ser la ICP.

Se debe dividir en 10 etapas los golpes de superficie a broca, a medida que el fluido va circulando por la tubería de perforación. La presión también se debe programar para que varié en 10 etapas.

- ✓ **Golpes por etapas**

$$(G_e)_{(stk)} = \frac{(G_b)_{(stk)}}{10}$$

Ec 46 Golpes por etapa

Dónde:

$G_e = G$ olpes por etapa, stk .

Haciendo uso de la ecuación 46, se tiene que los golpes por etapa dividiendo entre 10, los golpes de bajada.

$$(G_e)_{(stk)} = \frac{(1216)_{(stk)}}{10}$$

$$(G_e)_{(stk)} = 121,6_{(stk)}$$

✓ **Presión por etapa**

$$(psi_e)_{(psi)} = \frac{ICP - FCP}{10}$$

Ec 47 Presión por etapa

Dónde:

psi_e = *psi por etapa, psi.*

Reemplazando en la ecuación 47 se tiene obtiene la presión en cada etapa:

$$psi_e (psi) = \frac{(670 - 488,4)_{(psi)}}{10}$$

$$psi_e (psi) = 18,16_{(psi)}$$

Tabla 12 Programa de cuadro de presiones para matar el pozo Yopal 3

Golpes (stk)	Presión Teórica de la tubería de perforación (psi)	
0	670	ICP
121,6	651,84	
243,2	633,68	
364,8	615,52	
486,4	597,36	
608	579,2	
729,6	561,04	
851,2	542,88	
972,8	524,72	
1094,4	506,56	
1216	488,4	FCP

Valoración interna de un punto en el anular

Ejercicio 2

A medida que la surgencia viaja por el anular se debe conocer la presión del tope del influjo, para no exceder la presión de integridad en el zapato del revestimiento y no tener problemas posteriores.

El siguiente es un ejercicio de muestra, para valorar los datos de la presiones en el pozo, a medida que se circula la surgencia y se mata el pozo. Todos los datos usados corresponden al ejercicio desarrollado en este capítulo.

Lo más conveniente para poder apreciar la variación de la presión detalladamente, es dividir los golpes de superficie a broca en 20 pasos.

Tabla 13 Golpes necesarios para circular el fluido de control del pozo Yopal 3

GOLPES DE LA BOMBA		
Golpe de bajada G_b	1216	stk
Golpe de subida G_s	7349	stk
Golpe Totales G_T	8565	stk

La tabla 13 presenta los golpes que tiene que dar la bomba, para circular el fluido de control.

$$(G_p)_{(stk)} = \frac{G_b(stk)}{20}$$

Ec 48 Golpes por paso

Dónde:

$G_p =$ Golpes por paso, *stk*.

Reemplazando en la ecuación 48, se obtendrá dividiendo los golpes originales de bajada.

$$(G_p)_{(stk)} = \frac{1216(stk)}{20}$$

$$(G_p)_{(stk)} = 60,8 (stk)$$

Al igual que los golpes, la presión de circulación, desde la inicial hasta la final, y el volumen de lodo bombeado por paso, también se deben dividir en 20 pasos.

Distribución de presión

$$(psi_p)_{(psi)} = \frac{ICP - FCP}{20}$$

Ec 49 Distribución de presión

Dónde:

(psi_p) = Distribución de presión, psi.

Reemplazando en la ecuación 49, se obtendrá la presión necesaria para bombear el fluido.

$$(psi_p)_{(psi)} = \frac{670 - 488}{20}$$

$$(psi_p)_{(psi)} = 9,1_{(psi)}$$

Lodo bombeado por paso

$$(V_p)_{(Bls)} = \frac{(V_b)_{(Bls)}}{20}$$

Ec 50 Lodo bombeado por paso

Dónde:

V_p = Volumen por paso, Bls.

Reemplazando en la ecuación 50, se tendrá el volumen que se debe bombear en cada paso dividiendo el volumen de bajada se tiene:

$$(V_p)_{(Bls)} = \frac{116,72_{(Bls)}}{20}$$

$$(V_p)_{(Bls)} = 5,84_{(Bls)}$$

Tabla 14 Programa de presiones del pozo Yopal 3

Golpes (stk)	Presión Teórica de la tubería de control (psi)	Volumen de fluido de control bombeado (Bls)	
0	670	ICP	0
60,8	660,92		5,8359
121,6	651,84		11,6719

182,4	642,76		17,5078
243,2	633,68		23,3438
304	624,6		29,1797
364,8	615,52		35,0156
425,6	606,44		40,8516
486,4	597,36		46,6875
547,2	588,28		52,5234
608	579,2		58,3594
668,8	570,12		64,1953
729,6	561,04		70,0313
790,4	551,96		75,8672
851,2	542,88		81,7031
912	533,8		87,5391
972,8	524,72		93,3750
1033,6	515,64		99,2109
1094,4	506,56		105,0469
1155,2	497,48		110,8828
1216	488,4	FCP	116,7188

Para desarrollar este ejercicio, lo primero que se debe hacer es determinar la presión de control del pozo, la cual se va a tener como referencia para matar el pozo y será la presión de fondo que se debe mantener constante.

Para este ejercicio se va a tener un factor de seguridad de 0,2 lpg para asegurar que cuando se esté circulando la surgencia, la presión de fondo sea mayor que la presión de formación y no ocurra un influjo adicional.

$$(P_{Control} = P_{fondo\ cte.} = P_{formación} + P_{factor\ de\ seguridad})_{(psi)}$$

La presión de formación es la siguiente:

$$(P_{formación})_{(psi)} = (P_{Hidrostática\ Lodo} + SIDPP)_{(psi)}$$

$$(P_{formación})_{(psi)} = ((10,2 * 0,052 * 11400) + 200)_{(psi)}$$

$$(P_{formación})_{(psi)} = 6246,6_{(psi)}$$

De esta manera:

$$P_C = 6246,6 + (0,2 * 0,052 * 11400)$$

$$P_C = 6365,1_{(psi)}$$

A medida que se bombea el fluido de control y este llega a la broca, se desplaza el lodo viejo del interior de la sarta de perforación y la surgencia del anular comienza a subir. De este modo, se tiene que valorar el tope del lodo viejo en el anular (o base la surgencia), la presión de la base de la surgencia, el volumen de la surgencia de acuerdo a la Ley de Boyle, la longitud de la surgencia correspondiente a su volumen en cada paso, el tope de la surgencia en el anular y la presión en el tope de la surgencia.

Se realiza una muestra de cálculo con el primer paso de lodo bombeado (5,84 Bls) para calcular todos los parámetros mencionados.

Tabla 15 Volumen acumulado en las secciones anulares, para determinar la ubicación de la surgencia en el pozo Yopal 3

Volumen acumulado en el anular (Bls)	Sección Anular
4,66291043	Ha - C 2
16,9030503	Ha - C 1
45,1913736	Ha - Tw 2
75,5002914	Ha - Tw 1
220,851953	Ha - tp2
250,35341	rev 2 - tp2
563,068856	rev 2 - tp1
732,881824	rev 1 - tp1

De acuerdo a una tabla de volumen acumulado en las secciones anulares, se determina que la surgencia está en la sección anular Ha - C1.

Esto quiere decir que la longitud de la surgencia ocupa toda la longitud del collar de perforación 2 en el anular, es decir 160 ft, que corresponden a 4,66 Bls de lodo desplazado y los 1,18 Bls de lodo restante, el exterior en el anular del collar de perforación 1. Estos barriles equivalen a la siguiente longitud:

$$(L_{lv-a}) = \frac{V_{sec-a}}{Cap_{sec-a}}$$

Ec 51 Longitud de lodo viejo

Dónde:

$(L_{lv-a}) =$ Longitud de lodo viejo, Ft.

Reemplazando en la ecuación 51, volumen de la sección hueco abierto y el collar de perforación 1. Divido la capacidad de la misma sección.

$$\left(\frac{L_{lv-a}}{en\ Ha - C1} \right)_{(Ft)} = \frac{(V\ en\ Ha - C1)_{(Bls)}}{(Cap_{sec\ Ha - C1})_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}}$$

$$\left(\frac{L_{lv-a}}{en\ Ha - C1} \right)_{(Ft)} = \frac{1,18_{(Bls)}}{0,02914_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}}$$

$$\left(\frac{L_{lv-a}}{en\ Ha - C1} \right)_{(Ft)} = 40_{(Ft)}$$

Entonces el tope del lodo viejo en el anular, que es la misma base la surgencia, es:

$$T_{lv} = (L_{T-lv}) - (L_{d\ a-lb})$$

Ec 52 Tope de lodo viejo

Dónde:

T_{lv} = Tope del lodo viejo, Ft.

(L_{T-lv}) = Longitud anterior del tope del lodo viejo, Ft.

$(L_{d\ a-lb})$ = Longitud desplazada en el anular por el lodo bombeado, Ft.

Reemplazando en la ecuación 52 :

$$(T_{lv})_{(Ft)} = (11400 - (160 + 40))_{(Ft)}$$

$$(T_{lv})_{(Ft)} = 11200_{(Ft)}$$

Ahora se puede calcular la presión en la base de la surgencia por medio de la siguiente expresión:

$$P_{bs} = P_c - Ph_{d-s}$$

Ec 53 Presión base de la surgencia

Dónde:

P_{bs} = Presión base de la surgencia, psi.

P_c = Presión de control, psi.

Ph_{d-s} = Presión hidrostática de la columna de lodo debajode la surgencia, psi.

Reemplazando en la ecuación 53:

$$(P_{bs})_{(psi)} = (6365,1 - [10,2 * 0,052 * (11400 - 11200)])_{(psi)}$$

$$(P_{bs})_{(psi)} = 6259_{(psi)}$$

Aplicando la Ley de Boyle se puede calcular el volumen de la surgencia en cada punto del anular, conociendo la presión del influjo en dicho punto:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

Dónde:

$P_1 V_1$ = Condiciones iniciales de la burbuja de gas.

Presión 1	6365,1	Psi
Volumen 1	10	Bls

Así, es posible determinar el volumen de la surgencia cuando su presión es de 6259 Psi.

$$6365,1_{(psi)} * 10_{Bls} = 6259_{(psi)} * V_2$$

$$V_2 = 10,2_{(Bls)}$$

El volumen de la surgencia cuando se bombean 5,84 Bls de fluido de control, se expande de 10 Bls (Condiciones iniciales) a 10,2 Bls. Cuando la surgencia estaba en fondo con un volumen de 10 Bls su longitud era de 343,1 Ft; se necesita calcular la longitud de la surgencia cuando su volumen es de 10,2 Bls. Usando la ecuación 36, se tiene que:

$$(L_{s 10,2})_{(Ft)} = 343,1 + \left(\frac{(10,2 - 10)_{(Bls)}}{(0,029143)_{(Bls/Ft)}} \right)$$

$$(L_{s 10,2})_{(Ft)} = 349_{(Ft)}$$

Entonces el tope de la surgencia será:

$$T_s = T_{lv} - L_s$$

Ec 54 Tope de la surgencia

Dónde :

T_s = Tope de la surgencia, Ft.

$$(T_s)_{(Ft)} = (11200 - 349)_{(Ft)}$$

$$(T_s)_{(Ft)} = 10851_{(Ft)}$$

El tope de la surgencia es necesario conocerlo para saber la presión en este punto:

$$P_{T-s} = P_{bs} - P_{H-s}$$

Ec 55 Presión en el tope de la surgencia

Dónde:

P_{T-s} = Presión en el tope de la surgencia

P_{H-s} = Presión hidrostática de la surgencia, psi.

Reemplazando en la ecuación 55, La diferencia entre la presión en la base de la surgencia y la presión hidrostática en el mismo punto, se tiene:

Densidad de la surgencia



$$(P_{T-s})_{(psi)} = (6259 - (1,79 \times 0,052 \times 349))_{(psi)}$$

$$(P_{T-s})_{(psi)} = 6226,4_{(psi)}$$

Los datos en cada sección del anular, mientras el fluido de matar viaja hasta llegar a la broca, se consignaron en una tabla

Tabla 16 Información de las secciones anulares mientras el fluido de matar el pozo llega a la broca

Volumen de lodo para matar bombeado (Bl)	Tope del lodo nuevo anular (Ft)	Tope del lodo viejo Anular (Ft)	Presión base de la surgencia (psi)	volumen de la surgencia en el anular (Bl)	Longitud de la surgencia anular (Ft)	Tope de la surgencia (Ft)	Presión Tope de la surgencia (psi)
0,00	0	11400	6365,1	10,0	343,1	11057	6333,1
5,84	0	11200	6258,9	10,2	349,0	10851	6226,4
11,67	0	10999	6152,7	10,3	352,4	10647	6119,8
17,51	0	10884	6091,4	10,4	354,5	10529	6058,4
23,34	0	10768	6030,1	10,6	356,6	10412	5996,9
29,18	0	10653	5968,9	10,7	358,7	10294	5935,4

35,02	0	10537	5907,6	10,8	360,9	10176	5873,9
40,85	0	10422	5846,3	10,9	363,2	10059	5812,4
46,69	0	10306	5785,0	11,0	365,4	9941	5751,0
52,52	0	10191	5723,8	11,1	367,8	9823	5689,5
58,36	0	10075	5662,5	11,2	370,2	9705	5628,0
64,20	0	9960	5601,2	11,4	372,4	9587	5566,5
70,03	0	9844	5539,9	11,5	374,7	9469	5505,0
75,87	0	9737	5483,3	11,6	376,9	9361	5448,1
81,70	0	9631	5426,6	11,7	379,1	9252	5391,3
87,54	0	9524	5370,0	11,9	381,4	9142	5334,4
93,38	0	9417	5313,3	12,0	383,7	9033	5277,6
99,21	0	9310	5256,7	12,1	386,0	8924	5220,7
105,05	0	9203	5200,0	12,2	388,5	8815	5163,8
110,88	0	9097	5143,4	12,4	390,9	8706	5106,9
116,72	11400	8990	5086,8	12,5	393,4	8596	5050,1

Después que el fluido de matar llega a fondo, este comienza a invadir el espacio anular para continuar circulando la surgencia.

Para este ejercicio, los golpes de broca a superficie y el fluido necesarios, es decir los golpes de bajada para circular en el anular, se dividen en 100 pasos para observar mejor las presiones en el anular, haciendo uso de la ecuación 48.

$$(G_P)_{(stk)} = \frac{G_b}{100}$$

Reemplazando la ecuación 48, se tiene:

$$(G_P)_{(stk)} = \frac{7349_{(stk)}}{100}$$

$$(G_P)_{(stk)} = 73,49_{(stk)}$$

Para el volumen bombeado de igual manera se divide en 100, el volumen de bajada es decir el volumen interno de la tubería de perforación y las líneas de superficie, haciendo uso de la ecuación 27:

$$V_P = \frac{V_{int}}{100}$$

$$(V_P)_{(Bls)} = \frac{732,9_{(Bls)}}{100}$$

$$(V_P)_{(Bls)} = 7,33_{(Bls)}$$

Después que el fluido de matar llegue a fondo, la presión en la tubería de perforación se debe mantener constante. De esta forma, la presión observada mientras hasta que la surgencia sale del anular debe ser de igual a la presión final de circulación (FCP), es decir, 488,4 Psi.

Tabla 17 Variación de la presión mientras la surgencia sale del anular

Golpes (stk)	Presión Teórica de la tubería de perforación (psi)	Volumen de fluido de control bombeado (Bls)	
		FCP	
1216	488,4	FCP	116,72
1289,49	488,4		124,05
1362,98	488,4		131,38
1436,47	488,4		138,71
1509,96	488,4		146,03
1583,45	488,4		153,36
1656,94	488,4		160,69
1730,43	488,4		168,02
1803,92	488,4		175,35
1877,41	488,4		182,68

1950,9	488,4	190,01
2024,39	488,4	197,34
2097,88	488,4	204,66
2171,37	488,4	211,99
2244,86	488,4	219,32
2318,35	488,4	226,65
2391,84	488,4	233,98
2465,33	488,4	241,31
2538,82	488,4	248,64
2612,31	488,4	255,97
2685,8	488,4	263,30
2759,29	488,4	270,62
2832,78	488,4	277,95
2906,27	488,4	285,28
2979,76	488,4	292,61
3053,25	488,4	299,94
3126,74	488,4	307,27
3200,23	488,4	314,60
3273,72	488,4	321,93
3347,21	488,4	329,25
3420,7	488,4	336,58
3494,19	488,4	343,91
3567,68	488,4	351,24
3641,17	488,4	358,57
3714,66	488,4	365,90

3788,15	488,4	373,23
3861,64	488,4	380,56
3935,13	488,4	387,89
4008,62	488,4	395,21
4082,11	488,4	402,54
4155,6	488,4	409,87
4229,09	488,4	417,20
4302,58	488,4	424,53
4376,07	488,4	431,86
4449,56	488,4	439,19
4523,05	488,4	446,52
4596,54	488,4	453,84
4670,03	488,4	461,17
4743,52	488,4	468,50
4817,01	488,4	475,83
4890,5	488,4	483,16
4963,99	488,4	490,49
5037,48	488,4	497,82
5110,97	488,4	505,15
5184,46	488,4	512,47
5257,95	488,4	519,80
5331,44	488,4	527,13
5404,93	488,4	534,46
5478,42	488,4	541,79
5551,91	488,4	549,12

5625,4	488,4	556,45
5698,89	488,4	563,78
5772,38	488,4	571,11
5845,87	488,4	578,43
5919,36	488,4	585,76
5992,85	488,4	593,09
6066,34	488,4	600,42
6139,83	488,4	607,75
6213,32	488,4	615,08
6286,81	488,4	622,41
6360,3	488,4	629,74
6433,79	488,4	637,06
6507,28	488,4	644,39
6580,77	488,4	651,72
6654,26	488,4	659,05
6727,75	488,4	666,38
6801,24	488,4	673,71
6874,73	488,4	681,04
6948,22	488,4	688,37
7021,71	488,4	695,70
7095,2	488,4	703,02
7168,69	488,4	710,35
7242,18	488,4	717,68
7315,67	488,4	725,01
7389,16	488,4	732,34

7462,65	488,4	739,67
7536,14	488,4	747,00
7609,63	488,4	754,33
7683,12	488,4	761,65
7756,61	488,4	768,98
7830,1	488,4	776,31
7903,59	488,4	783,64
7977,08	488,4	790,97
8050,57	488,4	798,30
8124,06	488,4	805,63
8197,55	488,4	812,96
8271,04	488,4	820,29
8344,53	488,4	827,61
8418,02	488,4	834,94
8491,51	488,4	842,27
8565	488,4	849,60

Para llevar a cabo una muestra de cálculo, se tendrán en cuenta los datos una vez que el lodo nuevo o más pesado llegue a fondo.

Tabla 18 Información de pozo una vez el fluido de matar ha llegado a fondo

Volumen de fluido de control bombeado (BlS)	Tope del lodo nuevo anular (Ft)	Tope del lodo viejo Anular (Ft)	Presión base de la surgencia (psi)	volumen de la surgencia en el anular (BlS)	Longitud surgencia anular (Ft)	Tope de la surgencia (Ft)	Presión Tope de la surgencia (psi)
116,72	11400	8990	5086,8	12,5	393,4	8596	5050,1

A partir de este momento se debe determinar el tope del lodo viejo que estaba en el pozo y el tope del lodo nuevo (el fluido de control), en el anular. Se bombean 7,33 Bls en superficie correspondientes al primer paso de los 100, en los que se dividió el volumen anular.

Tabla 19 Volumen acumulado en cada sección del anular

Volumen acumulado en el anular (Bls)	Sección Anular
4,66291043	Ha - C 2
16,9030503	Ha - C 1
45,1913736	Ha - Tw 2
75,5002914	Ha - Tw 1
220,851953	Ha - tp 2
250,35341	rev 2 - tp2
563,068856	rev 2 - tp1
732,881824	rev 1 - tp1

Cuando solamente 7,33 Bls del lodo nuevo han invadido el espacio anular, el tope del lodo nuevo se encuentra en la sección anular Ha - C 1.

Cuando se han bombeado 116,72 Bls de lodo + 7,33 Bls, el tope del lodo viejo se encuentra en la sección anular Ha-tp2.

Tope de lodo viejo

$$(L_{d\ a-lb})_{(Ft)} = \frac{(V_{f-b})}{Cap_{sec-a}}$$

Ec 56 Longitud desplazada en el anular por el fluido bombeado

Dónde:

$(L_{d\ a-lb})$ = Longitud desplazada en el anular por el lodo bombeado, Ft.

(V_{f-b}) = Volumen de fluido bombeado, Bls.

$$(L_{d\ a-lb})_{(Ft)} = \frac{(V_{f-b})_{(Bls)}}{(Cap_{sec-a} \ Ha - tp\ 2)_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}}$$

Reemplazando la ecuación 56, se obtiene la longitud que el fluido bombeado a desplazado en la sección anular de hueco abierto y tubería de perforación 2:

$$(L_{d\ a-lb})_{(Ft)} = \frac{(7,33)_{(Bls)}}{0,05464_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}}$$

$$(L_{d\ a-lb})_{(Ft)} = 134_{(Ft)}$$

Entonces para saber el tope viejo se usó de la ecuación 52 se tiene:

$$T_{lv} = (L_{T-lv}) - (L_{d\ a-lb})$$

Remplazando:

$$(T_{lv})_{(Ft)} = (8990 - 134)_{(Ft)}$$

$$(T_{lv})_{(Ft)} = 8856_{(Ft)}$$

El tope del lodo nuevo será:

Se calcula de nuevo la longitud desplazada en el anular por el lodo bombeado, recordando la ecuación 56.

$$(L_{d\ a-lb})_{(Ft)} = \frac{7,33_{(Ft)}}{0,02914 \left(\frac{Bls}{Ft}\right)}$$

$$(L_{d\ a-lb})_{(Ft)} = 251\ Ft$$

El tope del lodo nuevo:

$$T_{l-N} = (T_{lv}) - (L_{d\ a-lb})$$

$$(T_{l-N})_{(Ft)} = (11400 - 251)_{(Ft)}$$

$$(T_{l-N})_{(Ft)} = (11149)_{(Ft)}$$

Ahora se procede hallar la presión en la base de la surgencia recordando la ecuación 53, ya que el lodo nuevo invadió el anular. Está determinada por la hidrostática del lodo nuevo y la del lodo viejo, por lo cual hay que tener en cuenta y modificar la ecuación.53

$$P_{bs} = P_c - Ph_{d-s}$$

La ecuación 57, presenta la nueva ecuación de presión base de la surgencia:

$$P_{bs-lN} = P_c - Ph_{lv} - Ph_{l-N}$$

Ec 57 Presión base de la surgencia con lodo nuevo

Dónde:

P_{bs-lN} = Presión base de la surgencia con lodo nuevo, psi.

Ph_{lv} = Presión hidrostática del lodo viejo, psi.

