



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y SOLUCIÓN TÉCNICA A
PROBLEMAS OPERATIVOS DURANTE LA
INTRODUCCIÓN DE APAREJOS BEC-BN EN
POZOS DE AGUAS SOMERAS DE MÉXICO**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Gutiérrez Gutiérrez Emmanuel

Guzmán González José Alfonso

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Agradezco a mis padres, Rodrigo Gutiérrez Ochoa y Maria de Lourdes Gutiérrez Márquez por todo el amor incondicional que siempre me han brindado y por la confianza que tuvieron en mi, brindandome todo el apoyo posible para poder lograr esta gran meta en mi vida.

Mis más cordiales agradecimientos al Ing. Daniel Marure Valdez director de tesis por brindarme el apoyo y conocimientos al desarrollar este trabajo y por su gran amistad.

Agradezco a mis hermanos, Rodrigo Gutiérrez y Octavio Gutiérrez por todo el apoyo y amor que me han brindado.

Agradezco a mi gran amigo y compañero de tesis José Alfonso Guzmán González, que durante todo este tiempo de conocerlo me brindo su gran amistad y apoyo incondicional en cada momento.

EKG

«Gracias... a la vida; que me ha dado tanto.»

JAGG, inspirado en VdCPS

Dedicatorias

*A mi madre que siempre esta en mi corazon y
en mis pensamientos. Te amo madre con todo
mi corazon.*

EGG

*A todos aquellos que con su tesón y esfuerzo
han hecho suyo el noble arte de la perforación,
terminación y mantenimiento de pozos en
México.*

JAGG

Índice

Introducción	1
I - Criterios de diseño de aparejos BEC-BN	3
1.1 Consideraciones de diseño de aparejos convencionales	4
1.2 Aplicación del AN en el diseño de pozos	10
1.3 Nodo solución	14
1.3.1 Fondo del pozo como nodo solución	14
1.3.2 Cabeza del pozo como nodo solución	16
1.4 Consideraciones de diseño de aparejos BEC-BN	18
II - Equipos, herramientas, materiales y personal para la introducción y arranque de aparejo BEC-BN	23
2.1 Equipos del sistema BEC-BN	24
2.2 Equipo subsuperficial	25
2.2.1 Camisa de enfriamiento	25
2.2.2 Centrador	25
2.2.3 Sensor de fondo	26
2.2.4 Conexión del motor (Mufa)	26
2.2.5 Motor eléctrico	27
2.2.6 Protector o sello	28
2.2.7 Succión de bomba (Intake)	29
2.2.8 Cable de potencia	29
2.2.9 Separador y manejador de gas	30
2.2.10 Bomba electrocentrífuga	31
2.2.11 Cabeza de descarga	32
2.2.12 Empacador	32
2.2.13 Mandril de BN	33
2.2.14 Válvulas de inyección de gas	34
2.2.15 Válvula de tormenta	34
2.3 Equipo superficial	35
2.3.1 Colgador de tubería (bola colgadora)	35
2.3.2 Conector superficial (mufa)	35
2.3.3 Penetrador	36
2.3.4 Cabezal de producción	36

2.3.5	Bonete	37
2.3.6	Caja de venteo	37
2.3.7	Arrancadores	38
2.3.8	Variador de velocidad (VSD)	38
2.3.9	Transformadores eléctricos.	39
2.4	Herramientas y materiales	40
2.4.1	Soltador	40
2.4.2	Unidad de potencia	40
2.4.3	Llaves de fuerza hidráulicas	41
2.4.4	Carrete del cable	41
2.4.5	Spooler	42
2.4.6	Protectores del cable	42
2.4.7	Izaje de Equipo BEC.	43
2.4.8	Cuñas	43
2.4.9	Elevador	44
2.4.10	Herramientas para protectores de cable	45
2.4.11	Herramientas para instalación y empalme de cable de potencia	45
2.4.12	Instrumentos de medición eléctrica	46
2.4.13	Mesa de trabajo, (de armado de BEC y de empalme de cable)	46
2.5	Personal	47

III - Análisis técnico de casos de estudio durante la introducción de aparejos BEC-BN **48**