Ph_{l-N} = Presión hidrostática del lodo nuevo, psi.

Reemplazando la ecuación 57 se tiene:

$$(P_{bs-lN})_{(psi)} = \left(\begin{array}{l} 6365,1 - (0,052 * 10,2 * (11146 - 8856)) \\ - (0,052 * 10,6 * (11400 - 11149)) \end{array} \right)_{(psi)}$$

$$(P_{bs-lN})_{(psi)} = 5010_{(psi)}$$

Ahora se puede calcular el volumen de la surgencia, aplicando la Ley de Boyle.

$$P_{Cond.Iniciales} V_{Cond.Iniciales} = P_{Base de la surgencia} V_{Surgencia}$$

$$6365,1_{(psi)} \times 10_{(Bls)} = 5010_{(psi)} \times V_{Surgencia}$$

$$V_{Surgencia} = 12,7_{(Bls)}$$

El tope de la surgencia aún se encuentra en la sección anular Ha – tp 2 y su longitud se calcula con la ecuación 36 de la siguiente forma:

$$(L_{s con 12,7})_{(Bls)} = 393,4_{(Ft)} + \left(\frac{(12,7 - 12,5)_{(Bls)}}{0,05464_{\left(\frac{Bls}{Ft}\right)}} \right)$$

$$(L_{s con 12,7})_{(Ft)} = 396,9_{(Ft)}$$

Entonces el tope de la surgencia se calcula con la ecuación 54, de la siguiente manera:

$$(T_s)_{(Ft)} = (8856 - 397)_{(Ft)}$$

$$(T_s)_{(Ft)} = 8459_{(Ft)}$$

La presión en el tope de la surgencia se calcula haciendo uso de la ecuación 55:

$$(P_{T-s})_{(psi)} = 5010_{(psi)} - (0,052 * 1,79 * (8856 - 8459))_{(psi)}$$

$$(P_{T-s})_{(psi)} = 4973_{(psi)}$$

Los datos de presiones y topes mientras la surgencia es evacuada y el fluido de control circula de fondo a superficie, se presentan en una tabla:

Tabla 20 Información del pozo Yopal 3, mientras la surgencia es evacuada con el fluido de control

Volumen de fluido de control bombeado (Bls)	Tope del lodo viejo Anular (Ft)	Presión base de la surgencia (psi)	volumen de la surgencia en el anular (Bls)	Longitud surgencia anular (Ft)	Tope de la surgencia (Ft)	Presión Tope de la surgencia (psi)
116,72	8990	5086,8	12,5	393,4	8596	5050,1
124,05	8856	5010,4	12,7	396,9	8459	4973,4
131,38	8722	4934,0	12,9	400,5	8321	4896,7
138,71	8587	4859,9	13,1	404,1	8183	4822,2
146,03	8453	4785,7	13,3	407,8	8045	4747,7
153,36	8319	4711,6	13,5	411,7	7908	4673,2
160,69	8185	4637,4	13,7	415,6	7769	4598,6
168,02	8051	4563,2	13,9	419,7	7631	4524,1
175,35	7917	4489,1	14,2	423,9	7493	4449,6
182,68	7783	4414,9	14,4	428,3	7354	4375,0
190,01	7649	4340,8	14,7	432,8	7216	4300,4
197,34	7514	4266,8	14,9	437,4	7077	4226,1
204,66	7380	4192,9	15,2	442,3	6938	4151,7
211,99	7246	4119,0	15,5	446,9	6799	4077,3
219,32	7112	4045,1	15,7	451,7	6660	4002,9
226,65	6988	3976,4	16,0	456,3	6522	3933,8
233,98	6864	3907,7	16,3	461,0	6403	3864,7
241,31	6739	3839,1	16,6	466,0	6274	3795,6
248,64	6615	3770,4	16,9	471,1	6144	3726,4
255,97	6491	3701,7	17,2	476,4	6015	3657,3
263,30	6367	3633,0	17,5	481,9	5885	3588,1
270,62	6243	3564,4	17,9	487,6	5755	3518,9
277,95	6118	3495,7	18,2	493,6	5625	3449,7
285,28	5994	3427,0	18,6	499,8	5494	3380,4
292,61	5870	3358,4	19,0	506,2	5364	3311,1
299,94	5746	3289,7	19,3	512,9	5233	3241,9
307,27	5622	3221,0	19,8	519,9	5102	3172,5

314,60	5497	3152,3	20,2	527,2	4970	3103,2
321,93	5373	3083,7	20,6	534,8	4838	3033,8
329,25	5249	3015,0	21,1	542,8	4706	2964,4
336,58	5125	2946,3	21,6	551,1	4574	2894,9
343,91	5001	2877,9	22,1	559,8	4441	2825,7
351,24	4876	2809,4	22,7	569,0	4307	2756,3
358,57	4752	2740,9	23,2	578,6	4174	2687,0
365,90	4628	2672,5	23,8	588,6	4039	2617,6
373,23	4504	2604,0	24,4	599,3	3904	2548,1
380,56	4379	2535,5	25,1	610,4	3769	2478,6
387,89	4255	2467,1	25,8	622,2	3633	2409,0
395,21	4131	2398,6	26,5	634,7	3496	2339,4
402,54	4007	2330,1	27,3	647,9	3359	2269,7
409,87	3883	2261,7	28,1	662,0	3221	2199,9
417,20	3758	2193,2	29,0	676,8	3082	2130,1
424,53	3634	2124,7	30,0	692,7	2942	2060,1
431,86	3510	2056,3	31,0	709,6	2800	1990,1
439,19	3386	1987,8	32,0	727,7	2658	1920,0
446,52	3262	1919,3	33,2	747,0	2515	1849,7
453,84	3137	1850,9	34,4	767,8	2370	1779,3
461,17	3013	1782,4	35,7	790,2	2223	1708,7
468,50	2889	1714,0	37,1	814,4	2075	1638,0
475,83	2765	1645,5	38,7	840,6	1924	1567,1
483,16	2641	1577,0	40,4	869,0	1771	1496,0
490,49	2516	1508,6	42,2	900,1	1616	1424,6
497,82	2392	1440,1	44,2	934,1	1458	1353,0
505,15	2268	1371,6	46,4	971,5	1296	1281,0
512,47	2144	1303,2	48,8	1012,8	1131	1208,7
519,80	2019	1234,7	51,6	1031,9	988	1138,5
527,13	1895	1166,2	54,6	1053,3	842	1068,0
534,46	1771	1097,8	58,0	1077,4	694	997,3
541,79	1647	1029,3	61,8	1104,6	542	926,3
549,12	1523	960,8	66,2	1135,8	387	854,9
556,45	1398	892,4	71,3	1171,7	227	783,1
563,78	1347	862,3	64,0	1119,9	0	757,9
571,11	1295	832,3	56,7	1068,1	0	732,7
578,43	1243	802,2	49,3	1016,3	0	707,4
585,76	1191	772,2	42,0	964,5	0	682,2
593,09	1139	742,1	34,7	912,7	0	657,0
600,42	1088	712,1	27,4	860,9	0	631,8

607,75	1036	682,0	20,0	809,2	0	606,5
615,08	984	651,9	12,7	757,4	0	581,3
622,41	932	621,9	5,4	705,6	0	556,1
629,74	881	591,8	0,0	667,6	0	529,6
637,06	829	561,8	0,0	615,8	0	504,4
644,39	777	531,7	0,0	564,1	0	479,1
651,72	725	501,7	0,0	512,3	0	453,9
659,05	673	471,6	0,0	460,5	0	428,7
666,38	622	441,6	0,0	408,7	0	403,5
673,71	570	411,5	0,0	356,9	0	378,2
681,04	518	383,0	0,0	305,1	0	354,5
688,37	466	354,4	0,0	253,3	0	330,8
695,70	414	325,9	0,0	201,5	0	307,1
703,02	363	297,3	0,0	149,7	0	283,4
710,35	311	268,8	0,0	97,9	0	259,7
717,68	259	240,2	0,0	46,2	0	235,9
725,01	207	211,7	0,0	0,0	0	0,0
732,34	155	183,2	0,0	0,0	0	0,0
739,67	104	154,6	0,0	0,0	0	0,0
747,00	52	126,1	0,0	0,0	0	0,0
754,33	0	97,5	0,0	0,0	0	0,0
761,65	0	96,4	0,0	0,0	0	0,0
768,98	0	95,3	0,0	0,0	0	0,0
776,31	0	94,2	0,0	0,0	0	0,0
783,64	0	93,2	0,0	0,0	0	0,0
790,97	0	92,1	0,0	0,0	0	0,0
798,30	0	91,0	0,0	0,0	0	0,0
805,63	0	89,9	0,0	0,0	0	0,0
812,96	0	88,9	0,0	0,0	0	0,0
820,29	0	87,8	0,0	0,0	0	0,0
827,61	0	86,7	0,0	0,0	0	0,0
834,94	0	85,6	0,0	0,0	0	0,0
842,27	0	84,5	0,0	0,0	0	0,0
849,60	0	83,5	0,0	0,0	0	0,0

Se deben hacer algunos ajustes a medida que la surgencia comienza a llegar a la superficie para que no existan valores negativos.

El gradiente de fractura de la prueba de integridad, determinó que el gradiente de fractura en la zapata del revestimiento era de $0,66 \left(\frac{\text{Psi}}{\text{Ft}}\right)$. De esta manera la presión de integridad se calcula recordando la ecuación 7.

:

$$P_{(p)} = (D_{est} - (D_{fp})_{(tpg)}) \times TVD \times \left(\frac{\text{Factor de conversión}}{\text{conversión}}\right)$$

Recordando que el gradiente de fractura en la zapata se tiene, la ecuación 7 se simplificara de la siguiente manera.

$$(P_p)_{(psi)} = 0,66 \left(\frac{\text{Psi}}{\text{Ft}}\right) * 8200_{(Ft)}$$

$$(P_p)_{(psi)} = (5412)_{(Psi)}$$

Si se observan los datos de presión en el tope de la surgencia cuando está a 8200 Ft, la presión es aproximadamente 4800 Psi, por lo cual se tiene un buen margen de seguridad para circular la surgencia, pues este valor es inferior a la presión de integridad en la zapata.

En la práctica, el fluido para controlar el pozo se debe circular aproximadamente de 1,2 a 1,3 veces, para asegurarse de que toda la surgencia salga del pozo.

CAPITULO 5 EQUIPOS DE SUPERFICIE DE CONTROL DE POZOS

El objetivo principal de los sistemas de control es mantener aislados los fluidos de formación del pozo, según (Instituto Técnico del petróleo, 2010) “suministrando medios para la adición de fluidos de control, para la remoción controlada de aquellos fluidos no deseados” (Pág. 100).

5.1 PREVETORA DE REVENTONES

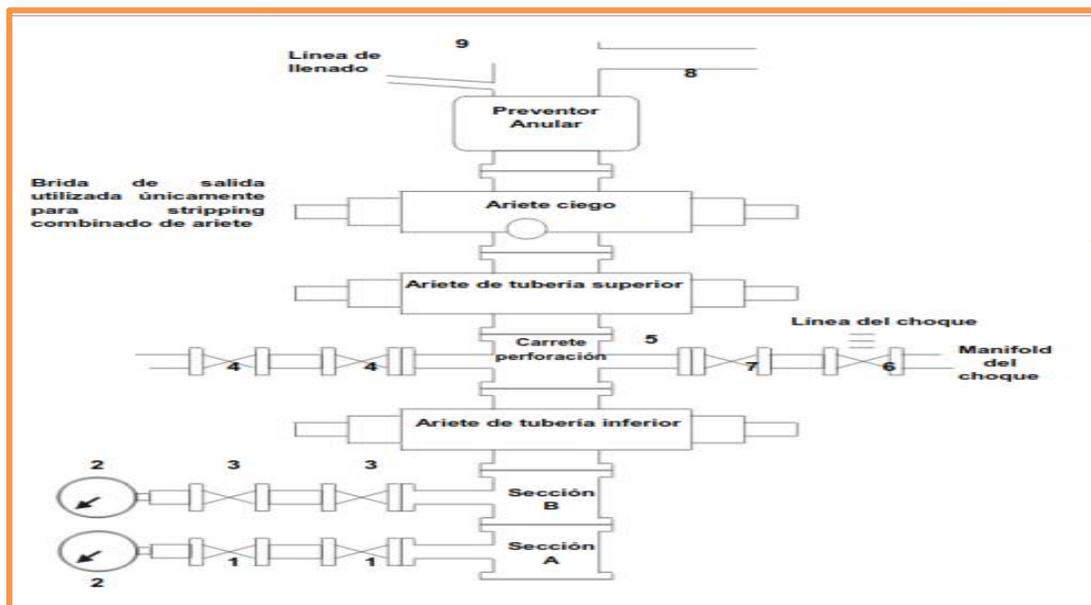


Figura 29. Configuración del conjunto de preventores. Fuente: (Randy Smith, 2011, pág. 198)

El conjunto más importante de medios para controlar un pozo es la columna de preventores de reventones comúnmente conocido por sus siglas en ingles B.O.P. (Blow Out Preventor). La cual está constituida por una serie de válvulas hidráulicas de gran tamaño que se clasifican de acuerdo a las presiones y al diámetro de trabajo.

RWP: La máxima presión interna para la cual fue diseñada y que puede contener. (Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 100)

La clasificación de los equipos de preventores está basada principalmente en la rata de presión de trabajo y el número de componentes. Para elegir el RWP del preventor se debe calcular el MASP

Cada BOP debe tener lo que a continuación se menciona:

- El preventor anular puede tener un RWP menor que los arietes de acuerdo a el **Instituto Americano del Petróleo - API (American Petroleum Institute) estándar 53 6.1.2.6).**
- Como mínimo una presión de trabajo igual a la máxima presión de superficie anticipada (MAASP), (**API Standard 53 6.1.1.1).**

Los códigos de componentes recomendados, para la designación de los arreglos para preventores de reventones, son los siguientes según al boletín API RP53:

G = cabeza rotatoria

A = BOP tipo anular

R = BOP tipo ariete sencillo con un conjunto de ariete de tubo, bien sea vacíos o para tubería, según prefiera el operador.

Rd = BOP de tipo doble ariete con dos juegos de arietes, posicionados según la preferencia del operador.

Rt = BOP de triple ariete con tres juegos de arietes, posicionados según la preferencia del operador.

CH = conector a control remoto que conecta el cabezal del pozo o los preventores unos con otros.

CL = conector de baja presión a control remoto que conectar el con el conjunto de BOP.

S = carrete de perforación con conexión de salida lateral para las líneas de estrangulador y de matar.

M = presión de trabajo de 1000 psi.

(WCS Well Control School, 2003, pág. 227)

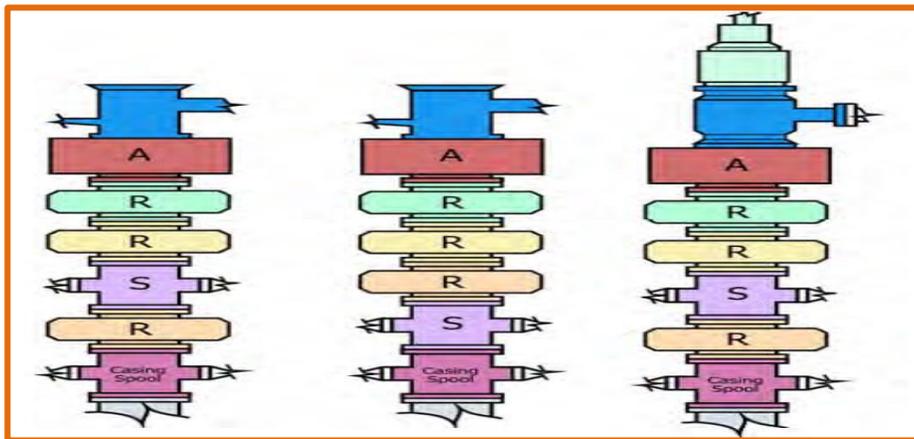


Figura 30. Sistemas de equipos de prevención de API RP53. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 227)

1)15M-7-1/6” RSRRA, 2).10M-13.5/8” RSRRA, 3).5M-18-3/4” RRRRAA.

El segundo arreglo anterior, estará clasificado para una presión de trabajo de 10000 psi, tendrá un diámetro de 13 5/8” pulgadas. Se recomienda un juego a modo de “aríetes de seguridad” por debajo de la salida de la línea del estrangulador, para aislar el agujero del pozo en caso de una fuga de superficie. No durante la circulación.

Tabla 21 Designación de preventora de reventones (*Instituto Técnico del petróleo, 2010*)

Clase	RWP (Psi)	Descripción
VI	20.000	2 anulares + 4 aríetes
V	15.000	1 anular + 4 aríetes
IV	10.000	Mínimo 1 aríetes ciego/ciego de corte de tubería + 1 preventor anular/aríete.
III	5.000	1 aríete de corte/Ciego + 1 aríete de tubería + 1 anular
II	3.000	1 set de aríetes ciegos/ciegos de corte, + 1 aríete anular de menor presión de trabajo

Para describir los componentes de una BOP, siempre se debe iniciar desde la pieza más inferior de cabeza de pozo hacia arriba, de la siguiente manera se pueden reconocer.

5.1.1 BOP anular

Los preventores anulares llamados comúnmente bolsas o preventores esféricos, debido a que están constituidos por una masa de forma circular de caucho, los cuales tienen dentro de su cuerpo o adheridos insertos de acero permitiendo la flexibilidad para producir sello de cierre alrededor de la tubería y la pared del pozo o hueco abierto. De igual manera por un pistón, un cuerpo y una tapa. Al bombear el fluido hidráulico hacia la cámara de cierre, se forzará el pistón hacia arriba o hacia delante produciendo una contracción hacia dentro. Este tipo de preventores cuenta con una energía

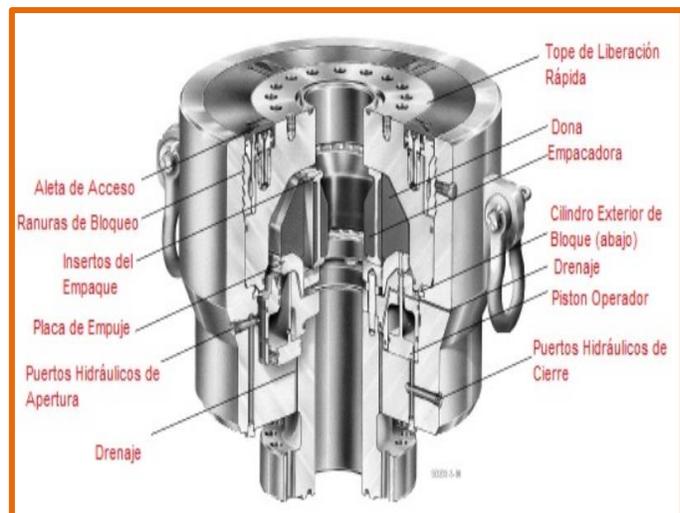


Figura 31. Partes del preventor de reventones anular, Cameron DL. Fuente: (*Cameron, 2017*)

suministrada por la presión del pozo, que empuja hacia arriba creando un sello adicional.

Según (WCS Well Control School, 2003, pág. 29) “La mayoría de los preventores anulares tienen un diseño para una máxima presión de cierre recomendada de 1500 psi, no obstante, muchos BOP tienen una cámara de presión máxima de 3000 psi” (Pág. 106). Esto depende principalmente del diámetro exterior de la tubería (OD) y el tamaño del hueco. Por lo general la presión regulada de un anular para mover tubería, debe estar por el rango de los 500 – 800 psi.

Hay tres fábricas reconocidas hoy en día con “variedad de aplicaciones, diferentes modelos y compuestos para funcionar con distintos fluidos, temperaturas y ambientes de trabajo” (Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 105).

Hydril	Shaffer	Cameron Cooper
<ul style="list-style-type: none"> • Modelo GX • Modelo GK • Modelo GL • Modelo MSP 	<ul style="list-style-type: none"> • Shaffer Spherical 	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo D • Tipo DL

La mayoría de los preventores anulares modernos cierran alrededor de la junta, los collares, la tubería de perforación, la sarta de trabajo, la tubería, las líneas de cables o, en una emergencia, el pozo abierto.

Según **API Standard 53** “los empaques de nitrilo que cumplan con otros requerimientos, pueden ser apropiados para servicios con H₂S”.

Conexiones

Deben cumplir con los requisitos **API Q1 y API 6^a Y 16A** aplicables.

5.1.2 Carrete

La función principal de este elemento es proporcionar un espacio entre componentes de perforación a través de conexiones de igual medida, especialmente con preventores de tipo ariete. “Permitiendo realizar operaciones bajo presión, operaciones de corte y colgar” (Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 119) .

Por esta razón el diámetro vertical del agujero será el mismo diámetro interior del equipo que se va a conectar y de igual manera debe tener un RWP mayor o igual al RWP del equipo conectado.



Figura 32. Espaciador- Carrete.
Fuente: (Elite Energy Services, 2018)

5.1.3 Carrete de perforación

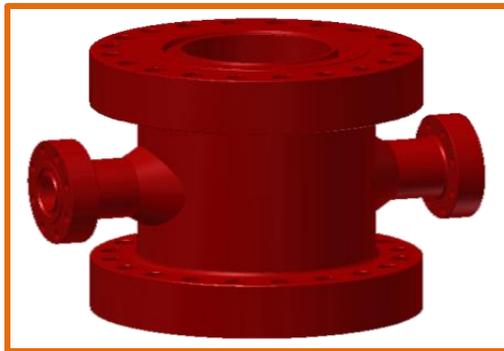


Figura 33. Carrete de perforación.
Fuente: (Elite Energy Services, 2018)

El carrete se conecta por medio de bridas o cavidades entre equipos BOP, para reducir el número de conexiones, al ubicarse por debajo de este. El equipo proporciona dos salidas laterales tipo ariete, que pueden conectarse a la línea de choque y a la línea de matar, costando menos trabajo reemplazar y también a que agrega altura adicional, siendo capaz de cerrar la tubería

Se debe verificar regularmente y limpiar regularmente el carrete de perforación y la válvula de liberación de presión HCR. Se debe tener dos válvulas después del BOP y una de ellas operada manualmente **API estándar 53 6.2.2.7.**

Según (Instituto Técnico del petróleo, 2010) “Arreglos de presión nominal de 3.000 y 5.000 psi, las dos salidas laterales serán no menores a 2 pulgadas de diámetro nominal” (Pág 119). Para arreglos por encima de 5.000 psi y mayores, las dos salidas laterales de 2 y 3 pulgadas de diámetro nominal.

5.1.4 Cabezales / BOP Rotativas

Los cabezales rotativos permiten que la sarta rote debajo de ella, permitiendo operaciones en desbalance (con insuficiente presión hidrostática), De esta manera continuar con la circulación a través del estrangulador del multiple. “se fabrican con el fin de que giren y mantengan presiones hidrostáticas hasta de 5.000 psi” (WCS Well Control School, 2003, pág. 231)..



Figura 34. Preventora de reventones rotativa. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 231)

5.1.5 Arietes (Esclusas)

Según (Instituto Técnico del petróleo, 2010) “Es un elemento cuya función es brindar cierre y sello alrededor de la tubería que va a cerrarse” (Pág. 121). Esta constituido por una empaquetadura de goma autolineable y otro similar en la parte superior del ariete, aislando la presión del espacio anular. La presión de operación para cerrar debe ser 1.500 psi

El procedimiento de cierre de los preventores se lleva a cabo por medio de pistones hidráulicos. El vástago del pistón sella contra el pozo por medio de un sello instalado en la carcasa. Aunque en algunas ocasiones se usa un eje roscado en caso de falla en el sistema hidráulico.

BRIDAS

- Se utilizan para aplicaciones de alta presión **API 16C Cap. 9.7.**
- No se deben reutilizar los anillo, según la especificación **API STD53.**

5.1.5.1 Ariete de tubería



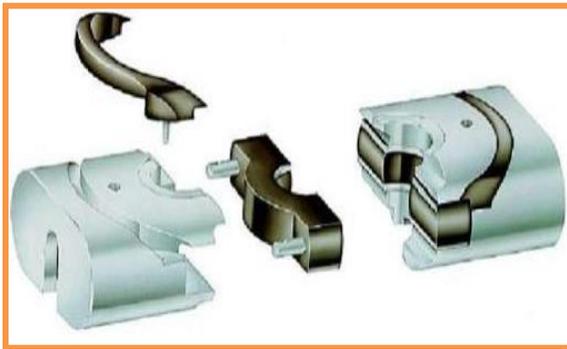
Figura 35. Cuerpo de ariete de tubería Cameron.
Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 233)

Es un bloque de acero cortado en medio círculo sobre su cuerpo, para poder cerrar y suministrar un mejor sellado alrededor del diámetro externo de la tubería que se encuentra en el pozo, lo cual se logra por medio de una goma auto alimentable.

Según (WCS Well Control School, 2003) “Están diseñados únicamente para cerrar alrededor de tubería” (Pág. 233). por ello hay que tener precaución al momento de estar cerca de una unión, porque no cerrara y dañara la cara de cierre del ariete para ello la mayoría de arietes cuentan con una guía para ayudar a centrar la tubería.

5.1.5.2 Ariete Ciego

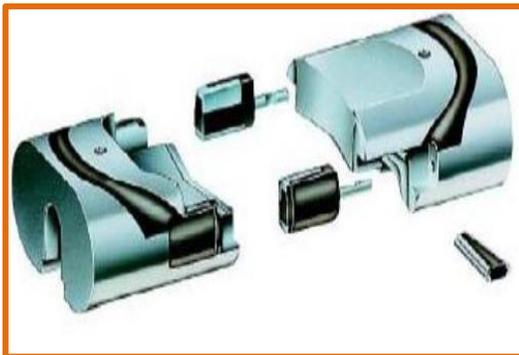
Es el ariete más básico, con una característica especial que lo hace diferente a los demás y es que “no presenta el recorte de tubería en el cuerpo del ariete” (WCS Well Control School, 2003, pág. 233)



Se ubica arriba del carrete de perforación. Su función principal es cerrar el pozo cuando no hay tubería, con la ayuda de un empaquetador de gran tamaño. Cuando se va a realizar la primera prueba se debe hacer con la máxima presión de trabajo.

Figura 36. Cuerpo de ariete ciego Cameron. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 233)

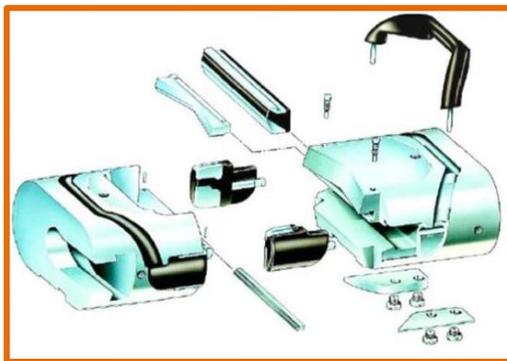
5.1.5.3 Ariete Cortador



Son arietes que poseen cuchillas de alto filo integradas al cuerpo del ariete, fabricadas de un material especial para cortar cualquier tipo de tubulares tales como tuberías de perforación, collares, portamecha etc. Para lograrlo se deben ejercer presiones más elevadas de lo habitual o hacer uso de equipos hidráulicos para realizar los cortes, dependiendo del tipo de tubular que se va a cortar. “No se debe cerrar de manera fuerte, sino manejando una presión reducida no mayor a los 200 psi” (WCS Well Control School, 2003, pág. 233).

Figura 37. Bloques de ariete cortador Cameron, Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 234)

5.1.5.4 Arietes Ciegos / Cortadores



Cumple la función combinada tanto de cerrar o sellar el pozo abierto después de cortar la tubería. La ventaja de utilizar este tipo de arietes es que se “ahorra espacio al utilizar un elemento para los dos trabajos” (WCS Well Control School, 2003, pág. 234).

Figura 38. Cuerpos de arietes ciego/cortador Cameron. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 234)

5.1.5.5 Ariete de tamaño variable (VBR)

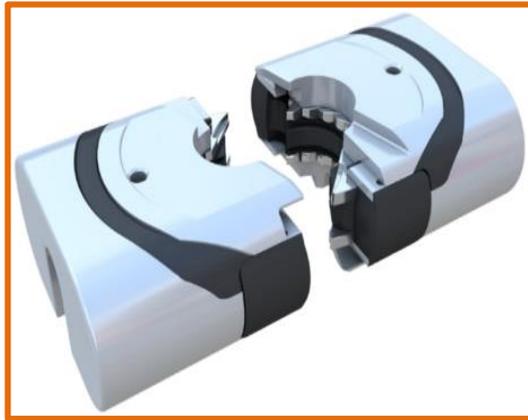


Figura 39. Ariete de diámetro variable Cameron. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 234)

Tiene dos funciones, la primera es que se puede utilizar como “ariete principal para un tamaño de tubería y también de soporte para otro tamaño” (WCS Well Control School, 2003, pág. 234). Como reserva o alternativa.

Su aplicación radica en situaciones donde el espacio es de tener en cuenta, evitando un viaje de ida y vuelta del conjunto de BOP, gracias a que no se necesitan cambiar al utilizar la columna de diferentes tamaños. Según documentación de verificación del diseño hecho por el fabricante según **API-16-A**

5.2 SISTEMA DE DESVIO

También conocido como desviador, se utiliza cuando se instala la primera tubería de revestimiento de diámetro grande (revestimiento conductor). “Es un preventor anular que se conecta para evacuar y desviar el gas y los fluidos que se encuentran en el equipo de perforación” (WCS Well Control School, 2003, pág. 230).

Da prioridad al cuidado del equipo y del personal. Para luego ser llevados hasta un lugar seguro por medio de sus dos salidas de desalojo. La solución que brinda el desviador es cuando no se puede cerrar el pozo, debido a que se teme por pérdida de circulación o fallas en la formación.

En caso de una emergencia, las operaciones de control generalmente se llevan a cabo rápidamente, por ello el sistema de desvió en el



Figura 40. Desviador CF-B y mandril Cameron. Fuente: (Cameron, 2017)

piso está mejor preparado como un solo control para así evitar confusiones.

Para cerrar el preventor anular antes de abrir las líneas de desvío, “hay que verificar que la palanca de control en el acumulador esté conectada con el control para línea de desvío”. (WCS Well Control School, 2003, pág. 230).

Los sistemas de derivación están diseñados para períodos breves, de caudales de flujo elevados, no para presiones altas.

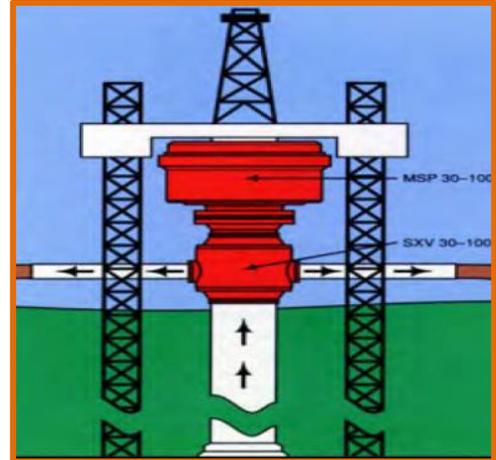


Figura 41. Sistema de desviación con doble salida laterales. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 230)

5.3 ACUMULADOR

Cuando ocurre una surgencia, es esencial cerrar el pozo de inmediato. Los acumuladores hidráulicos son los únicos que tienen la capacidad de mantener el amago de pozo de manera rápida y confiable, mediante la ayuda de bombas y un volumen excesivo de fluido. Siendo el “medio para accionar los componentes individualmente de la BOP, al proporcionar fluido hidráulico” (Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 173).

El funcionamiento del acumulador radica en los fluidos de control, como el aceite hidráulico o una mezcla de químicos y agua. “Los cuales se depositan en las botellas de los acumuladores a una presión de 3000 psi, para que todos los equipos de la columna trabajen bajo presión” (WCS Well Control School, 2003, pág. 243).

- Sistemas de control para preventores de superficie estarán diseñados, fabricados e instalados de acuerdo con **API 16D**.
- Todas las estaciones de control deberán cumplir los requisitos de clasificación de la zona en que se instalan **API 500 Y API 505**.

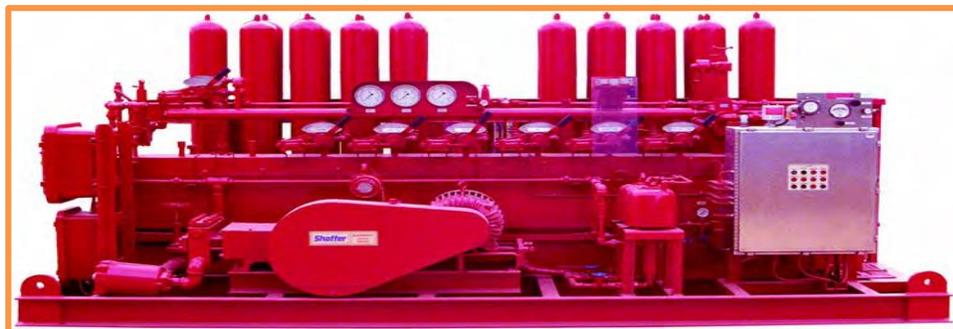


Figura 42. Sistema de cierre/acumulador. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 243)

5.3.1 Precarga de Nitrógeno

Según (Instituto Técnico del petróleo, 2010) “el funcionamiento de un acumulador depende principalmente de la carga de nitrógeno” (Pág. 174). De perder su carga por completo, no se podrán guardar ningún tipo de fluidos dentro de las botellas. Cada una posee una vejiga de goma interna precargada con 1000 psi de presión con nitrógeno y debe estar presurizada a 200 psi por encima de la presión de carga. Se utilizan 1.7 galones de fluido hidráulico con el propósito de comprimir el nitrógeno al sistema de “presión mínima de 1200 psi y se inicia el bombeo hasta que llega a la presión de operación de 3000 psi” (Datalog, 2001, pág. 117).

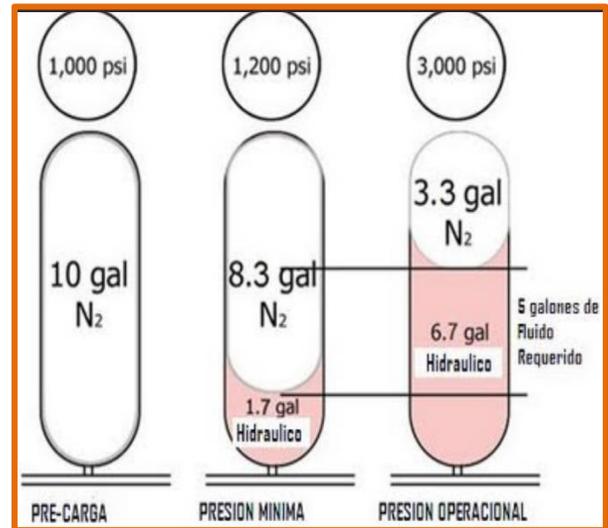


Figura 43. Sistema de carga de presión de las botellas del acumulador. Fuente: (Datalog, 2001, pág. 128)

Volúmenes requeridos y factores de seguridad para calcular el volumen mínimo requerido según el **API RP 16E**.

5.3.2 Importancia de las bombas y botellas

Las botellas cumplen un papel muy importante, pues sirven como apoyo a las bombas en caso de pérdida de potencia en el sistema o en caso de que tenga gas en superficie y se deba obligatoriamente apagar motores. Las botellas deben brindar la presión para operar la BOP.

Las bombas eléctricas/aire se conectan para recargar la unidad y activarse de la siguiente manera:

- La presión del sistema cae por debajo de 2400 psi.
- La presión de aire cae por debajo de 75 psi.
- El nivel de fluido del tanque cae por debajo de 9 pulgadas.

(Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 173)

Bomba eléctrica

Arranca cuando la presión cae a 2700 psi, su capacidad de levantamiento es de 3000 psi.

Bomba Neumática

De no hacerlo la bomba eléctrica, se activara con 2600 psi, levantando una presión de 2900 psi.

Consideraciones

- Al ejecutar la prueba se aíslan las botellas y las bombas por separado, deben cerrar el anular y abrir el HCR en 2 minutos. Además de 15 minutos para que las bombas carguen el acumulador con 3000 psi.
- Al realizar la prueba de botellas y después de operar todos los componentes del BOP, debe quedar un restante de 1200 psi para cerrar un ariete o un anular y abrir el HCR.

5.3.3 Principio de panel de control del acumulador

Este sistema de control tiene la capacidad de controlar todas las funciones de la BOP, de igual manera incluye la presión de regulación y supervisión de todas las presiones del sistema.

5.3.4 Tiempos de respuestas

El tiempo de cierre para los arietes y para anulares menores a $18\left(\frac{3}{4}\right)$ ”, en 30 segundos. En caso de que el anular tenga un tamaño más grande a $18\left(\frac{3}{4}\right)$ ”, “su tiempo de cierre será 45 segundos” (WCS Well Control School, 2003, pág. 173).

Las válvulas de control deben indicar claramente que preventor o choque está operando y la posición de la bomba.

5.4 CHOQUE Y MÚLTIPLE



Figura 44. Múltiple Swaco. Fuente: (Mi SWACO, 2014)

Está conformado por los siguientes componentes: la línea de choque y la línea de matar, están compuestas por tubería de alta presión, accesorios, bridas, válvulas, y estranguladores manuales o ajustables. Los sistemas de choque y la línea de matar serán diseñados, fabricados e instalados de acuerdo con **16C API**.

El propósito del múltiple es ofrecer un método para dar alivio de presión al pozo a una velocidad controlada y de manejar la circulación de los fluidos desde la BOP, por medio de direcciones alternas para así realizar cambios o reparaciones de estranguladores y válvulas a través de un choque diferente sin interrumpir el flujo. Los componentes deben ajustarse a la presión, temperatura, abrasividad, y corrosividad anticipada para los fluidos de formación y los fluidos de perforación.

El múltiple debe ser instalado en un lugar fuera de la sub estructura del equipo de perforación y contara con dos estranguladores ajustables y uno hidráulico, los cuales se pueden configurar según los requerimientos de la siguiente manera. El boletín **API RP-53 3.A.3** provee una descripción detallada del múltiple.

- El estrangulador del choque y las líneas de matado permiten bombear o fluir a través de cualquier línea.
- El estrangulador posee la capacidad de enlazar los dos sistemas de bombas, uno que alimenta al pozo con fluidos de perforación y otro con cemento.

5.4.1 Línea de purga

También conocida como línea de venteo, esta línea debe tener un diámetro ligeramente igual a la línea del estrangulador, ya que se deriva ella. Su función principal es brindar apoyo al pozo cuando los preventores se encuentran cerrados para producir un mínimo de contrapresión. De igual manera para producir un alto volumen de los fluidos del pozo de la tubería de revestimiento cuando los preventores se encuentran cerrados.

5.4.2 Línea de matar

La línea de matar conecta las bombas de lodo con una de las salidas laterales del carrete o preventor y su respectivo conjunto de válvulas de seguridad, esta debe ir en sentido contrario a la línea de estrangulamiento. Se bombea lodo pesado al pozo para poder llevar acabo las operaciones de control, cuando no puedan efectuarse directamente por la tubería de perforación.

Depende de la configuración parcial que tenga , pero debe ubicarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes que posiblemente sea el que se cierra, a excepción de una urgencia, se conectaran a las salidas laterales del cabezal o carrete de tubería de perforación.

API estándar 53 línea de matados mínimo 2 pulgadas, cheque antes de la BOP, rectas, protegidas.

Tabla 22 Diámetro nominal para las instalaciones de las líneas del estrangulador.
Fuente: *(Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 178)*

Descripción	Diámetro nominal
Líneas de estrangulador con Presión nominal de 10.000 psi y mayores.	3 pulgadas tamaño mínimo
Líneas de estrangulador con presión nominal de 3.000 y 5.000 psi.	2 pulgadas
Volúmenes grandes y operaciones con Aire/gas.	4 pulgadas o mas
Líneas de purga aguas abajo del estrangulador.	1 Pulgadas

16C API ver norma para los requisitos específicos del equipo para conjuntos de líneas flexibles.

API estándar 53 6.1.6.4

Para las operaciones de perforación, cabezales o ensamblajes de la salida del cabezal de pozo no se puede emplear como líneas de choque o de matado.

5.4.3 Choque hidráulico

Según (Instituto Técnico del petróleo, 2010) “Este estrangulador maneja presiones de trabajo que estén en el rango de los 5000 a 15000 psi” (Pág.148). Su funcionamiento radica en un vástago o aguja que se ajusta hacia adentro y hacia fuera de la compuerta de estrangulamiento, produciendo una obstrucción de flujo a través de un orificio. El panel de control permite el ajuste de las presiones, emboladas y la posición del estrangulador. La diferencia frente a los demás, es la velocidad de cierre y apertura, como también los diferentes diámetros de orificio, siendo de esta manera el más usado.

5.4.5 Estrangulador fijo (porta orificio)

Este estrangulador permite realizar configuraciones a su cuerpo según las necesidades, por medio de instalaciones o cambios del orificio calibrado con un tamaño diferente.

5.4.6 Estranguladores ajustables manuales

Se pueden operar los estranguladores ajustables de forma manual o remota para ajustar el tamaño del orificio.

- **Estranguladores ajustables manuales**

Funciona como estrangulador primario o de apoyo, siendo el menos usado. Su cuerpo está conformado principalmente por un vástago o aguja que se opera manualmente y de un asiento cónico u orificio. Cada vez que hay menos distancia entre estos, es mayor la restricción de flujo produciendo la modificación del caudal y una contrapresión en el pozo.

- **Estranguladores ajustables remotos**

Son los favoritos para operaciones de perforación y de presión, los fabricantes de estranguladores más comunes presentan las siguientes características.

Tabla 23 Características del estrangulador Cameron y Swaco

Fabricante	Cameron	Swaco
Presión de trabajo (psi)	5.000 – 15.000	10.000 – 15.000
Principio	Utiliza un cilindro de doble acción (entra y sale), que opera con la presión hidráulica de la consola del estrangulador.	Opera mediante un conjunto de cilindros de doble acción, un piñón y una cremallera que hacen girar la placa superior del estrangulador.
Apertura	2 pulgadas	1 Pulgadas

5.5 SEPARADOR

En el momento de una surgencia, es de vital importancia contar con un buen equipo de manejo lodo/gas, “retira grandes volúmenes y evita que el gas se

mezcle con el aire” (Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 151) y crear así una carga explosiva. Existen dos tipos separadores atmosférico y Separador de lodo – gas.

5.5.1 Desgasificador atmosférico

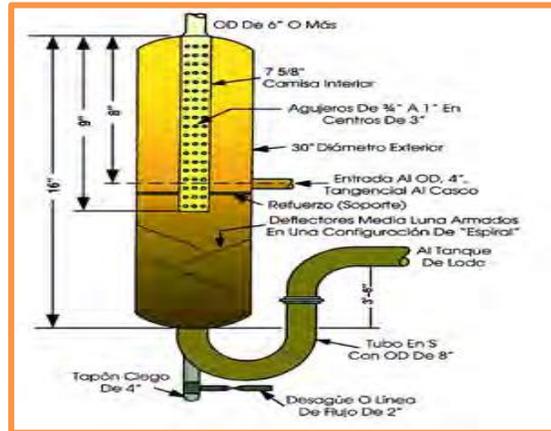


Figura 45. Desgasificador atmosférico. Fuente: (WCS Well Control School, 2003, pág. 249)

El desgasificador atmosférico trata el fluido de perforación que sube en la surgencia luego de salir del taladro, para separar el gas que está cortado y sacarlo del sistema libre de fluido por gravitación o empujado hacia la línea de quema.

El separador se ubica justo en la punta de la salida del múltiple o estrangulador, conectándose antes de que el fluido ingrese a la pileta o línea de retorno.

5.5.2 Separador de lodo/gas

Según (WCS Well Control School, 2003) “el separador se diseña para trabajar de dos formas distintas” (Pág. 151), la primera es que o a la presión atmosférica en la línea de venteo más la caída de presión debido a la presión en la línea de venteo. **API RP 59** es importante la selección y dimensionamiento del separador antes de elegir el taladro.



Figura 46. Separador lodo-gas Swaco. Fuente: (Mi SWACO, 2014)

5.5.3 Principio de operación del separador

El separador es vertical, de cuerpo cilíndrico y aperturas en la parte superior, fondo y lateral. El lodo mezclado con gas ingresa al separador y es dirigido con la ayuda de platinas perpendiculares para fluir. “La separación se da cuando la mezcla cae sobre una serie de platinas diseñadas con el fin de aumentar la turbulencia en la parte superior del separador” (Instituto Técnico del petróleo, 2010, pág. 151). Luego de esto el gas es dirigido hacia las líneas de venteo y el lodo regresa al tanque de lodo de perforación.

5.5.4 Diámetro interno del separador

En el interior del separador tanto el gas como el líquido deben cumplir con lo siguiente para evitar la condición de descarga:

La velocidad de migración ascendente del gas luego de la separación, debe exceder a la

Nota: Tasa de migración estimada normalmente es 500 ft/hora – 8 ft/minuto

velocidad de migración de descendencia del líquido para lograr una separación del 100%.

5.6 TEA

Según (Guzmán, 2015) “Es un sistema compuesto por ductos que colectan y conducen los gases que es asistido” (Pág. 14), en algunos casos, por vapor. El equipo se instala en una zona designada para realizar la quema del gas liberado, mediante la en condiciones adversas.

Según “este sistema usa ignición por alta energía” (. Un panel de control monitorea constantemente la termocupla para identificar que el piloto este encendido, para estar pendiente de los elementos que indiquen el buen funcionamiento, como las luces

Condición de descarga

Si la presión del gas en la línea de venteo excede la presión hidrostática interna del separador resultando la mezcla de lodo – gas.