3.1	Armado	50
3.1.1	Que el penetrador no se sitúe adecuadamente en la bola colgadora, que sea más largo o más corto de lo adecuado.	50
3.1.2	El adaptador de la camisa no es compatible con la camisa de enfriamiento	51
3.1.3	Aplastamiento del cable	52
3.1.4	Caída de accesorios o herramientas al pozo	53
3.1.5	Arranque de pozo durante el proceso de cambio de aparejo a BEC-BN	54
3.2	Corrida del aparejo	55
3.2.1	Resistencia en cabezal y preventores	55
3.2.2	Resistencia en severidades pronunciadas (dog leg)	55
3.2.3	Rotura de “tubing” de la válvula de tormenta por mala sincronización de maniobras entre piso de perforación y piso de producción	57
3.2.4	Bola colgadora no logra ser sentada en el nido (en cabezales sin yugos)	57
3.2.5	Mal dimensionamiento o daño del tornillo de terminación	59

IV - Solución y prevención a los problemas operativos durante la introducción de aparejos BEC-BN	60
4.1 Armado	61
4.1.1 Que el penetrador no se sitúe adecuadamente en la bola colgadora, que sea más largo o más corto de lo adecuado	61
4.1.2 El adaptador de la camisa no es compatible con la camisa de enfriamiento	62
4.1.3 Aplastamiento del cable	62
4.1.4 Dejar caer al pozo objetos indebidos, derivado de descuidos del personal	64
4.1.5 Arranque de pozo durante el proceso de cambio de aparejo a BEC-BN	65
4.2 Corrida del aparejo	66
4.2.1 Resistencia en cabezal y preventores	66
4.2.2 Resistencia en severidades pronunciadas (dog leg)	67
4.2.3 Rotura de “tubing” de la válvula de tormenta por mala sincronización de maniobras entre piso de perforación y piso de producción	67
4.2.4 Bola colgadora no logra ser sentada en el nido (en cabezales sin yugos)	68
4.2.5 Mal dimensionamiento o daño del tornillo de terminación	69
Conclusiones y recomendaciones	71
Conclusiones	71
Recomendaciones	72
Referencias bibliográficas	73
Apéndice	A-1
Definiciones y conceptos básicos	A-1

Índice de figuras

1.1	Sistema Integral de Producción. Adaptada de E. Aranda (2013).	10
1.2	Esquema de un SIP y representación de su comportamiento mediante PIPE-SIM™. Adaptada de E. Aranda (2013).	12
1.3	Análisis NODAL™ del SIP. Adaptada de E. Aranda (2013).	13
1.4	Cambios en la curva de capacidad de transporte por variaciones en los componentes del SIP.	13
1.5	Análisis de sensibilidad del diámetro del estrangulador; Nodo Solución en el fondo del pozo. Adaptada de E. Aranda (2013).	16
1.6	Análisis de sensibilidad del diámetro de la TP y estrangulador; Nodo Solución en cabeza de pozo. Adaptada de E. Aranda (2013).	17
1.7	Disminución de la curva de IPR a través del tiempo.	18
1.8	Principio de aplicación de un SAP desde el enfoque del AN.	18
1.9	Perfiles de presión para un sistema regular y uno combinado. Adaptada de A. Samieh (2014).	20
1.10	“Profundidad equivalente” lograda por la aligerar la columna de fluidos con BN. Adaptada de A. Samieh (2014).	20
1.11	Efecto del punto de inyección del gas en la “profundidad equivalente”. Adaptada de A. Samieh (2014).	21
1.12	Curvas de eficiencia del BN por tipo de aceite en campos mexicanos de aguas someras.	22
2.1	Camisa de enfriamiento.	25
2.2	Centrador.	25
2.3	Sensor de fondo.	26
2.4	Conexión del motor	26
2.5	Motor.	27
2.6	Protector.	28
2.7	Succión de la bomba.	29
2.8	Cable de potencia.	29
2.9	Separador de gas.	30
2.10	Bomba electrocentrífuga.	31
2.11	Cabeza de descarga.	32
2.12	Empacador.	32
2.13	Mandril de BN.	33
2.14	Válvula de inyección.	34
2.15	Válvula de tormenta.	34
2.16	Colgador para tubería de producción.	35
2.17	Conector superficial.	35
2.18	Penetrador.	36
2.19	Cabezal de producción.	36
2.20	Bonete adaptador.	37
2.21	Caja de venteo.	37
2.22	Arrancadores.	38
2.23	Variador de velocidad (VSD).	39