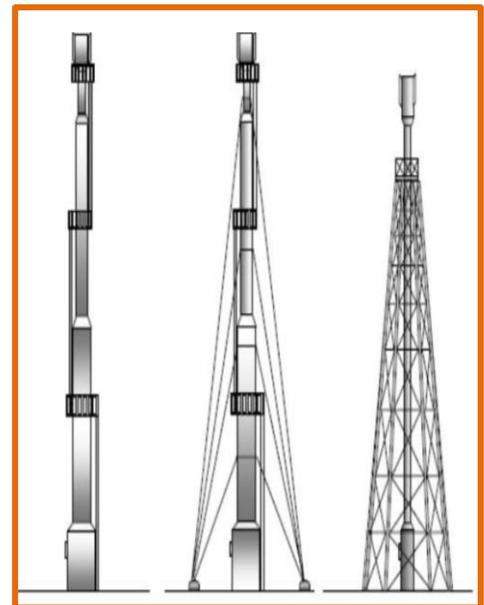


Figura 47. Tipos de sistemas de quema elevado o abierto. Fuente: (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, (2008 - a), pág. 29)

indicadoras de pérdida de piloto y el encendedor de ignición manual.

Tipos de sistemas de teas

Existen dos tipos principales de Teas:

- **Las elevadas:** Son las más usadas. El gas es alimentado a una chimenea de entre 10 y 100 metros de altura, quemándose en la punta de la misma, quedando expuesto al aire y la lluvia.
- **A nivel de suelo:** Varían en complejidad, consisten en quemadores convencionales descargando el flujo horizontalmente.

Tabla 24 Altura de los tres tipos de tea elevada, Fuente: (AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE , (2008 - a), págs. 28 - 41)

Característica	Tea auto soportada	Tea soportada por cable	Tea soportada por estructura
Altura (Ft)	Hasta 300	Hasta 600	655

Elementos principales de la Tea

➤ Punta

Punta sin asistencia: Usada donde la quema asistida por humo no se requiere, la llama producida es función de la composición del gas y su velocidad de salida.

Segunda punta: Es usada cuando por la composición del gas la punta sin asistencia no garantiza la quema, inyectando vapor, o aire con el fin de mejorar la eficiencia de quema sin humo.

➤ Pilotos

La función del piloto es brindar el encendido al gas de tea con el fin de iniciar ignición. De fallar, los hidrocarburos sin quemar se liberan a la atmosfera.

- **Sistemas de encendido:** Son los encargados de garantizar que los pilotos estén encendidos. Básicamente generan la mezcla de aire – gas de piloto y genera la chispa para el inicio de combustión.

CAPITULO 6

PARAMETROS PARA PROCEDIMIENTOS DE CONTROL DE POZOS

Existen muchos métodos de controlar un pozo. Algunos métodos de circulación en el control de pozos proveen técnicas para circular un fluido de control o para balancear presiones. Entre estos métodos, está el del perforador, el de densificar y esperar, y el concurrente.

Estos tres métodos de control de pozos en la perforación difieren entre sí, cuando se va a circular la surgencia y esta se saca del pozo, y al bombear el fluido de control. Todos mantienen la presión de fondo constante desde el momento que se cierra el pozo, hasta que se le controla; esto significa que la presión de fondo debe ser ligeramente mayor que la presión de formación, para no tomar más fluido de la formación.

6.1 CIERRE DEL POZO

En el control del flujo de un pozo debe ser llevado a cabo por medio de la observación del pozo con las bombas detenidas, usando sensores de flujo, o de manera volumétrica. Si el pozo está fluyendo se debe proceder a cerrar el pozo.

Un procedimiento general de control de flujo dentro de la perforación es el siguiente:

1. Alertar a la cuadrilla o personal.
2. Levantar la sarta de perforación. Si se está trabajando con Kelly, se debe sacar; si es Top Drive, se debe levantar la tubería hasta que la última cupla quede sobre la mesa rotaria, es decir, sobre el nivel del piso del equipo.
3. Parar la mesa rotaria.
4. Apagar las bombas
5. Observar si hay ganancia de fluido, para ver si el pozo está fluyendo.

Una vez detectada la surgencia, el pozo debe ser cerrado para evitar que ingresen más fluidos de la formación y para llevar a cabo los procedimientos de control del pozo, donde se deben determinar las presiones de cierre, ejecutar el plan para matar el pozo, proteger la vida del personal y la integridad el equipo de perforación.

Durante la perforación, el estrangulador debe estar en posición cerrada, la válvula hidráulica del BOP (HCR) debe estar en posición cerrada, todas las válvulas en el

camino directo desde el (HCR) al separador de gas/ lodo deben estar abiertas y todas las demás válvulas en el múltiple del estrangulador deben estar cerradas.

Los procedimientos de cierre varían dependiendo las políticas de cada empresa, el tipo de influjo, el tipo de equipo y la cuadrilla a cargo del equipo. Todos los cierres deben tener un preventor para detener el flujo, y dependiendo del procedimiento de cada cierre, estos pueden clasificarse en cierre duro, cierre blando y en cierre modificado.

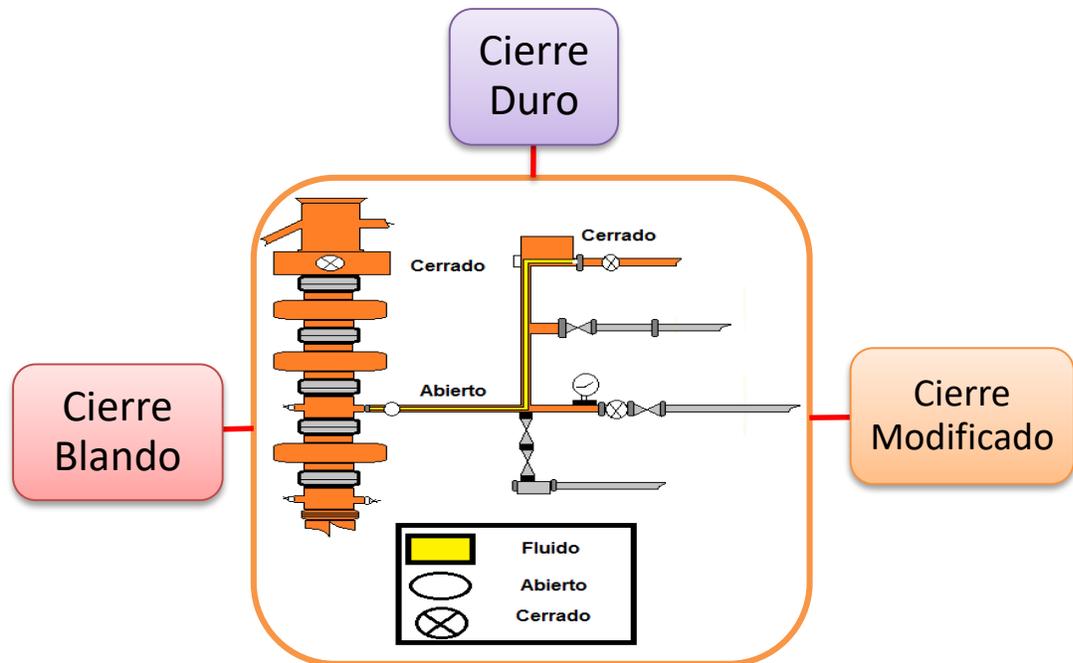


Figura 48. Diagrama de cierre de pozo.

3.1.1 Cierre Duro

Este tipo de cierre es rápido, menos complicado y minimiza una entrada mayor de volumen de fluido de la formación.

En este cierre el choque está cerrado durante el proceso de cierre para que la presión del pozo este contenida por el cierre de preventor.

El procedimiento de este tipo de cierre es el siguiente:

1. Abrir la válvula de línea de choque del conjunto de preventores de reventones, es decir, la HCR.
2. Cerrar la preventora designada, ya sea el preventor anular o los arietes de tubería.
3. Se debe verificar que el choque este cerrado.

4. Verificar que el pozo este cerrado.
5. Notificar al personal de la compañía que está operando.
6. Se debe registrar la hora, la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP), la presión de cierre en tubería de revestimiento (SICP) y la ganancia en tanques. Se debe iniciar un registro del amago con lectura de presiones de cierre cada minuto.

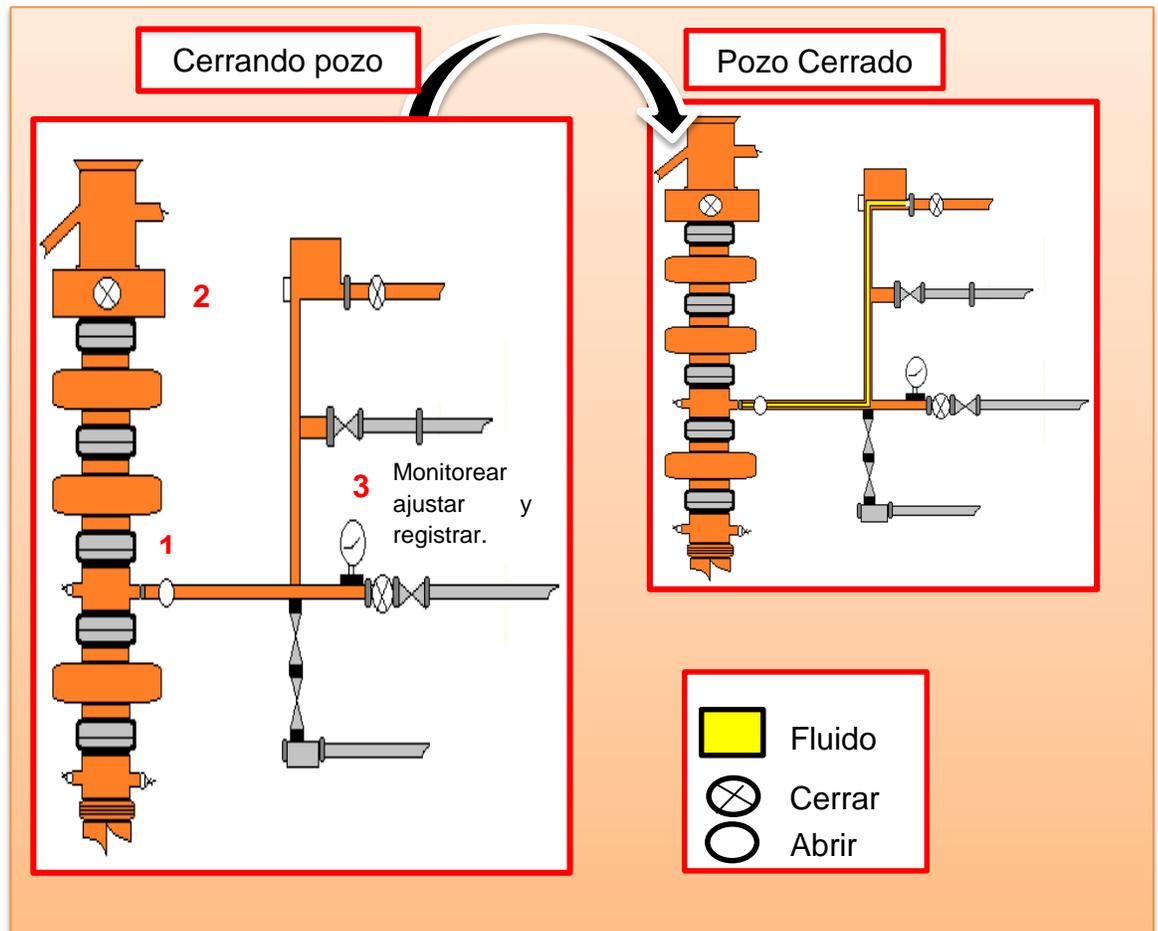


Figura 49. Procedimiento de cierre duro con la tubería en el fondo.

6.1.2 Cierre Blando

Este tipo de cierre toma más tiempo que el cierre duro.

En este tipo de cierre, el choque está abierto durante el proceso y es cerrado después de cerrar la preventora.

El procedimiento de este tipo de cierre es:

1. Abrir la válvula de línea de choque del conjunto de BOP, es decir, la HCR.
2. Cerrar la preventora designada, ya sea el preventor anular o los arietes de tubería.
3. Cerrar el choque remoto.
4. Verificar que el pozo este cerrado.
5. Notificar al personal de la compañía que está operando.
6. Se debe registrar la hora, la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP), la presión de cierre en tubería de revestimiento (SICP) y la ganancia en tanques. Se debe iniciar un registro del amago con lectura de presiones de cierre cada minuto.

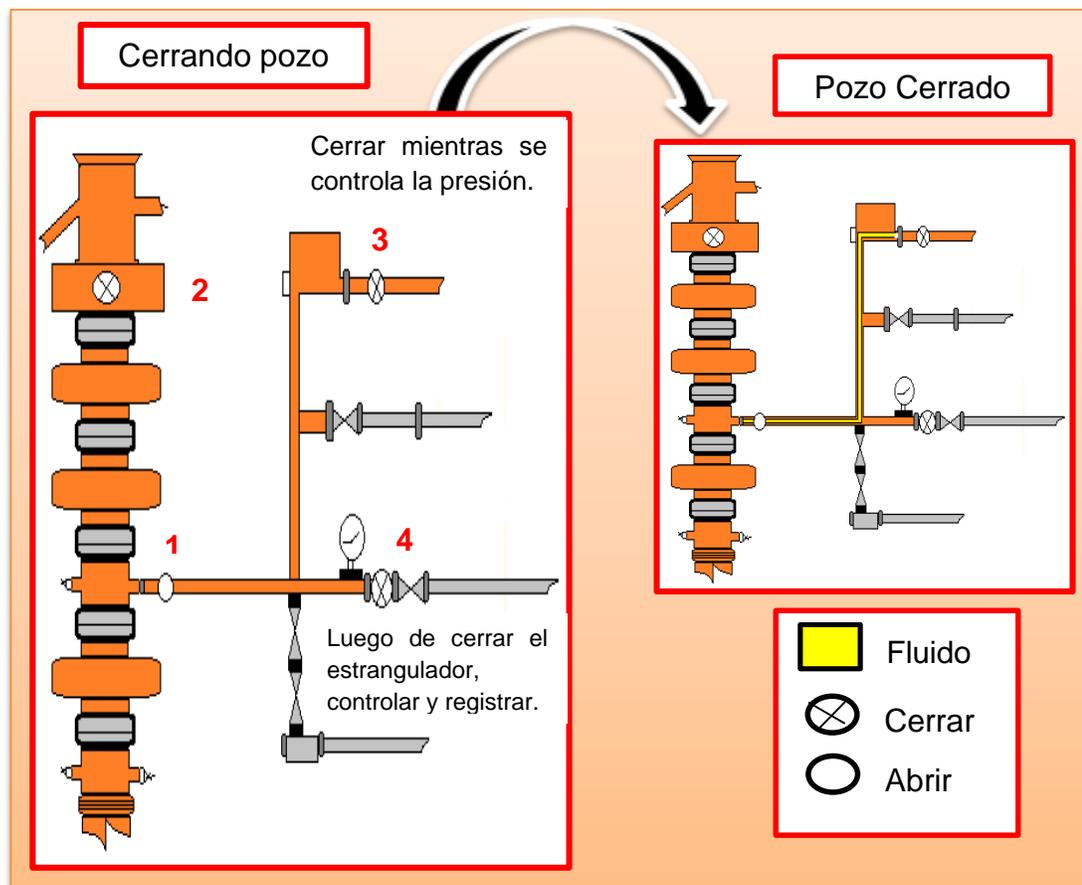


Figura 50. Procedimiento de cierre blando con la tubería en el fondo.

6.1.3 Cierre modificado

En este tipo de cierre el choque debe estar cerrado para contener las presiones del pozo.

El procedimiento de este tipo de cierre es:

1. Cerrar la preventora designada, ya sea el preventor anular o los arietes de tubería.
2. Abrir la válvula de línea de choque del conjunto del preventor, es decir, la HCR.
3. Verificar que el choque este cerrado.
4. Verificar que el pozo este cerrado.
5. Notificar al personal de la compañía que está operando.
6. Se debe registrar la hora, la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP), la presión de cierre en tubería de revestimiento (SICP) y la ganancia en tanques. Se debe iniciar un registro del amago con lectura de presiones de cierre cada minuto.

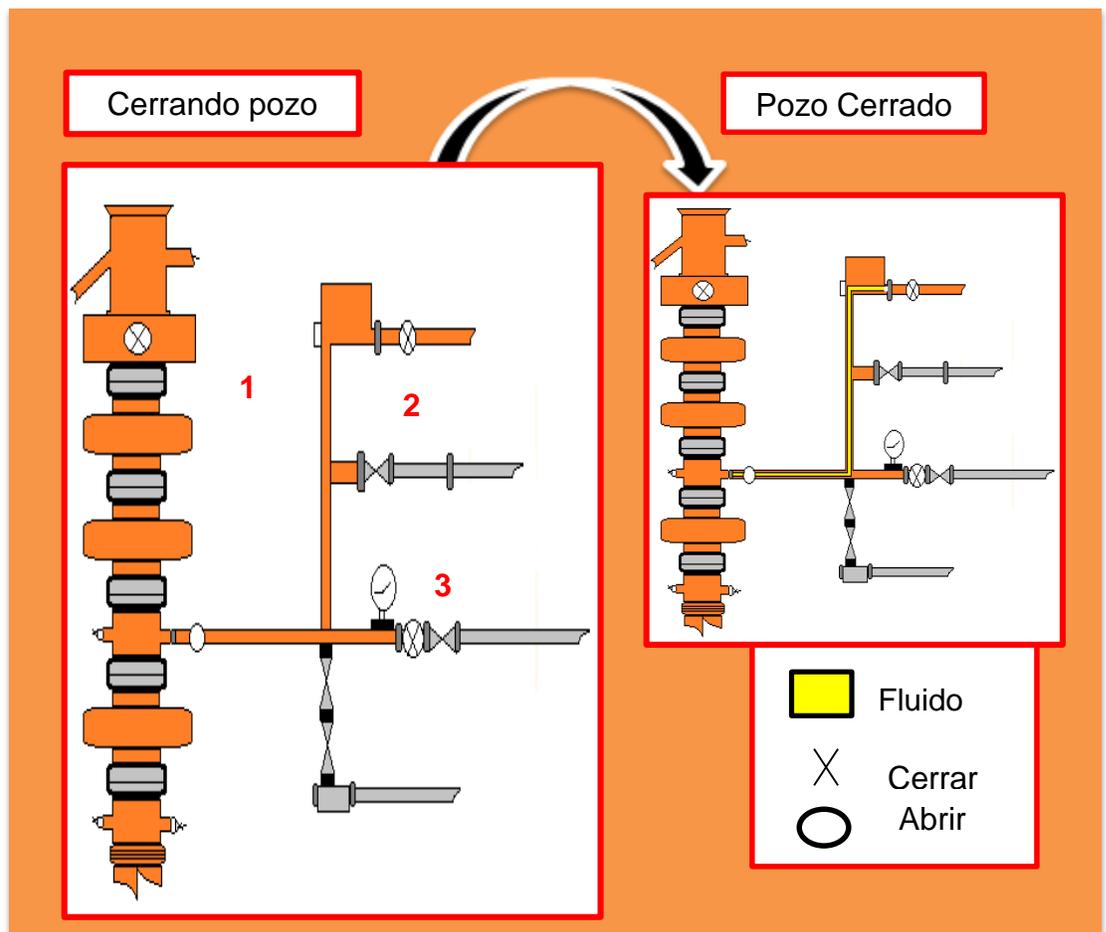


Figura 51. Procedimiento de cierre modificado con la tubería en el fondo.

Existen muchos métodos de controlar un pozo. Algunos métodos de circulación en el control de pozos proveen técnicas para circular un fluido de control o para balancear presiones. Entre estos métodos, está el del perforador, el de densificar y esperar, y el concurrente.

Estos tres métodos de control de pozos en la perforación difieren entre sí, cuando se va a circular la surgencia y esta se saca del pozo, y al bombear el fluido de control. Todos mantienen la presión de fondo constante desde el momento que se cierra el pozo, hasta que se le controla; esto significa que la presión de fondo debe ser ligeramente mayor que la presión de formación, para no tomar más fluido de la formación.

6.2 MÉTODO DEL PERFORADOR

Es una técnica utilizada para circular la surgencia de la formación, independientemente si se controla el pozo o no. Es sencillo e incorpora los principios básicos de otros métodos de control de pozos.

Este método puede alcanzar presiones más elevadas en la tubería de revestimiento en comparación con otros métodos, porque demora más tiempo en matar el pozo. Es ideal para amagos de surgencias de gas, donde no se desea tener el pozo cerrado, por las altas tasas de migración que podrían causar presiones elevadas y ocasionar descontrol total del pozo.

Esta técnica puede ser dividida en dos circulaciones, una con el lodo original del pozo y la otra con el lodo de matar el pozo.

Cálculos requeridos

1. Se debe determinar la tasa de control del pozo.

El límite superior de la tasa de circulación adecuada, se determina de acuerdo a la tasa máxima con la ecuación 58 con la que se puede mezclar la barita en el lodo para aumentar el peso requerido.

$$(T_{m-c})_{(BPM)} = \frac{T_{v-b}}{B_{r-Mw}}$$

Ec 58 Tasa máxima de circulación

Dónde:

T_{m-c} = Tasa máxima de circulación, (barriles por minutos) BPM

T_{v-b} = Tasa de vertimiento de barita, $\left(\frac{lb}{min}\right)$.

$$B_{r-Mw} = \text{Barita requerida para aumentar el peso del lodo, } \left(\frac{lb}{Bbl} \right)$$

2. Se debe calcular el peso del lodo para matar (KWM).
Este peso de lodo logra un equilibrio preciso para balancear la presión de la zona de la surgencia. Se puede calcular por la ecuación 43.
3. Calcular los volúmenes de la tubería de perforación y del espacio anular.
Con la capacidad de la tubería de perforación y la capacidad anular, se puede calcular estos volúmenes, multiplicando por la longitud de los tramos de cada capacidad del pozo. Calcular por medio de la ecuación 27 y la ecuación 34.
4. Calcular los golpes de superficie a broca y los golpes de broca a superficie.
Usar las ecuaciones 18 y 19.
5. Calcular la presión inicial de circulación (ICP), necesaria para mantener la presión de fondo de pozo constante al iniciar la circulación. Usar la ecuación 10.
6. Calcular la presión final de circulación (FCP), cuando se reduce la presión de circulación en la tubería de perforación una vez que el lodo de matar se desplace completamente de la tubería de perforación. Usar la ecuación 11.
7. Elaborar la tabla de presión de circulación de la tubería de perforación vs golpes de la bomba.

Tabla 25 Programa de presiones para el método del perforador (*WCS Well Control School, 2003, pág. 234*)

Golpe de la bomba	Presión de circulación de tubería de perforación
0	ICP
1.	
2.	
3.	
4.	
5.	
6.	
7.	
8.	
9.	
10. Golpe hasta broca	FCP

La presión de fondo de pozo BHP se debe mantener constante, por lo cual es necesario que el operador del estrangulador maneje el control del choque para poder llevar a cabo el plan de la presión de la tubería de perforación vs los golpes necesarios para matar el pozo.

El procedimiento operativo es:

1. Cerrar el pozo después de que se ha detectado la surgencia.
Dependiendo de la política de cada empresa y el tipo de influjo se selecciona el tipo de cierre que se llevará a cabo.
2. Leer y registrar presiones de cierre en el revestimiento y en la tubería de perforación (SICP y SIDPP) y la ganancia en tanques.

Presión de cierre en tubería de revestimiento SIDP	PSI
Presión de cierre en la tubería de revestimiento SIC	PSI

Primera circulación (limpieza del anular)

3. Se deben tener en cuenta la velocidad de la tasa de control del pozo ($\frac{stks}{min}$), la presión de la tasa de control, el tipo de bomba y el peso del lodo que está en el pozo. Conectar la bomba en el sistema de circulación, manteniendo la presión en la tubería de revestimiento (CP) y la presión de la tubería de perforación (DP) constantes.

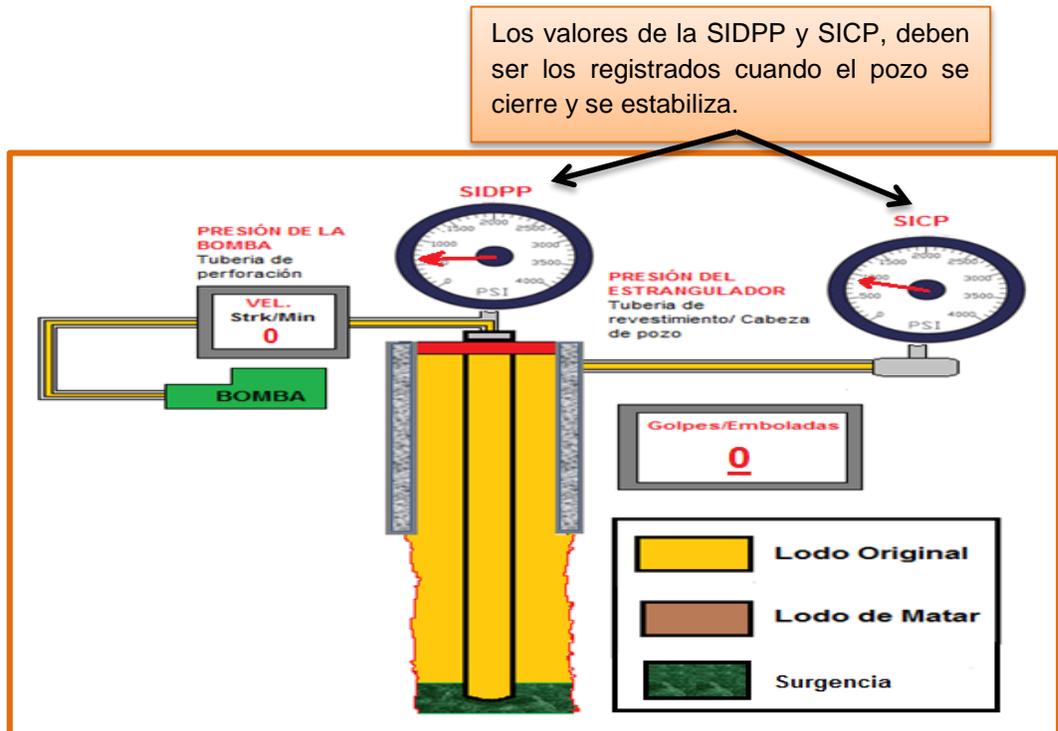


Figura 52. Condiciones iniciales antes de iniciar el método del perforador.

- Llevar la bomba a la velocidad de la tasa de control del pozo, es decir, los golpes de la bomba por minuto necesarios para mover el fluido que está en el pozo, manteniendo la presión en la tubería de revestimiento (CP) constante.
- Esperar el tiempo que demora en llegar la onda de presión al estrangulador, para hacer cualquier ajuste de presión en él, y de esta manera mantener la CP constante (cuando esta comienza a cambiar).

Cuando la bomba alcance la velocidad de la tasa de control y se ajuste la presión de la tubería de revestimiento (CP) con el estrangulador al valor correcto, observar:

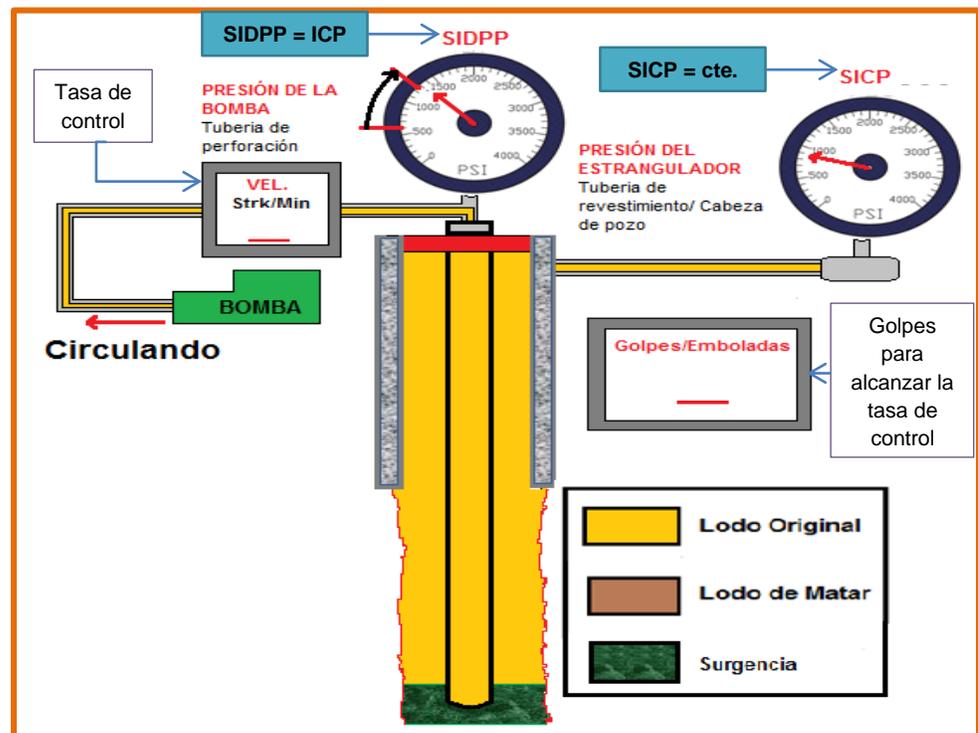


Figura 53. Parámetros del pozo una vez se alcanza la tasa de control.

En este momento la presión en la tubería de perforación (DP) es la presión inicial de circulación (ICP).

$$ICP = SIDPP + KRP$$

Presión necesaria para circular el lodo a la velocidad de la bomba.

- La ICP es la presión de circulación mínima que se puede observar en la tubería de perforación.
- Si la tp se desajusta, en un aumento o disminución, se debe ajustar cerrando o abriendo el estrangulador, esperar el tiempo de retraso, y luego volver a monitorear la tp para controlar la presión de fondo (BHP).
- Esta presión de circulación se mantiene constante con el ajuste del estrangulador. La velocidad de la bomba también permanece constante a la velocidad de la tasa de control de pozo hasta que la surgencia circule y salga del pozo.

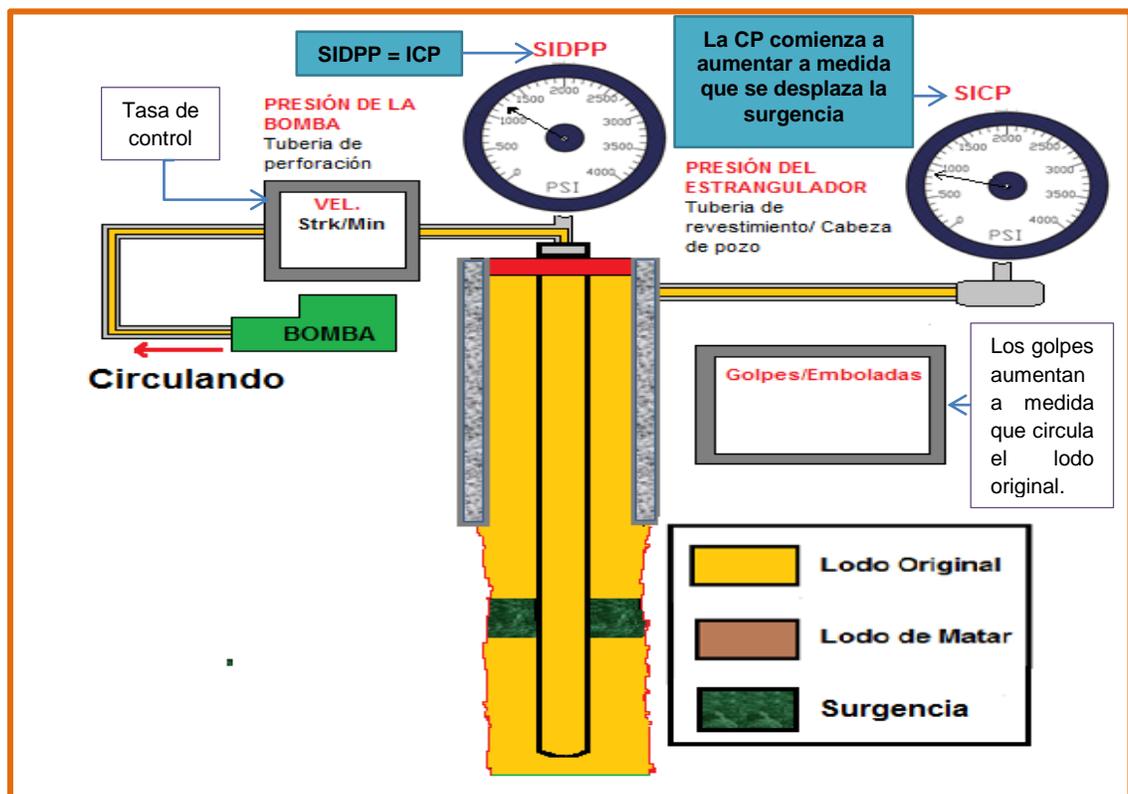
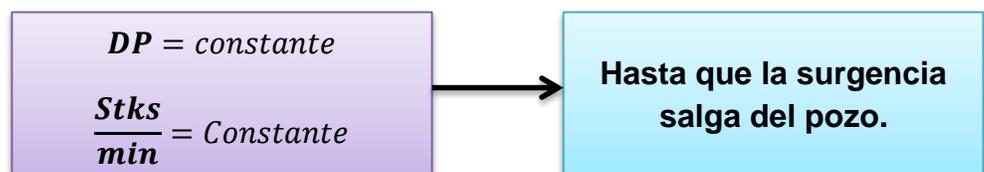


Figura 54. Circulación de la surgencia en el método del perforador.



- A medida que la surgencia empieza a pasar a través del estrangulador, comienza a disminuir la presión en el revestimiento (CP) y después del tiempo de retraso, la presión en la tubería de perforación (DP), también disminuye. Se debe ajustar rápidamente el estrangulador para que la presión de la tubería de revestimiento vuelva al valor que tenía antes de que la surgencia entrara al estrangulador.

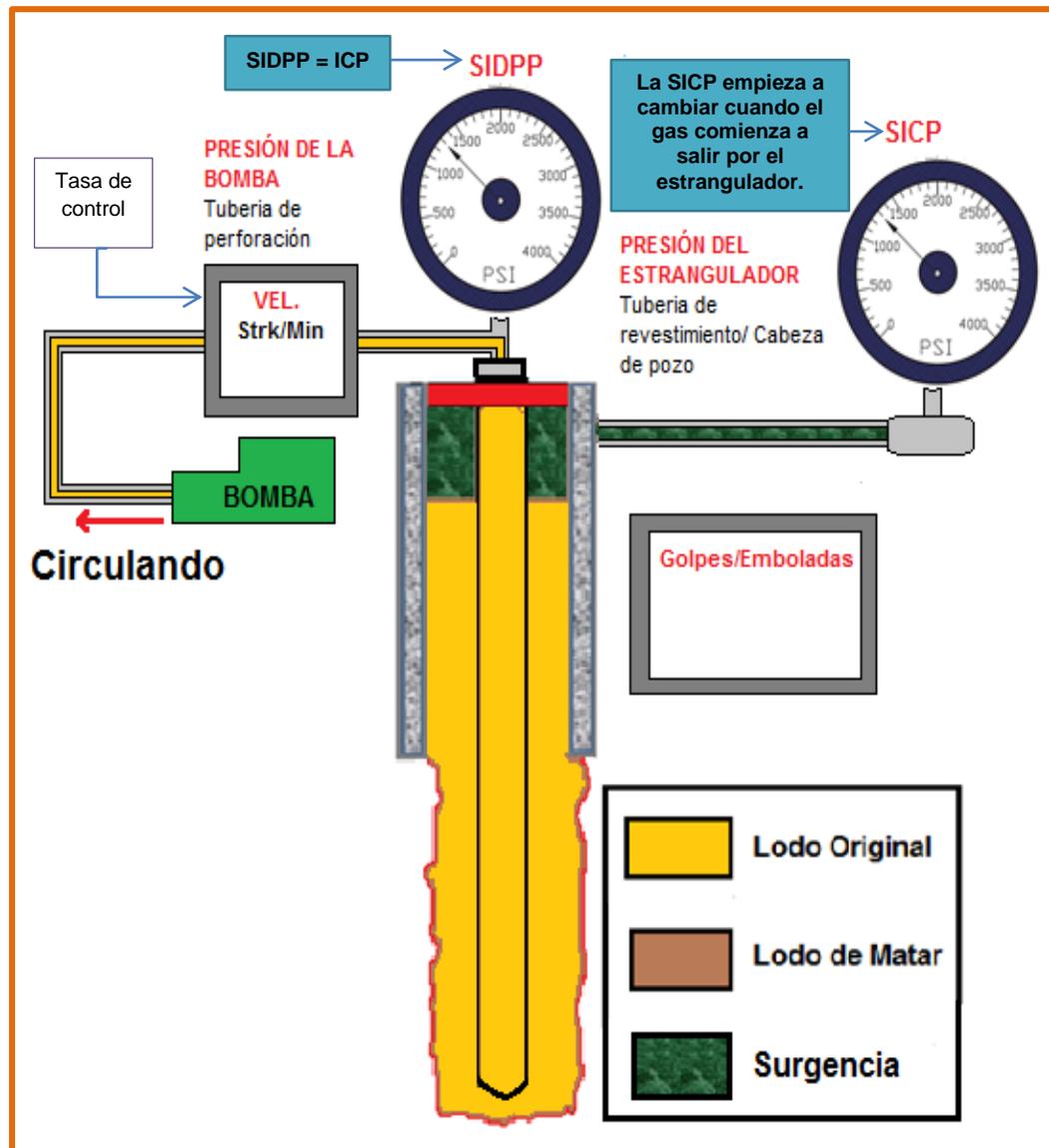


Figura 55. Surgencia en superficie en el método del perforador.

- Finalice la circulación cuando el influjo haya salido completamente y verificar que la presión en la tubería de revestimiento y la presión de la tubería de perforación sean iguales cuando las bombas se apagan.

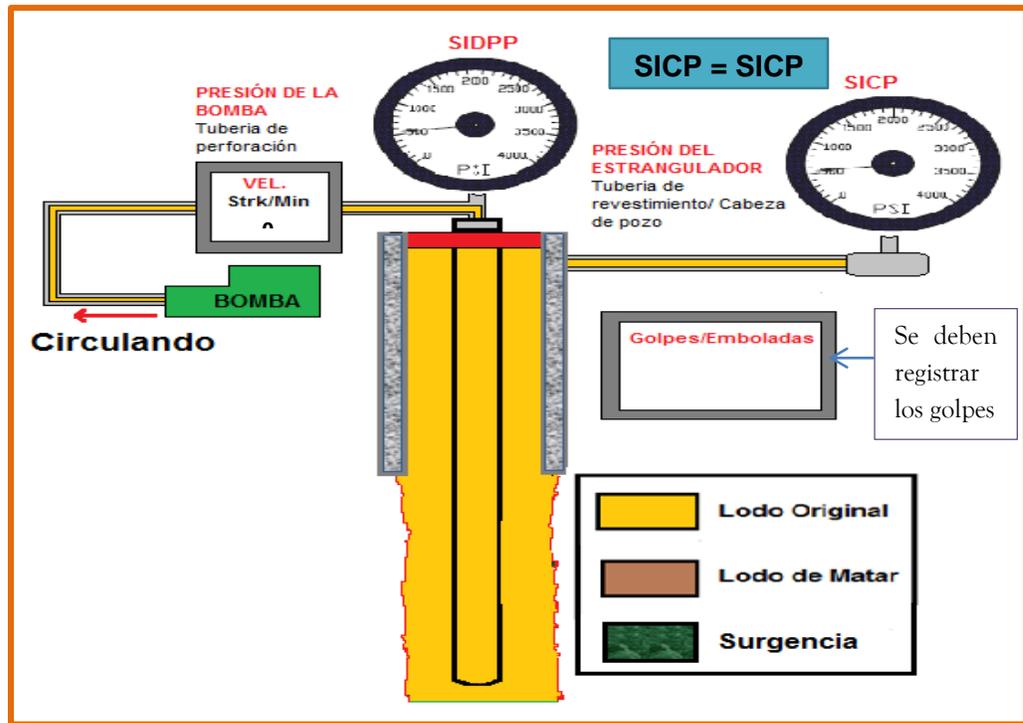


Figura 56. La surgencia ha salido del pozo con la primera circulación del método del perforador.

AL FINALIZAR LA CIRCULACIÓN:
VERIFICAR SI

CP = DP

La operación es satisfactoria, si al parar la bomba y al cerrar el choque del estrangulador, las presiones SIDPP y SICP son estables

Si SICP = SIDPP, pero mayor que el valor esperado, fue atrapada alguna presión al parar la bomba.

Si SICP = SIDPP, el influjo fue circulado y sacado del pozo, y de esta manera la primera circulación termina.

Si SICP > SIDPP, todavía hay influjo en el anular y se debe continuar con la primera circulación, para sacar todo el influjo.

Se debe liberar presión a través del estrangulador. Después del esto, la presión en la tubería de perforación cae.

- Registrar la cantidad de golpes de la bomba necesarios para circular la surgencia, la densidad del lodo de salida, y las presiones de cierre.

El influjo se circulo fuera del pozo a _____ stks

MW de salida = _____ ppg

Tabla 26 Registro de presiones de cierre de pozo después de la primera circulación en el método del perforador

Presiones	0 min	5 min	10 min	15 min	20 min
SICP					
SIDPP					

3 Segunda circulación (Se llena el pozo con el fluido que se va a matar el pozo mantenimiento la presión en la tubería de revestimiento (CP) constante)

- Se debe preparar el lodo con el cual se va a controlar el pozo para prevenir mas influjos de la formación. Se usa la ecuación 43 para hallar la densidad de fluido de control.
- Tener los datos de circulación:
 - ✓ Número de golpes de la bomba (strokes de la bomba) necesarios para circular el volumen interno de la tubería de perforación. Usar la ecuación 27.
- Conectar la bomba al sistema de circulación con el peso de lodo que se va a matar el pozo (Densidad de fluido de control – KWM).

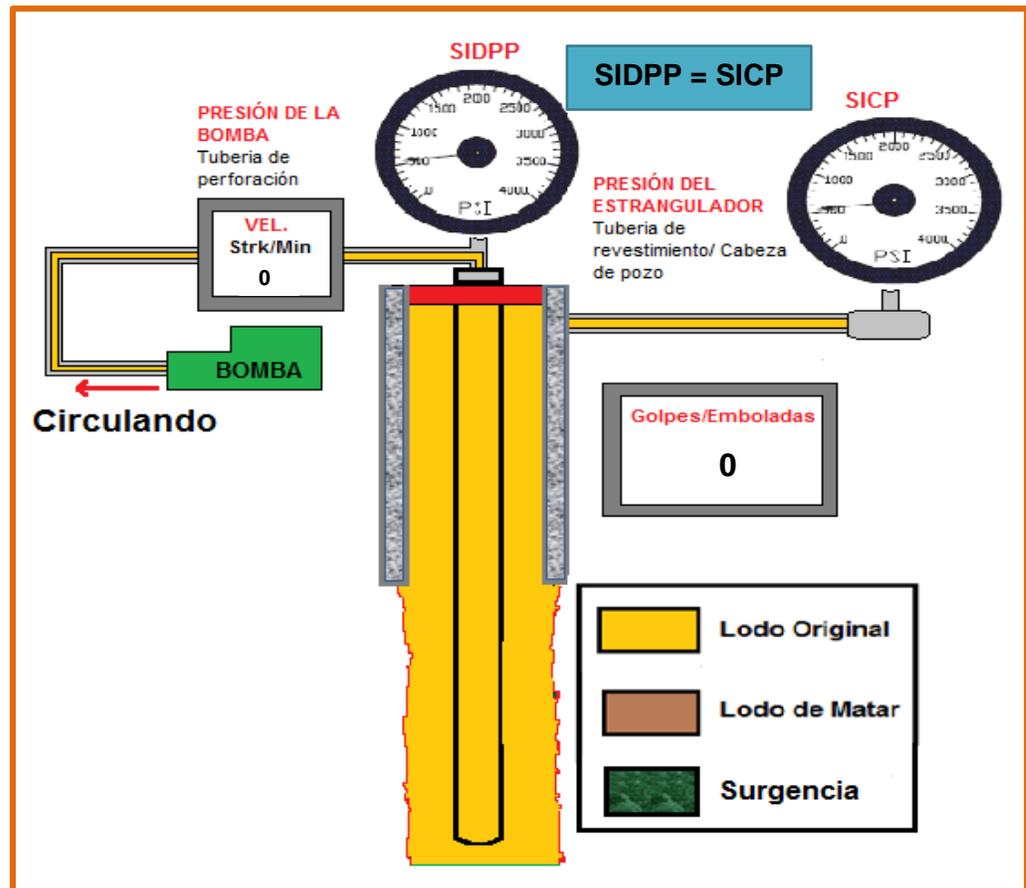


Figura 57. Se conecta la bomba para iniciar la segunda circulación con el método del perforador.

- Llevar la bomba a la velocidad para matar el pozo (SPM), y de esta forma, desplazar el lodo original del interior de la tubería de perforación con el lodo más pesado. Mantener la presión en la tubería de revestimiento (CP) constante.