2.24	Transformador eléctrico.	39
2.25	Soltador.	40
2.26	Unidad de potencia.	40
2.27	Llave hidráulica de fuerza.	41
2.28	Carrete del cable eléctrico.	41
2.29	Spooler con carrete instalado.	42
2.30	Protectores del cable.	42
2.31	Clamps de levantamiento.	43
2.32	Cables de acero y eslinga.	43
2.33	Cuñas para tubería.	44
2.34	Elevador.	44
2.35	Herramientas para fijación.	45
2.36	Herramienta para sujeción.	45
2.37	Herramientas para ensamble y empalme.	45
2.38	Instrumentos de medición eléctrica: voltímetro (derecha) y megóhmetro (derecha).	46
2.39	Mesa de trabajo.	46
2.40	Organigrama de trabajo para el personal operativo durante la introducción de aparejos BEC-BN.	47
3.1	Cuerpo del penetrador con marca de referencia en la cuerda.	50
3.2	Penetrador instalado en el cabezal y mostrando que sobresale insuficiente cuerda realizar conexión.	51
3.3	Instalación de camisa de enfriamiento.	52
3.4	Cable de potencia dañado.	53
3.5	Sustitución de cabezales de producción.	54
3.6	Tapón puente.	54
3.7	Trayectoria y severidad del pozo.	56
3.8	Rotura de la línea de control de la válvula de tormenta.	57
3.9	Cabezales de producción con yugos (izquierda) y sin yugos (derecha).	58
3.10	Colgador desalineado en nido de cabezal.	58
3.11	Tornillo de terminación presentado en bonete.	59
4.1	Alineación de orificios de la camisa de enfriamiento con el adaptador de la misma.	62
4.2	Daño en uno de los conductores del cable de potencia por aplastamiento.	63
4.3	Proceso de empalme del cable de potencia.	63
4.4	Cable entrando al pozo mientras las cuñas están sosteniendo la tubería.	64
4.5	Personal colocando protección en la boca del pozo.	65
4.6	Torre de perforación.	66
4.7	Alineación de la espiga de la TR durante cambio de cabezales.	67
4.8	Línea de control para la válvula de tormenta enrollada como reserva por debajo del colgador.	68
4.9	Sección del cabezal y bola colgadora.	69
4.10	Tornillo de terminación instalado de manera "pasante".	69
4.11	Índice de Productividad Golán Michel 1996	A-2
4.12	Gráfico adimensional de Vogel	A-3

4.13 Componentes del BN	A-4
4.14 Bombeo Neumático	A-5
4.15 Bombeo Neumático	A-6

Índice de tablas

4.1	Ventajas y deventajas del BN	A-5
4.2	Ventajas y deventajas del BEC	A-7

Introducción

Los constantes retos en la industria petrolera para poder extraer los hidrocarburos de manera rentable han aumentado vertiginosamente, la caída del precio del petróleo desde el último cuatrimestre del 2014, aun cuando la geopolítica internacional ha logrado medianamente repuntarlos en el transcurso del último año, obligó a las compañías petroleras a hacer más eficientes sus procesos a lo largo de toda la cadena de valor.

Aunado a lo anterior, la declinación natural de los principales campos productores en México exigía tomar medidas que permitieran incrementar, o al menos mantener, la plataforma de producción del país, obedeciendo las normativas concernientes a protección ambiental y con las técnicas más eficientes de las que se pudieran disponer.

Una de estas, implementada en los campos de aguas someras del Golfo de México, tenía como objetivo el aseguramiento de flujo mediante Sistemas Artificiales de Producción que incrementaran la producción y al mismo tiempo reducir el envío de gas a la atmósfera que se tenía en ese momento.

Para lograr lo anterior, después de analizar las características de los campos, fluidos, instalaciones, etc., una de las metodologías que se decidió ocupar es la de instalar aparejos BEC con respaldo de BN.