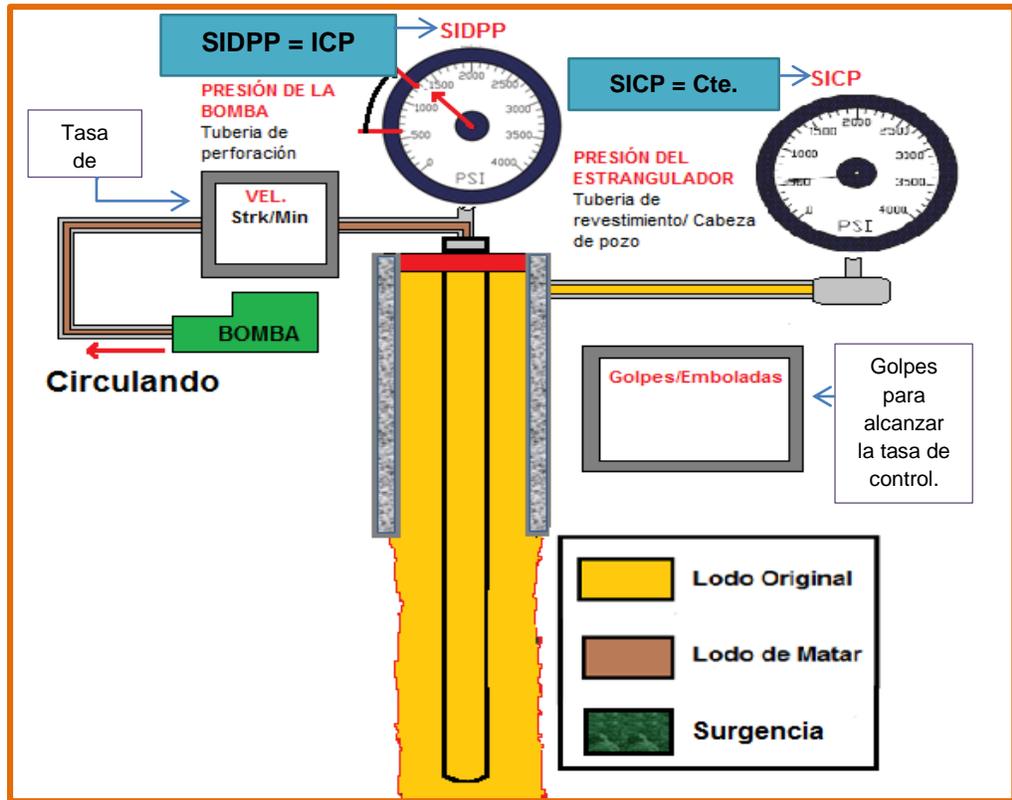


Figura 58. Se inicia la circulación con el lodo de matar en el método del perforador.

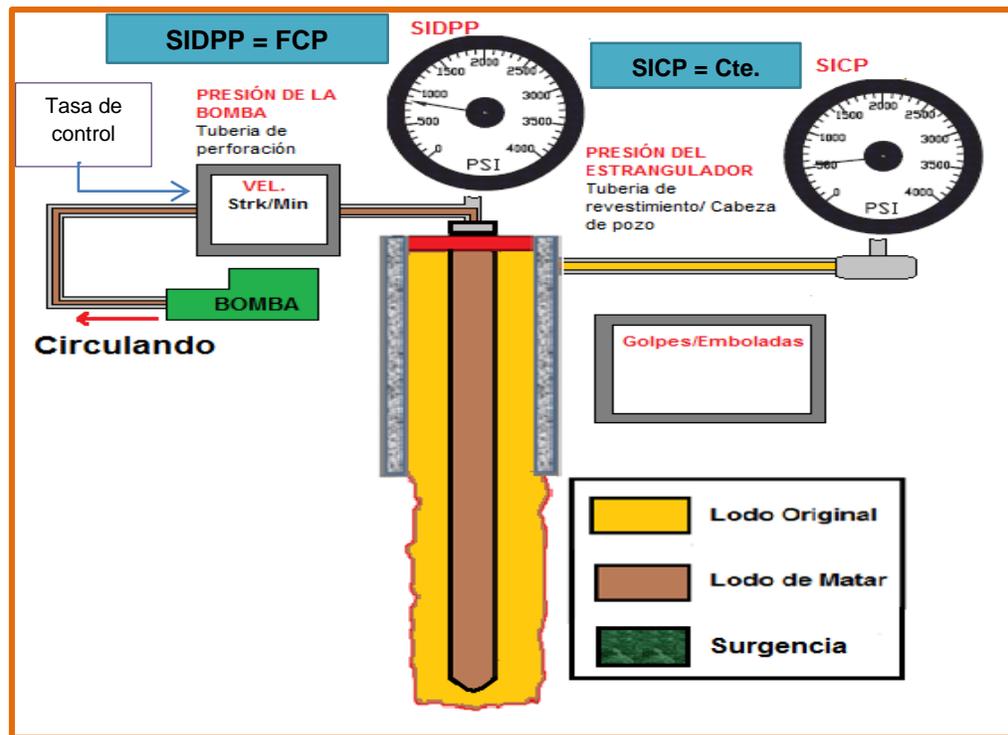


Figura 59. El lodo de matar llega a fondo en el método del perforador.

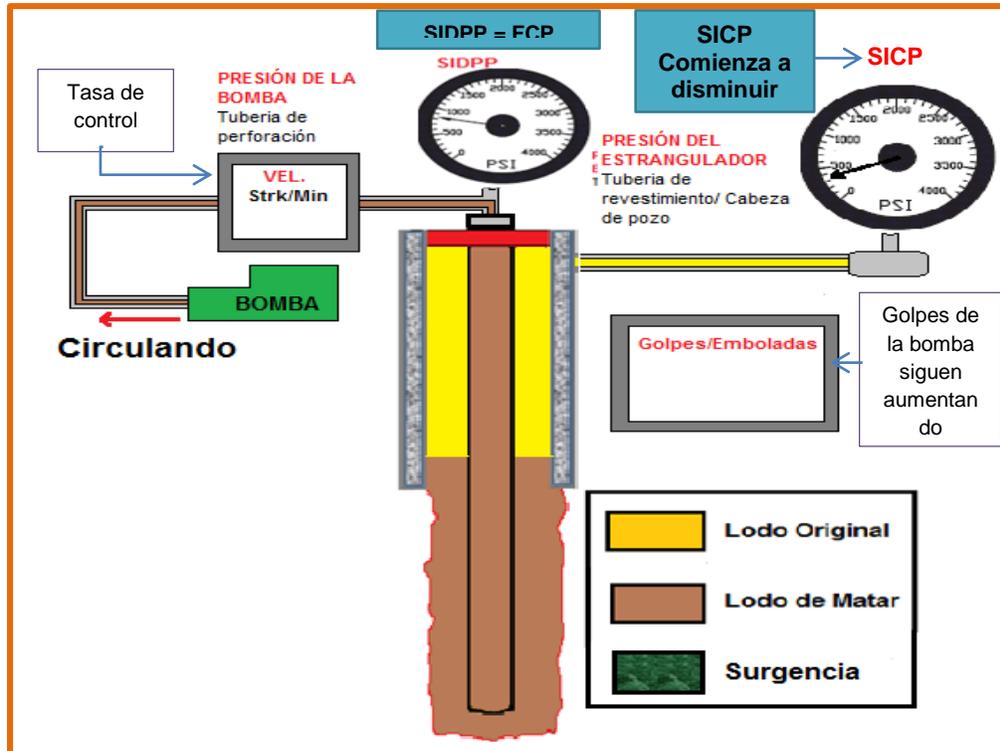


Figura 60. Circulación del lodo de matar en el anular en el método del perforador.

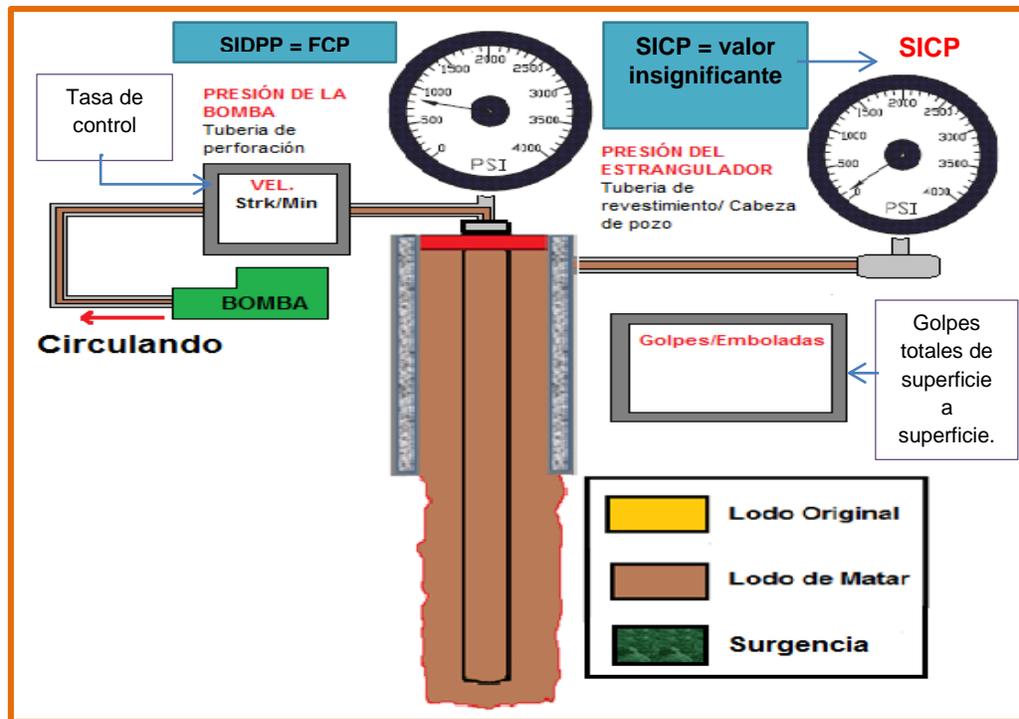


Figura 61. Lodo de matar llega a superficie en el método del perforador.

La presión hidrostática se irá incrementando porque el lodo para matar el pozo es más pesado, por lo que el valor en la tubería de perforación (DP) se reducirá gradualmente hasta llegar a cero.

La presión de circulación también se irá reduciendo hasta llegar a la presión final de circulación (FCP).

- Registrar el valor de la presión final de circulación (FCP).

Cuando el lodo de matar el pozo desplace todo el volumen interior del lodo original en el interior de la tubería de perforación, se debe tomar la presión de circulación (presión final de circulación – FCP) y mantener este valor constante para desplazar todo el volumen anular del lodo original.

La presión final de circulación (FCP) debe ser aproximadamente:

$$FCP = ICP - SIDPP$$

Este valor no tomará en cuenta el aumento de fricción debido al aumento en el peso del lodo, pero se acerca al valor real.

El valor registrado de la FCP debe ser comparado con el valor de la FCP calculado, a través de la ecuación 11.

- A medida que se bombea el fluido de matar por el anular, la presión en la tubería de perforación debe ser constante.

Se debe ajustar el estrangulador abriéndolo para liberar presión en el DP.

- Apagar las bombas y cerrar el pozo.

Se deben detener las bombas y luego cerrar el estrangulador.

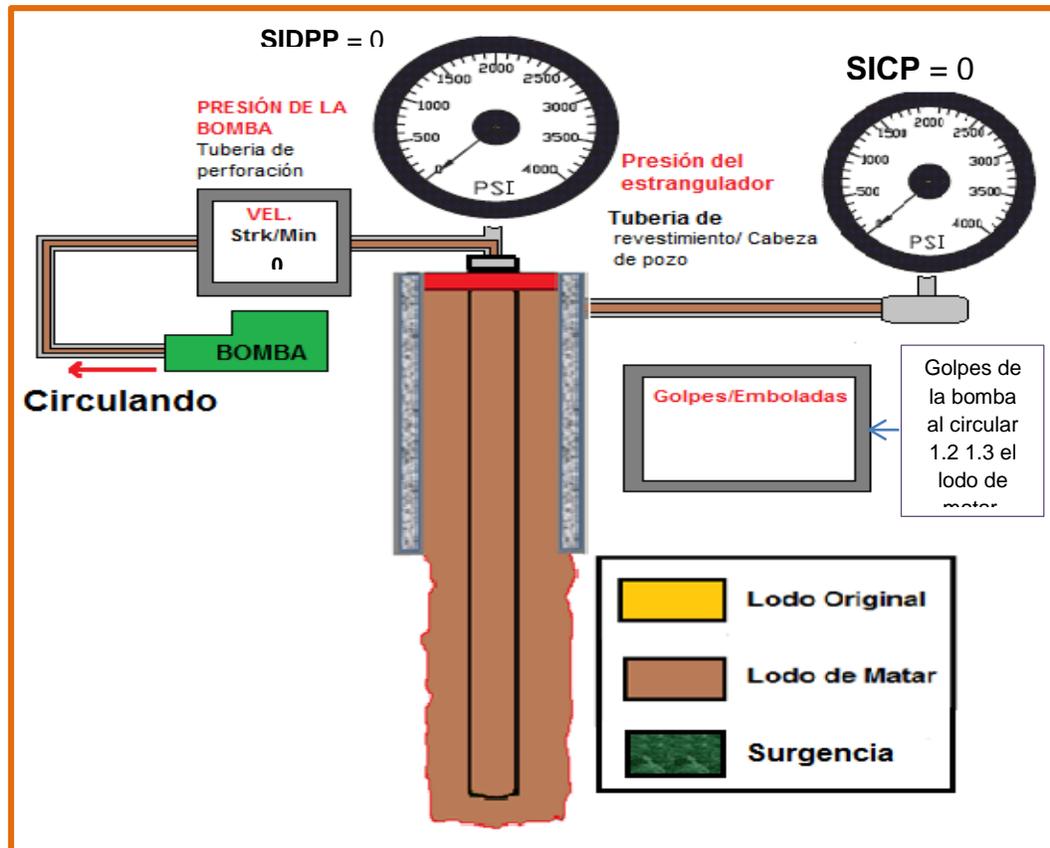


Figura 62. El lodo de matar de 1.2 a 1.3 veces antes de apagar bomba en el método del perforador.

- Cuando el fluido de peso para matar se encuentre en la superficie, el estrangulador debería estar casi totalmente abierto con casi 0 psi en el medidor CP.
- La presión en DP debe ser cte.
 - Leer presiones de la tubería de revestimiento y de la tubería de perforación, las cuales deberían ser cero.
 - Se debe revisar la línea del estrangulador para verificar que no hay flujo, y que el pozo está muerto, es decir:

$$\text{Presión Hidrostática de columna de lodo} \geq \text{Presión de formación} \rightarrow \text{Pozo}$$

- Si la situación está normal, se deben abrir las BOP y verificar que no hay flujo para continuar con el **acondicionamiento** del pozo.

6.3 MÉTODO DE ESPERAR Y PESAR

Este método mantiene la presión de fondo (BHP) constante. Recibe su nombre porque se debe esperar un tiempo mientras se prepara el peso del lodo para sacar el flujo fuera del pozo. Luego, el lodo más pesado se circula por el pozo, manteniendo la densidad y presiones correctas durante el control de pozo.

Este procedimiento requiere de por lo menos una circulación completa. Como se debe utilizar el peso de lodo que equilibre la presión de formación, se requiere un tiempo adicional de circulación para aumentar el peso del lodo con un factor de seguridad adecuado para reiniciar las operaciones del pozo.

Cálculos requeridos

1. Se debe determinar la tasa de control del pozo.

El límite superior de la tasa de circulación adecuada, se determina de acuerdo a la tasa máxima a la que se puede mezclar la barita en el lodo para aumentar el peso requerido, haciendo uso de la ecuación 58.

2. Se debe calcular el peso del lodo para matar (KWM).

Este peso de lodo logra un equilibrio preciso para balancear la presión de la zona de la surgencia. Se puede calcular con la ecuación 43 de densidad de fluido de control.

3. Calcular los volúmenes de la tubería de perforación y del espacio anular.
Con la capacidad de la tubería de perforación y la capacidad anular, se puede calcular estos volúmenes, multiplicando por la longitud de los tramos de cada capacidad del pozo. Calcular por medio de la ecuación 27 y la ecuación 34.
4. Calcular los golpes de superficie a broca y los de broca a superficie. Usar las ecuaciones 18 y 19.
5. Calcular la presión inicial de circulación (ICP), necesaria para mantener la presión de fondo de pozo constante al iniciar la circulación. Usar la ecuación 10.

6. Calcular la presión final de circulación (FCP), cuando se reduce la presión de circulación en la tubería de perforación una vez que el lodo de matar se desplace completamente de la tubería de perforación. Usar la ecuación 11.
7. Elaborar la tabla de presión de circulación de la tubería de perforación vs golpes de la bomba.

Tabla 27 Programa de presiones para el método de densificar y esperar (*WCS Well Control School, 2003, pág. 257*)

Golpe de la bomba	Presión de circulación de tubería de perforación
0	ICP
1.	
2.	
3.	
4.	
5.	
6.	
7.	
8.	
9.	
10. Golpe hasta broca	FCP

La presión de fondo de pozo BHP se debe mantener constante, por lo cual es necesario que el operador del estrangulador maneje el control del choque para poder llevar a cabo el plan de la presión de la tubería de perforación vs los golpes necesarios para matar el pozo.

Procedimiento Operacional:

1. Cerrar el pozo después de que se ha detectado la surgencia.

Dependiendo de la política de cada empresa y el tipo de influjo se selecciona el tipo de cierre que se llevará a cabo.

2. Leer y registrar presiones de cierre en el revestimiento y en la tubería de perforación (SICP y SIDPP) y la ganancia en tanques.

Presión de cierre en la tubería de revestimiento SICP	PSI
Presión de cierre en tubería de revestimiento SIDP	PSI

- Conectar la bomba al sistema de circulación con el peso de lodo que se va a matar el pozo (Densidad de fluido de control – KWM).

Los valores de la SIDPP y SICP, deben ser los registrados cuando el pozo se cierre y se estabiliza

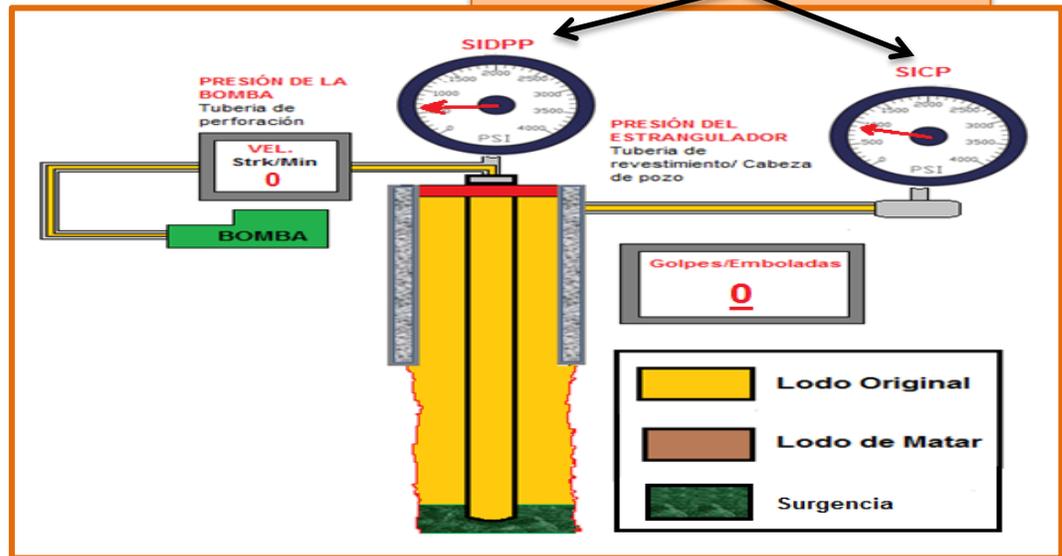


Figura 63. Condiciones iniciales antes de iniciar el método de densificar y esperar.

- Llevar la bomba a la velocidad para matar el pozo (SPM), para desplazar el lodo original del interior de la tubería de perforación, manteniendo la presión en la tubería de revestimiento (CP) constante.

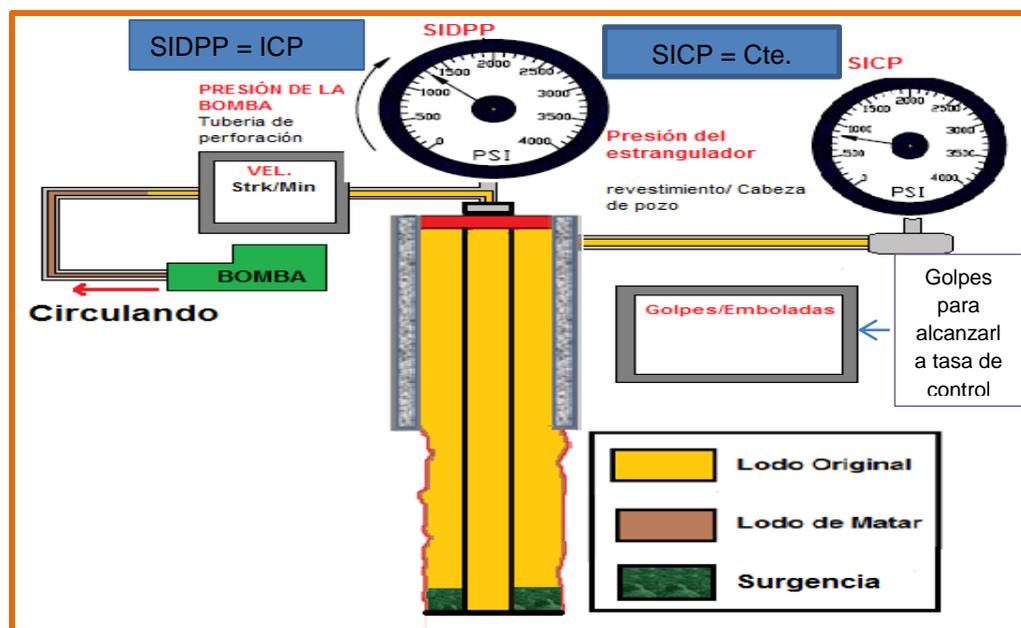


Figura 64. La bomba alcanza la tasa de control en el método de densificar y esperar.

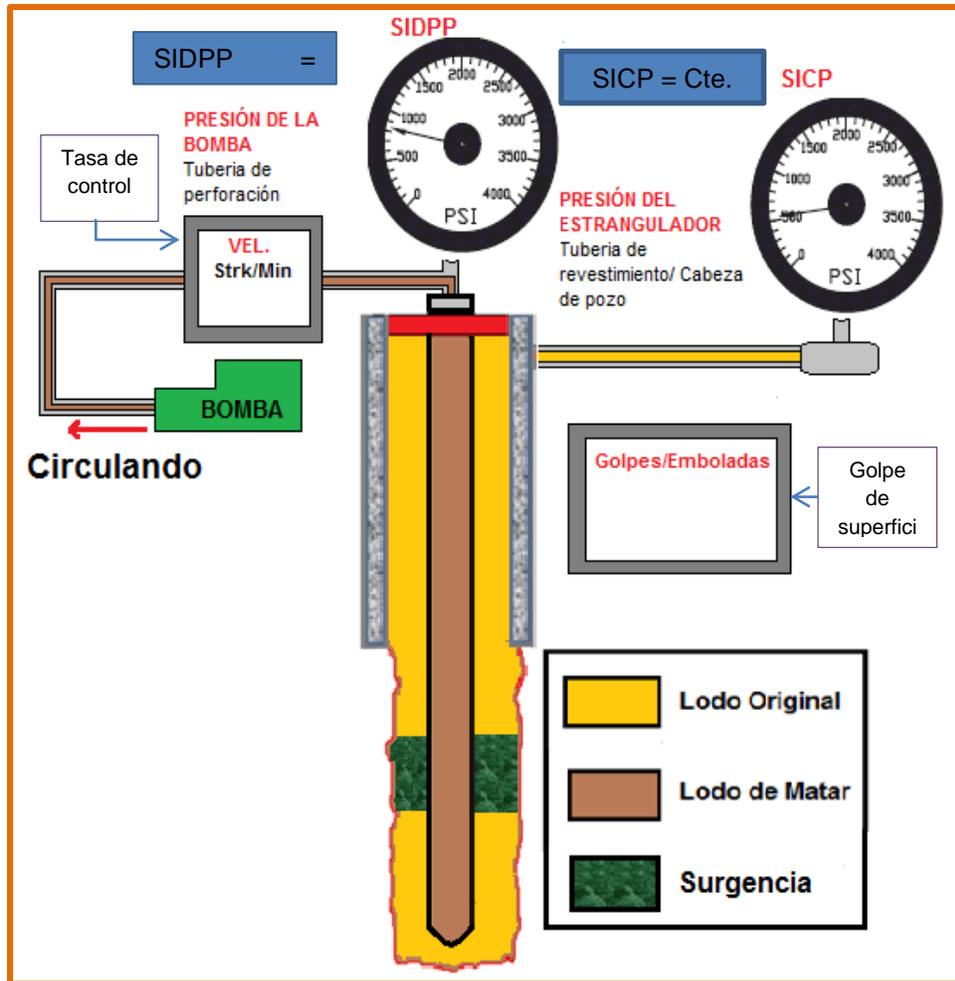


Figura 65. Lodo de matar el pozo llega a la broca en el método de densificar y esperar.

Cuando la bomba alcance la velocidad de la tasa de control y se ajuste la presión de la tubería de revestimiento (CP) con el estrangulador al valor correcto, el control se centra en la presión de la tubería de perforación, que en ese momento se llama presión inicial de circulación (ICP).



Si difieren mucho los valores, se debe corregir el programa de presión, si es necesario.

Cuando el fluido para controlar el pozo llene la tubería de perforación, el número acumulado de golpes de la bomba debe ser igual a la cantidad de golpe de superficie hasta la broca.

Cuando el fluido de control llegue a fondo, la presión en la tubería de perforación debe disminuir desde la ICP hasta la presión final de circulación (FCP). Este valor FCP se debe mantener constante hasta que el fluido de control circule por todo el pozo y se apaguen las bombas después de controlar el pozo.

Si es necesario hacer algún ajuste de presión para mantener constante la presión en la tubería de perforación, se debe operar desde la tubería de revestimiento, ajustando el estrangulador y esperando el tiempo de retraso. Se debe registrar cada ajuste de presión que se haga.

- Mientras la surgencia este migrando por el anular, se debe mantener constante la presión en la tubería de revestimiento.

A medida que la surgencia empiece a salir por el estrangulador, empezará a disminuir primero la presión en la tubería de revestimiento y luego la presión en la tubería de perforación.

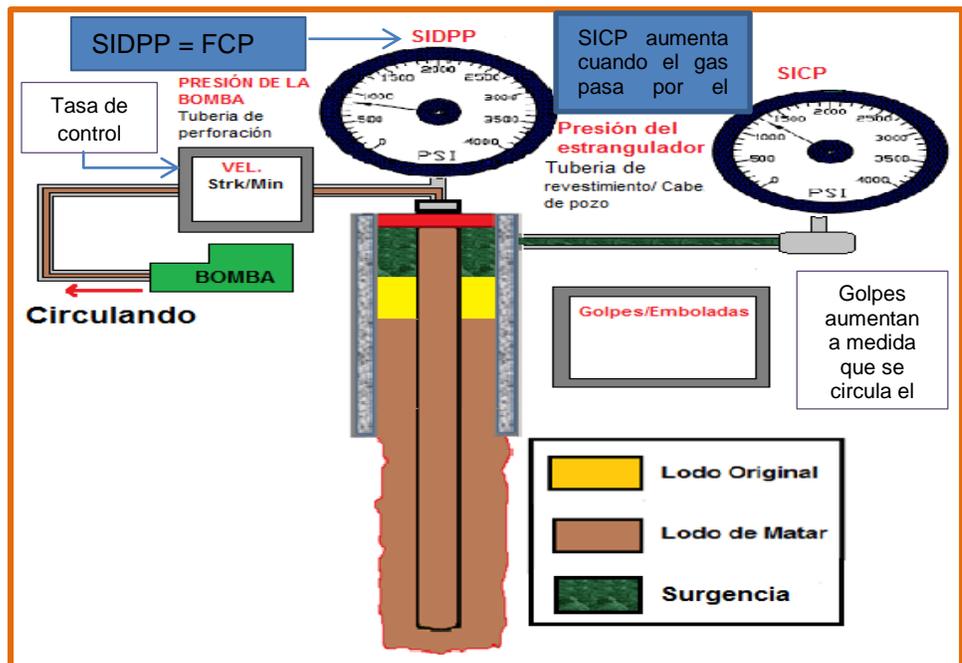


Figura 66. Surgencia en superficie en el método de densificar y esperar.

Si se observa un aumento en la tubería de revestimiento antes que la surgencia llegue al estrangulador, se debe ajustar el estrangulador para mantener constante la presión en la tubería de perforación.

- Una vez que se haya circulado la surgencia, la presión en la tubería de revestimiento debe disminuir hasta un valor insignificante.

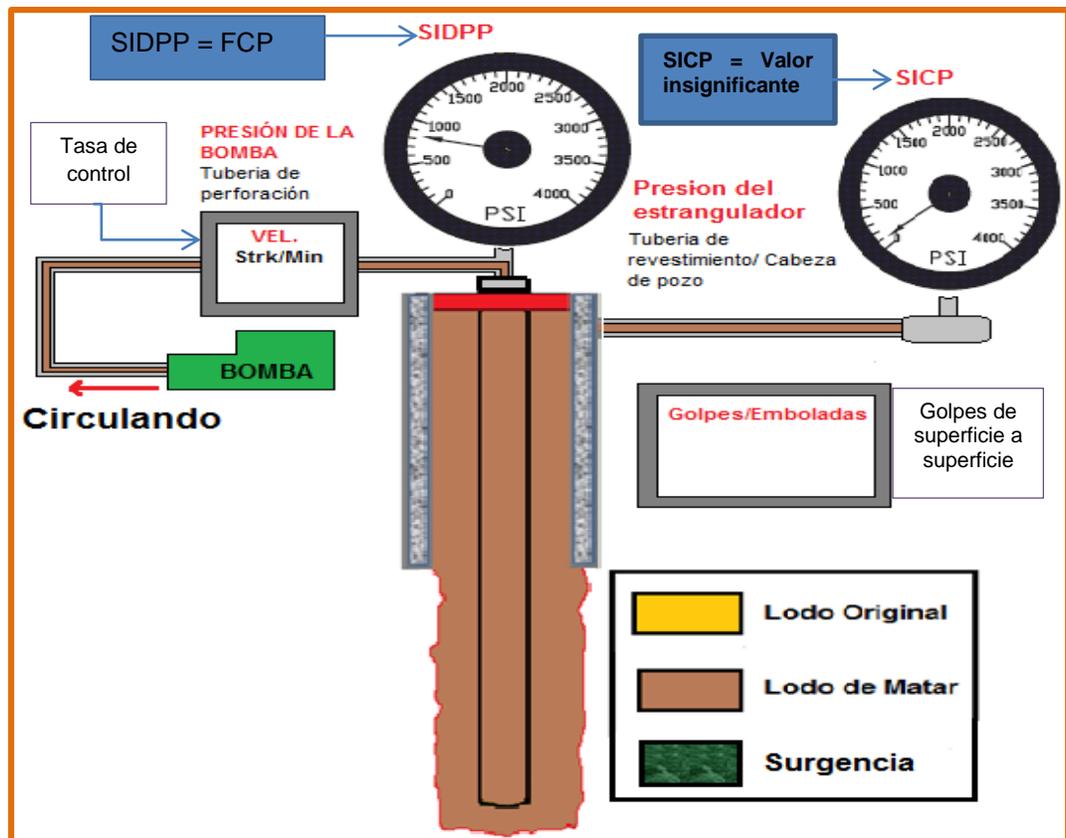


Figura 67. El lodo de matar pasa a través del estrangulador en el método de densificar y esperar.

-
- Apagar las bombas y cerrar el pozo.
- Se deben detener las bombas y luego cerrar el estrangulador.
- Leer presiones de la tubería de revestimiento y de la tubería de perforación, las cuales deberían ser cero.

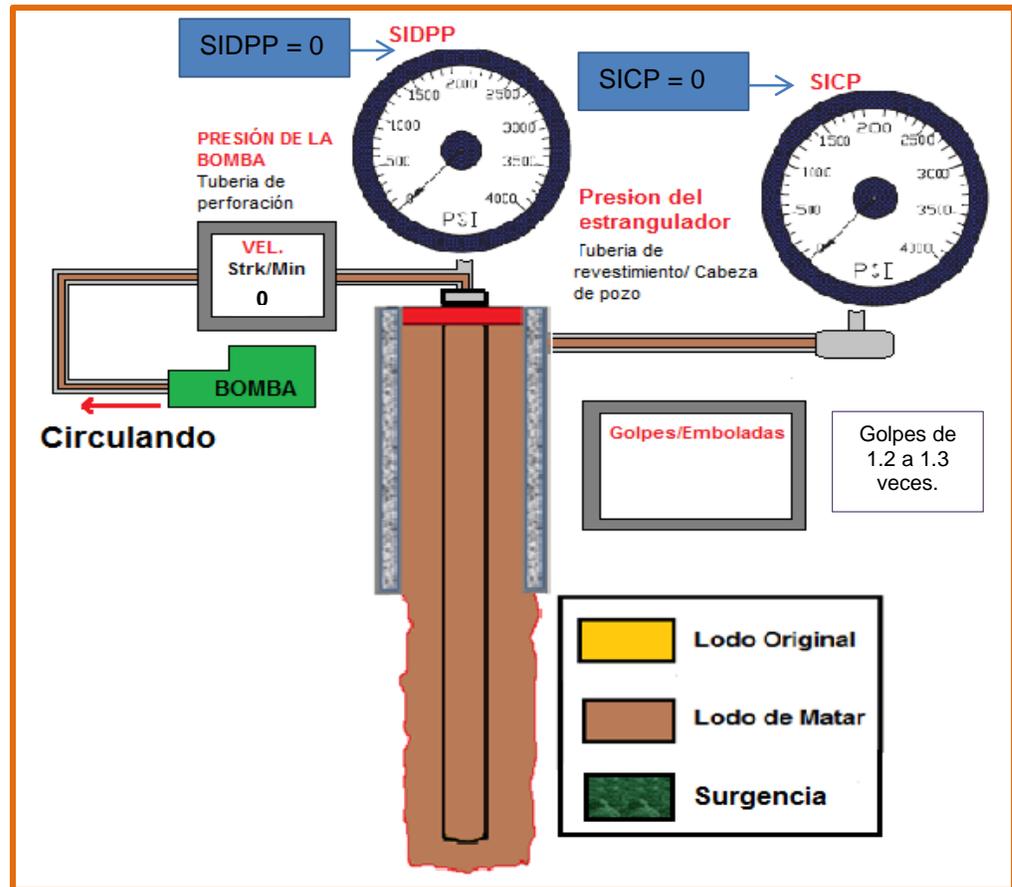


Figura 68. Se circula 1.2 a 1.3 veces para tener mayor seguridad en el método de densificar y esperar.

- Se debe revisar la línea del estrangulador para verificar que no hay flujo, y que el pozo está muerto, es decir:

$$\textit{Presión Hidrostática de columna de lodo} \geq \textit{Presión de formación} \rightarrow \text{Pozo}$$

- Si la situación está normal, se deben abrir las BOP y verificar que no hay flujo para continuar con el **acondicionamiento** del pozo.

6.4 MÉTODO CONCURRENTES

Es un método de presión de fondo constante que combina el método del perforador y el método de esperar y densificar, por lo que comúnmente se le llama el método de incrementar el peso lentamente.

Básicamente, consiste en densificar el fluido de perforación a su valor de control en varias etapas, por lo cual es un método complejo de aplicar, debido a que se dificulta mantener la presión de fondo constante.

Este método involucra una serie de contabilidades y cálculos adicionales mientras se está circulando para sacar la surgencia del pozo, ya que podrían existir diferentes intervalos y densidades en la tubería de perforación.

Cálculos requeridos para el método concurrente

1. Se debe determinar la tasa de control del pozo.

El límite superior de la tasa de circulación adecuada, se determina de acuerdo a la tasa máxima a la que se puede mezclar la barita en el lodo para aumentar el peso requerido, haciendo uso de la ecuación 58.

2. Se debe calcular el peso del lodo para matar (KWM).

Este peso de lodo logra un equilibrio preciso para balancear la presión de la zona de la surgencia. Se puede calcular con la ecuación 43 de densidad de fluido de control.

3. Calcular los volúmenes de la tubería de perforación y del espacio anular. Con la capacidad de la tubería de perforación y la capacidad anular, se puede calcular estos volúmenes, multiplicando por la longitud de los tramos de cada capacidad del pozo. Calcular por medio de la ecuación 27 y la ecuación 34.
4. Calcular los golpes de superficie a broca y los de broca a superficie. Usar las ecuaciones 18 y 19.
5. Calcular la presión inicial de circulación (ICP), necesaria para mantener la presión de fondo de pozo constante al iniciar la circulación. Usar la ecuación 10.
6. Calcular la presión final de circulación (FCP), cuando se reduce la presión de circulación en la tubería de perforación una vez que el lodo de matar se desplace completamente de la tubería de perforación. Usar la ecuación 11.
7. Es necesario hacer un ajuste de presión debido a que fluidos más densos se bombean en la tubería de perforación y el cuadro de presiones desde la presión inicial de circulación (ICP) a la presión final de circulación (FCP), se

cumpla. Estos ajustes se calculan como psi por punto del peso del fluido con la ecuación 59..

$$A_{c-D} = \frac{ICP - FCP}{(KWM - MW) \times 10}$$

Ec 59 Ajuste por corrección de densidad

Dónde:

$$A_{c-D} = \text{Ajuste por corrección de densidad, } \left(\frac{\text{psi}}{\text{punto}} \right).$$

La presión de fondo de pozo BHP se debe mantener constante, por lo cual es necesario que el operador del estrangulador maneje el control del choque para poder llevar a cabo el plan de la presión de la tubería de perforación vs los golpes necesarios para matar el pozo.

Procedimiento operativo

1. Cerrar el pozo después de que se ha detectado la surgencia.

Dependiendo de la política de cada empresa y el tipo de influjo se selecciona el tipo de cierre que se llevará a cabo.

2. Leer y registrar presiones de cierre en el revestimiento y en la tubería de perforación (SICP y SIDPP) y la ganancia en tanques.

Presión de cierre en la tubería de revestimiento SICP	PSI
Presión de cierre en tubería de revestimiento SIDP	PSI

- Conectar la bomba al sistema de circulación con el peso de lodo que se va a matar el pozo (Densidad de fluido de control – KWM).

Los valores de la SIDPP y SICP, deben ser los registrados cuando el pozo se cierre y se estabiliza

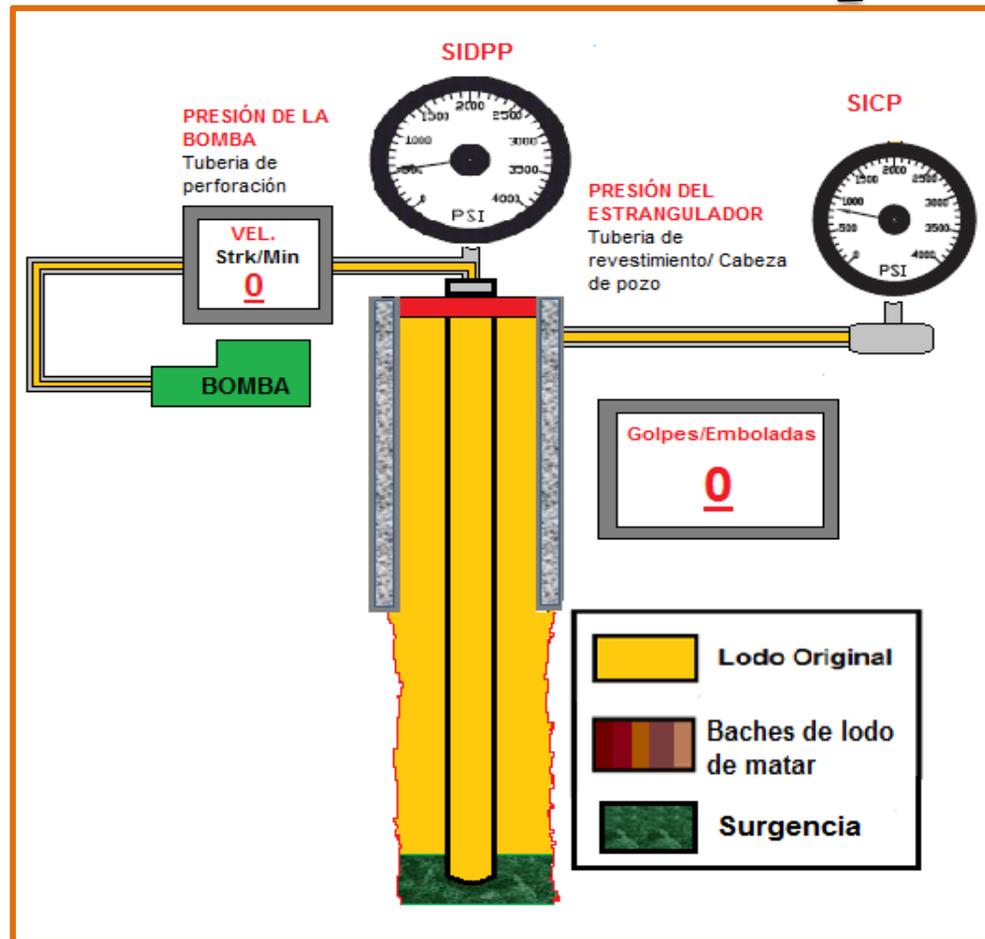


Figura 69. Condiciones iniciales antes de comenzar el método concurrente.

- Llevar la bomba a la velocidad para matar el pozo (SPM), para desplazar el lodo original del interior de la tubería de perforación, manteniendo la presión en la tubería de revestimiento (CP) constante.

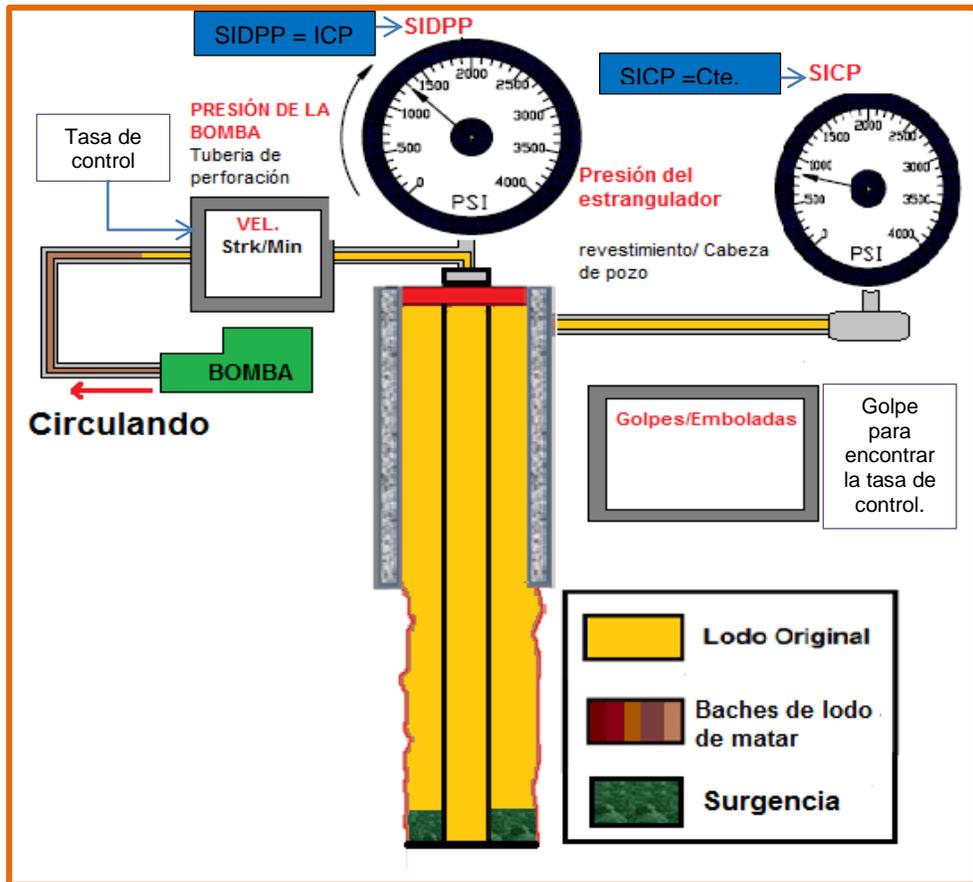


Figura 70. La bomba alcanza la tasa de control en el método concurrente.

Cuando la bomba alcance la velocidad de la tasa de control y se ajuste la presión de la tubería de revestimiento (CP) con el estrangulador al valor correcto, el control se centra en la presión de la tubería de perforación, que en ese momento se llama presión inicial de circulación (ICP).



Si el valor de la ICP calculada difiere en más de 50 psi respecto al valor real, se debe reprogramar el cuadro de presiones.

- Se debe incrementar el peso del lodo en los tanques activos con el sistema de mezclado. A medida que cada punto de incremento de peso del lodo

entra en la tubería de perforación, se le debe informar al operador del estrangulador.