El sistema artificial de producción híbrido de Bombeo Electrocentrífugo (BEC) y Bombeo Neumático (BN), los cuales operarán de forma independiente, siendo el primero el que operará como sistema artificial de producción principal, y el BN el sistema de respaldo.

Los elementos que permiten la operación independiente de ambos sistemas son el empacador profundo y una camisa deslizante operada con flujo, la cual está instalada arriba de la descarga del BEC, esta tiene una posición normal de abierta, es decir, comunicados el aparejo de producción y el espacio anular del pozo.

Como el BEC el sistema principal, una vez que este se pone en operación, el flujo que induce dentro del aparejo de producción activa el mecanismo de la válvula deslizante con lo que se aísla el aparejo de producción del espacio anular y todo el flujo producido por el yacimiento e impulsado por el BEC es conducido por el aparejo de producción hasta la superficie.

Cuando en caso de falla del BEC o por paro programado del mismo, se suspende el flujo de este sistema, la camisa deslizante regresa a su posición normal, es decir, abierta y comunica el aparejo de producción con el espacio anular con lo que el retorno de los fluidos del aparejo de producción al pozo no pasa por el equipo de fondo del BEC.

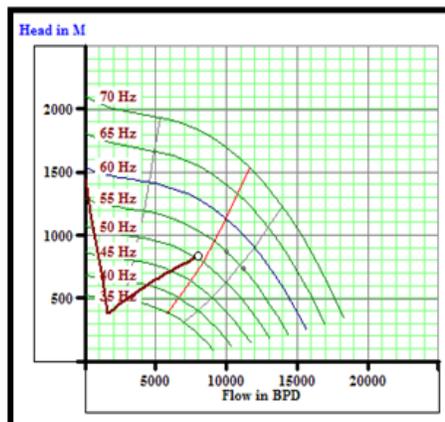
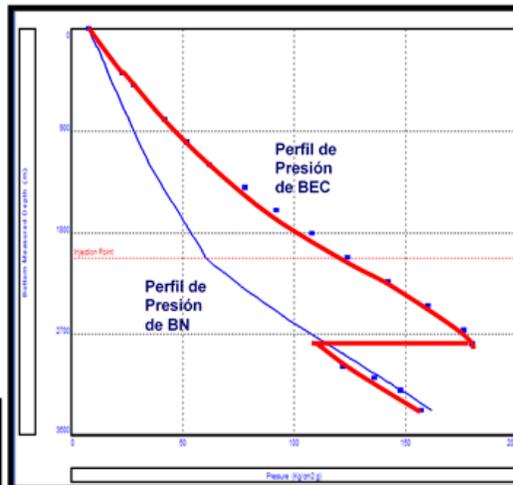
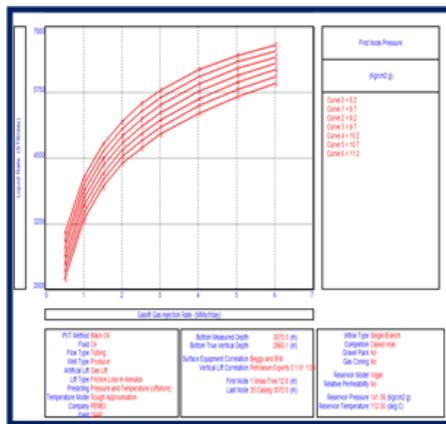
También en la posición normal de la camisa deslizante, abierta, se opera el sistema artificial de respaldo, sin necesidad de intervenir el pozo, y solo se requiere suministrar gas a alta presión a la línea de inyección de gas de BN del pozo.

El sistema de respaldo, es decir, el BN entrará en operación cuando el BEC sufra una falla permanente o parcial, para lo cual es conveniente aplicar el procedimiento correspondiente, tomando como punto a cuidar el proceso de desfogue del gas de BN, en caso de requerirse, debido a que un súbito desfogue puede provocar daño en el cable de potencia por efecto de descompresión.