4. Cada punto de incremento de peso se anota y se registra con la cantidad de emboladas en ese momento.
 - Se calcula el número de golpes de la bomba para que el fluido más pesado llegue a la broca.

$$\text{Número de emboladas} = \frac{\text{Volumen bombeado del lodo mas pesado}_{Bls}}{\text{Desplazamiento de la bomba}_{\left(\frac{Bls}{Stk}\right)}}$$

Ec 60 Número de emboladas

Donde:

$N_G = \text{Número de golpes, stk.}$

Este número de golpes se le debe sumar al número de golpe de superficie a broca calculado con un solo peso de fluido.

Tabla 28 Peso del bache de lodo bombeado con sus respectivos golpes de superficie a broca, en el método concurrente.

Número de paso		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nuevo peso del lodo	MW										KWM
Volumen bombeado del nuevo lodo											
Emboladas del nuevo peso de lodo											
Emboladas del nuevo peso de lodo a broca											
Presión de la tubería de perforación	ICP										FCP

- **Nuevo peso de lodo:** se introduce en cada casilla el valor del peso del lodo en cada paso, desde el peso del lodo original hasta el peso del lodo de matar.
- **Volumen bombeado del nuevo lodo:** a medida que se incrementa el peso del lodo, se debe registrar el volumen bombeado en cada incremento.
- **Emboladas del nuevo peso de lodo:** para cada volumen de peso de lodo en cada incremento, se registra el número de golpes/emboadas de la bomba para desplazar dicho volumen.

- **Emboladas del nuevo peso de lodo a broca:** si se circulara un solo peso de lodo, el número de emboladas/golpes de la bomba correspondería a las emboladas de superficie a broca. Con cada incremento en el peso del lodo y su volumen bombeado, se necesitara una cantidad adicional de emboladas para bombear ese nuevo volumen.

El valor en esta casilla corresponde a la suma de las emboladas de superficie a broca con un solo peso de fluido y emboladas del volumen bombeado del nuevo peso de lodo.

- **Presión de la tubería de perforación:** esta presión debe variar desde la ICP hasta la FCP, disminuyendo el valor de presión por paso.

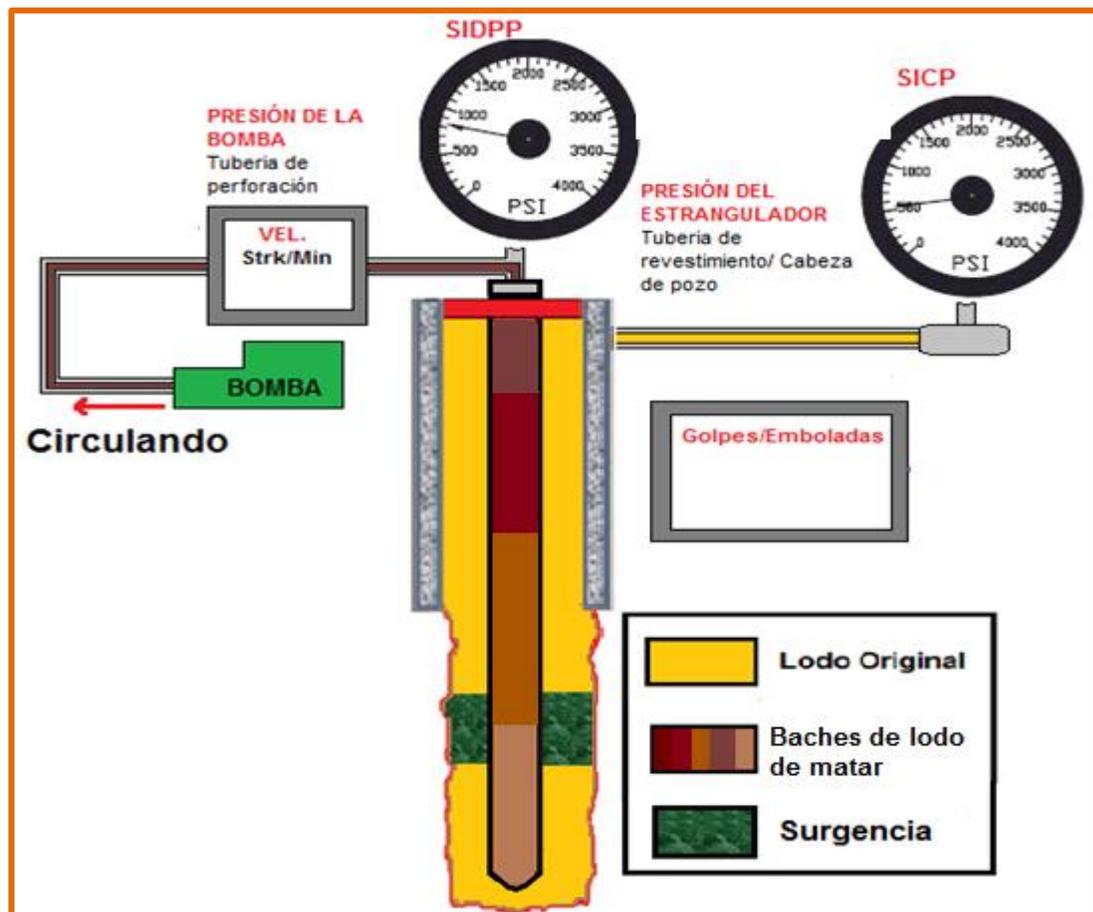


Figura 71. Representación gráfica del lodo de matar, cada vez más pesado en el método concurrente.

5. Cuando cada punto de incremento de peso de lodo llegue a la broca, se debe ajustar el estrangulador por la cantidad del ajuste de corrección por densidad.
6. Después que el último fluido de control este en la broca, el valor de la presión en la tubería de perforación debe ser el de la presión final de circulación (FCP), la cual se debe mantener constante hasta que el último fluido de control retorne a superficie.
7. Cuando la surgencia haya salido del pozo, el fluido sea uniforme en todo el pozo, se deben apagar las bombas y verificar si hay flujo.
8. Cerrar el estrangulador, cerrar el pozo y verificar las presiones de cierre (SICP y SIDPP).
9. Si las presiones de cierre se han estabilizado, abrir el estrangulador para liberar toda la presión atrapada y abrir las BOP.

Metodología ante un indicio de influjo

Para tener una idea global de cómo realizar un control de pozos cuando se está perforando. En el anexo – A se presenta una ruta procedimental donde se resume los posibles pasos a seguir en caso de tener indicios de un influjo, lo que se debe hacer para tener un buen control de pozos. Teniendo en cuenta los tres métodos de control que se nombraron en este capítulo.

CONCLUSIONES

- Para que un pozo este balanceado la presión hidrostática del pozo debe ser mayor que la presión de formación.
- Una surgencia es un influjo proveniente de la formación que puede ser de petróleo, gas, agua o una combinación de estos fluidos, y se genera por el desbalance de presiones entre el pozo y la formación.
- La prueba de integridad de admisión de fluido permite calcular el peso de lodo máximo con el que se deben realizar los trabajos de perforación. A partir de esta prueba se puede determinar la presión de fractura de la formación para poder llevar a cabo procedimientos de perforación y control de pozos, de manera segura.
- Siempre que se esté perforando un pozo es importante tener en cuenta la analogía del concepto de “tubo en u” entre la sarta de perforación y el espacio anular, pues la presión hidrostática siempre busca encontrar una igualdad de presiones cuando dos tubos están interconectados. Este hecho se presenta a menudo porque la densidad en el espacio anular puede ser diferente a la del interior de la tubería, pues el anular está expuesto a recortes y otras condiciones, como un influjo, que reducen su densidad.
- El pistoneo y la compresión durante los viajes en la perforación, ocasionan pérdida de presión hidrostática. Primero porque al sacar la sarta de perforación esta se adhiere a las paredes del tubo por propiedades viscosas del fluido muy altas y velocidades excesivas. Segundo, al insertar tubería a velocidades inadecuadas se genera un efecto compresivo sobre la formación que ocasiona una pérdida de circulación que reduce la columna hidrostática.
- Sacar la sarta de perforación sin tener en cuenta la cantidad de fluido que se debe ingresar al pozo, es una de las principales razones de una surgencia.
- Se debe prestar especial atención a todos los indicadores ante un eventual influjo, pues solamente mediante ellos se puede determinar si una surgencia existe dentro del pozo o no.

- La presión de cierre de la tubería de revestimiento (SICP), la presión de cierre de la tubería de perforación (SIDPP) y la ganancia en tanques son parámetros importantes para llevar a cabo cualquier procedimiento de control de pozo.
- El peso del fluido de control para un pozo depende del valor de la presión de cierre en la tubería de perforación (SIDPP) y constituye el valor de densidad apropiado que generará un sobre balance en fondo para controlar el pozo.
- Los métodos de control de pozo que mantienen la presión de fondo constante durante la circulación de la surgencia son el método del perforador, el método de densificar y esperar, y el método concurrente.
- El método del perforador se diferencia del método concurrente y del de densificar y esperar, porque éste involucra dos circulaciones en su procedimiento. La primera se hace con el lodo original para que la surgencia salga del pozo, y en la segunda se comienza a bombear fluido más pesado (lodo de matar) para controlar la presión en el fondo del pozo.
- Al circular una surgencia de gas siempre se debe tener en cuenta que el gas migra y que se expande. De esta forma, hay que permitir la expansión controlada de éste, para evitar fallas en los equipos de superficie y problemas en la presión de fondo que ocasionen la fractura de la formación e influjos adicionales.
- Es un texto que facilita el aprendizaje de una manera didáctica de conceptos básicos de control de pozos de perforación, va dirigido al personal de operación y a estudiantes.
- Se realiza una ruta procedimental con el objetivo de facilitar el entendimiento de las etapas en los procedimientos de control de pozos de presión de fondo constante cuando se está perforando, con el fin de generalizar el conocimiento de un control de pozo.

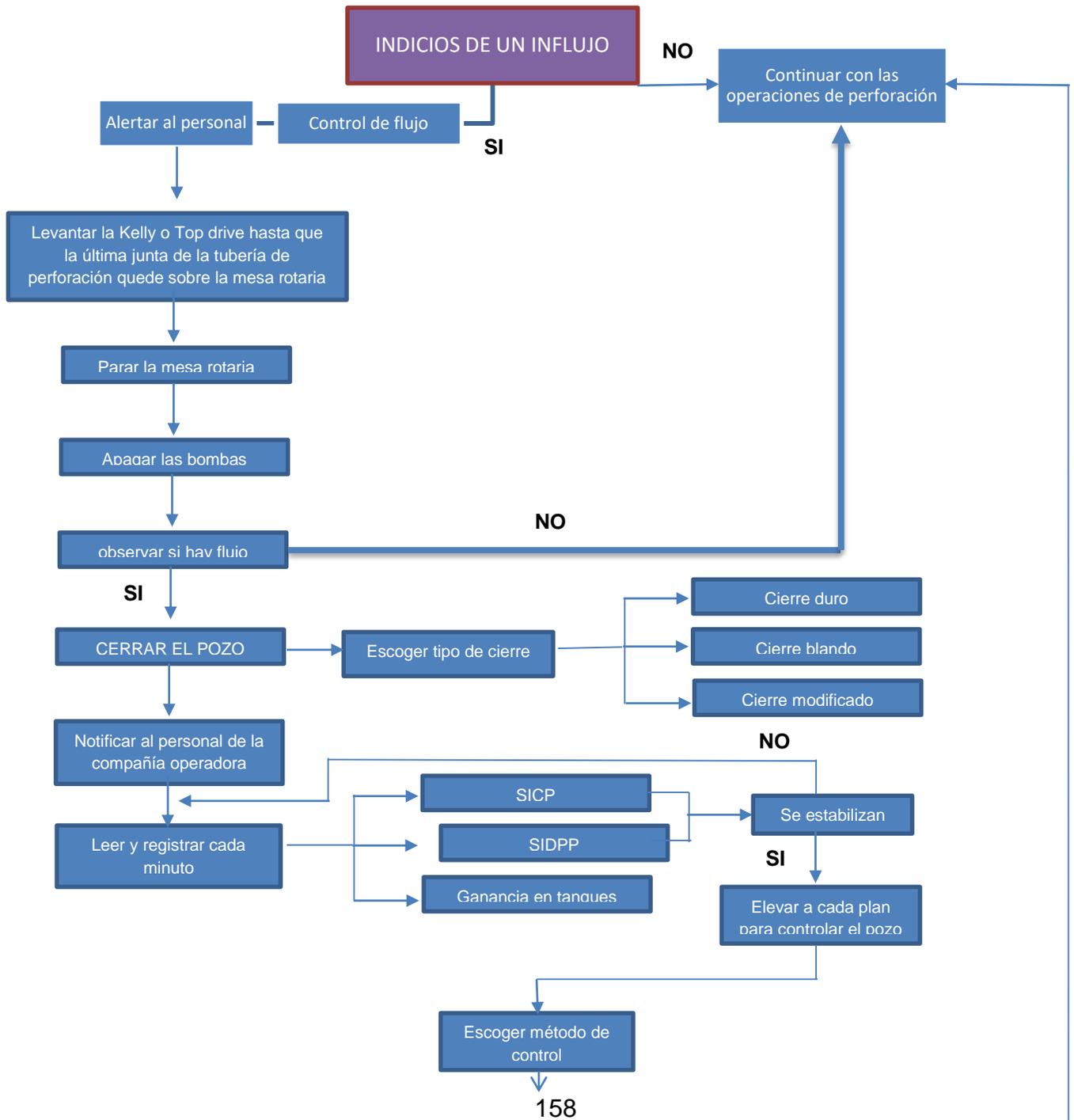
BIBLIOGRAFÍA

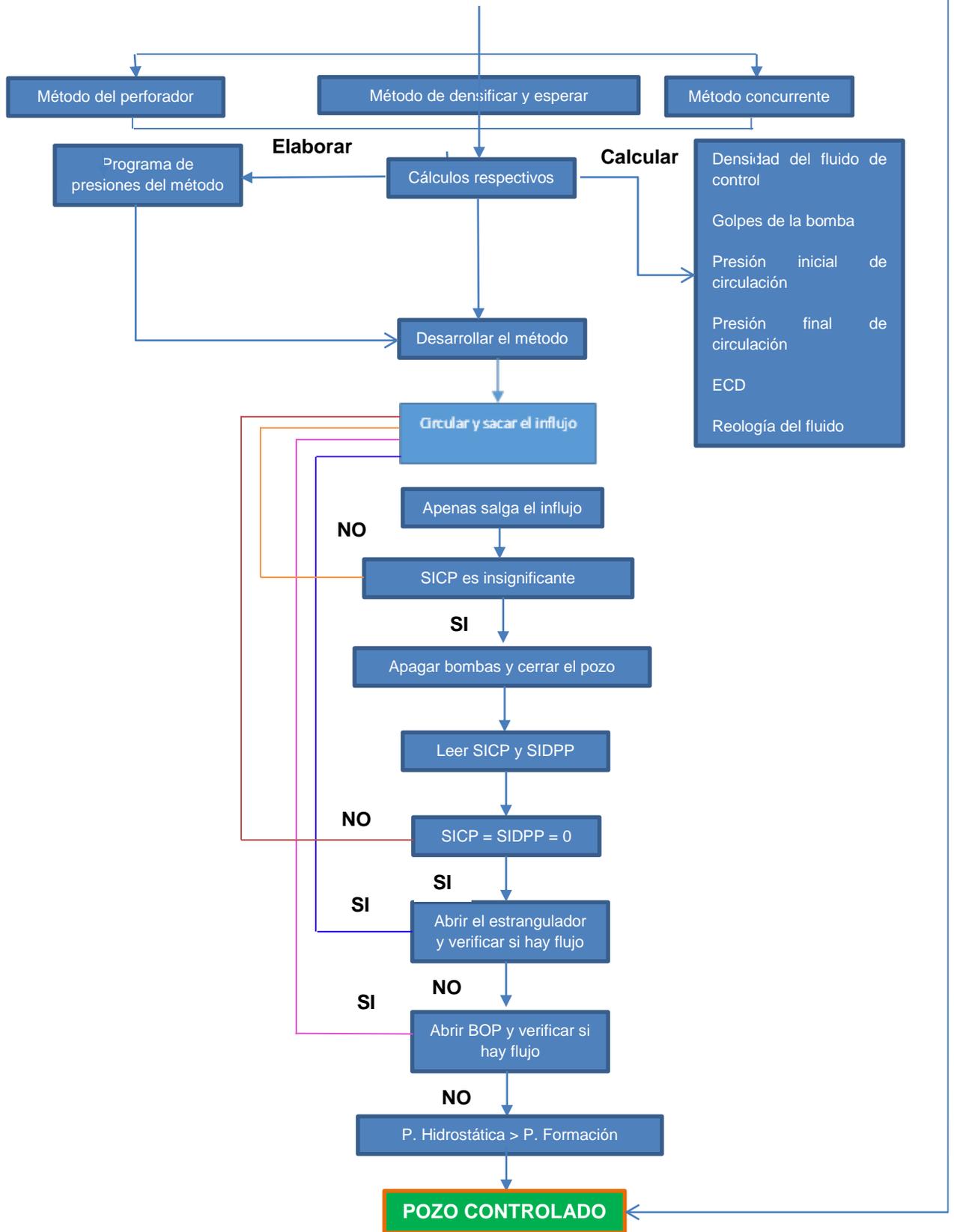
1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE . (2008). Flare Details for General Refinery and petrochemical service, API STANDARD 537. *API STANDARD 537*. Washington D.C, USA.
2. API, American Petroleum Institute. Normas API. Washington, DC 20005: API, 1993.
3. Cameron. (9 de Enero de 2017). Recuperado el 26 de Noviembre de 2018, de <http://www.c-a-m.com/forms/Product.aspx?prodID=ecd6ef4e-19dc-4ea9-ad47-94689e36b61c>
4. Datalog. (2001). Manual de procedimientos procedimientos y operaciones en el pozo. En D. Hawker, K. Vogt, & A. Robinson . Calgary, Canada.
5. Elite Energy Services. (9 de Agosto de 2018). *Elite Energy Services*. Recuperado el 4 de Enero de 2019, de <http://www.eliteenergysvc.com/wp-content/uploads/2018/02/SPACER-SPOOL.png>
6. Guzmán, J. A. (12 de Noviembre de 2015). Propuesta de guía ambiental para el quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
7. Instituto Técnico del petróleo. (2010). *Control de pozos libro de trabajo*. Bogotá.
8. Mi SWACO. (16 de Noviembre de 2014). *Schlumberger*. Recuperado el 2 de Diciembre de 2018, de <https://www.products.slb.com/-/media/cam/files/mi-swaco/choke-manifolds-brochure.ashx>
9. OXY Occidental petroleum corporation. (2010). *Control de perforación y reacondicionamiento (work-over)/completamiento de pozos*. Houston, Texas, USA.
10. Qmax. (2011). Curso fluidos de perforación. En A. Zavala.
11. Randy Smith. (2011). *Training solutions: Principios fundamentales del control de pozos*. Allen, Texas, USA.

12. Schlumberger. (5 de Agosto de 2018). *Oil Glossary*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pressure_integrity_test.aspx
13. schlumberger. (s.f.). The Coiled tubing revolution. *Oilfield Review Journal*, 4-16.
14. WCS Well Control School. (2003). Drilling Well Control Course. *Manual de control de pozos*. Harvey , Louisiana, USA.
15. Well control school. (s.f.). *WCS-Workover- Coiled Tubing, Snubbing, Wireline Surface(Web.Based)*. Recuperado el 5 de septiembre de 2018, de <http://www.wellcontrol.com/manege/courses>
16. Wikipedia. (9 de agosto de 2016). Recuperado el 20 de julio de 2018, de <https://es.wikipedia.org/wiki/Cilindro>
17. Wikipedia. (14 de septiembre de 2017). Recuperado el 3 de octubre de 2018, de https://en.m.wikipedia.org/wiki/Drill_Stem_test

ANEXOS

Anexo A. Hoja de ruta procedimental en caso de un influjo.





LISTA DE ECUACIONES

Ec 1. Presión.....	21
Ec 2. Presión hidrostática	22
Ec 3. Gradiente de presión	23
Ec 4. Presión de formación	24
Ec 5. Presión de fondo de pozo	27
Ec 6. Densidad estimada del fluido de integridad	29
Ec 7. Presión de integridad estimada	29
Ec 8. MASP.....	30
Ec 9. Densidad equivalente de circulación	32
Ec 10. Presión Inicial de circulación.....	32
Ec 11. Presión final de circulación	33
Ec 12. Presión de la bomba	34
Ec 13. Salida de bomba triplex	35
Ec 14. Salida Bomba dúplex.....	35
Ec 15. Salida delantera bomba dúplex	36
Ec 16. Salida hacia atrás bomba dúplex.....	36
Ec 17. Tiempo de circulación	36
Ec 18. Golpes de bajada.....	36
Ec 19. Golpes de retorno	36
Ec 20. Tiempo de bajada	36
Ec 21. Tiempo de retorno	36
Ec 22. Capacidad interna.....	37
Ec 23. Volumen interno de cada sección	38
Ec 24. Volumen de tubería de perforación.....	38
Ec 25. Volumen de la tubería pesada de perforación	38
Ec 26. Volumen del collar de perforación	39
Ec 27. Volumen interno de la tubería.....	39
Ec 28. Capacidad anular.....	39
Ec 29. Volumen anular por sección	40
Ec 30. Volumen hueco abierto - collar de perforación	40
Ec 31. Volumen hueco abierto - tubería pesada de perforación	41
Ec 32. Volumen hueco abierto - tubería de perforación.....	41
Ec 33. Volumen tubería de revestimiento - tubería de perforación	41
Ec 34. Volumen anular.....	42

Ec 35. Caudal de la bomba.....	43
Ec 36. Longitud de la surgencia.....	44
Ec 37. Densidad de la surgencia	44
Ec 38. Ley de boyle	45
Ec 39. Barriles para llenar cuando se extrae tubería seca.....	51
Ec 40. Barriles para llenar cuando se extrae tubería llena.....	52
Ec 41. Presión de cierre en la tubería de perforación	67
Ec 42. Presión de cierre en la tubería de revestimiento.....	69
Ec 43. Densidad de fluido de control	70
Ec 44. Densidad de fluido de control a las perforaciones o punzada superior, medio y fondo	71
Ec 45. Eficiencia de la bomba.....	79
Ec 46. Golpes por etapa	83
Ec 47. Presión por etapa	84
Ec 48. Golpes por paso	85
Ec 49. Distribución de presión	86
Ec 50. Lodo bombeado por paso	86
Ec 51. Longitud de lodo viejo	88
Ec 52. Tope de lodo viejo	89
Ec 53. Presión base de la surgencia.....	89
Ec 54. Tope de la surgencia	90
Ec 55. Presión en el tope de la surgencia.....	91
Ec 56. Longitud desplazada en el anular por el fluido bombeado.....	98
Ec 57. Presión base de la surgencia con lodo nuevo	99
Ec 58. Tasa máxima de circulación	127