La técnica de hibridación de dos sistemas artificiales de producción como lo son el BEC y el BN es más benéfica en campos donde previamente se estaba ocupando el bombeo neumático y posteriormente se adiciona el bombeo electrocentrífugo, este sistema tiene sus mayores ventajas en campos donde se empieza a incrementar el corte de agua, disponibilidad limitada del gas por BN y cuando la eficiencia de las instalaciones de la existente red de BN comienza a disminuir.

El presente trabajo mostrará un acercamiento a las operaciones que se han llevado a cabo para la instalación de estos sistemas, haciendo énfasis en las diversas problemáticas operativas que se ha tenido para ello, con la intención de tomarlas como base para proponer sugerencias que permitan prevenirlos, minimizando así los tiempos y costos de las intervenciones.

I - Criterios de diseño de aparejos BEC-BN



1. Criterios de diseño de aparejos BEC-BN

1.1. Consideraciones de diseño de aparejos convencionales

El análisis del Sistema Integral de Producción (SIP) consiste en dividir cada elemento o componente que integra al sistema de producción (yacimientos-pozos-instalaciones superficiales), para analizar y estudiar individualmente su entorno y principios fundamentales, por medio de un conjunto de métodos con distintas formas de identificar las características y el comportamiento de los elementos que integran a todo el sistema de producción, a fin de comprender el comportamiento de flujo de fluidos que se presenta desde el yacimiento al fondo del pozo, por la tubería de producción hasta la cabeza del pozo, por el estrangulador, línea de descarga y finalmente a través del separador hasta llegar al tanque de almacenamiento.

En el movimiento de los fluidos, desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales para su manejo, procesamiento, transporte y distribución o almacenamiento. El yacimiento requiere de una gran cantidad de energía para superar las pérdidas de presión por fricción que se presentan en todo el sistema y obtener la producción de hidrocarburos por flujo natural del pozo.

El análisis del SIP se puede realizar a diferentes condiciones de operación y toma en cuenta, todas las posibles restricciones que se presentan, así como la energía requerida para vencer las pérdidas de presión por fricción y finalmente llevar la producción hasta la superficie, además se puede incluir en este análisis, la aplicación de un método de levantamiento artificial de producción cuando la energía del yacimiento no sea suficiente o se requiera incrementar la producción del pozo.

Adicionalmente en el análisis del sistema se puede evaluar un diseño sencillo de un pozo o un diseño complejo de una red de pozos, en el que se incluyan diversos componentes, así como analizar las variables y parámetros de mayor impacto a nivel de yacimiento, dependiendo de la información con la que se cuenta y el detalle del estudio.

La caída de presión total del sistema en cualquier momento, es la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión en el separador ($P_{ws} - P_{sep}$), esta caída de presión es la suma de todas y cada una de las caídas de presión que ocurren en cada componente del SIP. La caída de presión a través de cualquier componente varía con el gasto de producción del pozo, por esta razón, el gasto estará controlado por los elementos seleccionados para el SIP.

En el diseño, dimensionamiento y selección de cada componente del sistema integral, es importante considerar, la relación e interacción entre los componentes, ya que un cambio en la caída de presión de un componente puede cambiar el comportamiento de la misma en todos los demás y como consecuencia generar un cambio en todo el sistema, afectando la producción de los pozos. Esto ocurre porque el líquido que fluye es compresible y, por lo tanto, la pérdida de presión en un componente en particular depende no sólo del gasto de flujo a través del mismo, sino también de la presión promedio que existe en el componente.

El gasto de producción o la capacidad que tiene el pozo de producir a menudo puede ser severamente limitado por la capacidad o eficiencia de un solo componente del SIP. Si el efecto de cada componente en el gasto total del sistema de producción logra aislarse, el sistema puede ser optimizado en la forma más económica al analizar individualmente alternativas que permitan incrementar la capacidad y eficiencia de cada componente, con el fin de incrementar la producción.

Actualmente muchos sistemas de producción están operando ineficientemente, pero la mayoría pueden ser mejorados significativamente mediante un cuidadoso análisis. Se han estudiado algunos casos donde se han invertido grandes cantidades de dinero en la estimulación del pozo con el fin de incrementar la producción sin obtener buenos resultados. Sin embargo, un estudio detallado por medio del análisis del SIP ha demostrado que el gasto de producción en realidad estaba restringido por la capacidad de flujo de la tubería y línea de descarga, ya que era demasiado pequeña y por lo que no era necesario realizar la estimulación del pozo.

Además, en otros casos, se han encontrado errores en el diseño de la terminación del pozo al instalar una tubería de producción demasiado grande, esto sucede cuando se espera un alto gasto de producción en los pozos o la producción de los pozos ha disminuido considerablemente como consecuencia de la declinación natural del yacimiento y la sobreexplotación del campo. Por lo que, se debe tomar en cuenta, en los análisis el efecto a corto, mediano y largo plazo, cuando se sobreestima o subestima la capacidad de producción en el diseño de una instalación, ya que en ambos casos se pueden tener pérdidas económicas importantes.

En los estudios integrales, uno de los análisis que se debe realizar, es el efecto que tiene el diámetro de la tubería de producción respecto a la velocidad de flujo, con el fin de evitar la carga de líquidos y el abatimiento del pozo, así como analizar el potencial erosivo cuando se tiene presente partículas sólidas en la mezcla. Estos análisis permiten ahorrar costos por tubería de producción de gran tamaño y anticipar la instalación oportuna de algún sistema artificial de producción (SAP) para mantener la producción del campo.

Un caso de un SIP en el que se tienen diferentes variables y componentes es el de un pozo productor de aceite fluyendo simultáneamente por el espacio anular y tubería de producción con el fin de producir diferentes formaciones con distintas propiedades y condiciones de presión y gasto. Para este caso se requiere de un análisis detallado de las condiciones de operación y producción del pozo con el propósito de generar un modelo representativo y confiable que permita al ingeniero de producción realizar sensibilidades de diferentes condiciones de producción con el objetivo de determinar la alternativa que proporcione el mayor incremento de producción con el menor costo de inversión.

Los resultados del análisis del sistema, no solamente permiten la determinación de la capacidad de producción del pozo para una determinada serie de condiciones, sino también, muestran los efectos de su comportamiento ante cualquier cambio de las propiedades de los fluidos y del yacimiento, así como de las variables que intervienen en el flujo del yacimiento al pozo e instalaciones superficiales.

Las causas que generan la declinación de la producción de hidrocarburos en los pozos son muy diversas y dependen de diferentes factores. Estas causas pueden ser: abatimiento de la presión

de fondo estática, incremento de la producción de agua, canalización del gas, canalización de agua, precipitación de materiales orgánicos e inorgánicos, daño a la formación entre otras. En la optimización del SIP es necesario encontrar alternativas para la solución a cada una de estas problemáticas, esto se logra con el apoyo de métodos y herramientas que permiten determinar de manera práctica, fácil y sencilla la capacidad de producción con cualquier combinación de componentes y ubicar las caídas de presión excesivas en el sistema de producción, así como determinar el efecto que se obtiene al variar distintos parámetros y propiedades como: presión estática, presión en la cabeza del pozo, índice de productividad, daño, relación gas-aceite, porcentaje de agua, diámetro en la tubería de producción y estrangulador, presión en la línea de descarga o el separador y comúnmente el gasto de inyección de gas.

Cada sistema puede ser evaluado en función de su capacidad de producción. La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y, especialmente, del gasto de fluidos transportados, de tal manera que la capacidad producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para poder transportar los fluidos hasta superficie.

La técnica que nos permite realizar el análisis del SIP es el Análisis NODAL™ (AN), el cual consiste en dividir al sistema de producción en nodos de solución, cada componente se evalúa por separado y posteriormente es integrado para determinar el comportamiento del flujo de un pozo de aceite y gas. El objetivo principal es optimizar el sistema de producción y obtener el mayor gasto con la menor caída de presión, alcanzando la máxima eficiencia de cada componente e incrementando la vida productiva de los yacimientos.

Su aplicación a los sistemas de producción fue propuesta por primera vez por Gilbert en 1954 y posteriormente fue aplicado por Nind en 1964 y por Kermit & Brown en 1978. El análisis del sistema se realiza en forma sistemática y metódica, fundamentalmente está integrado por la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento (Inflow) y la curva de capacidad de transporte del sistema (Outflow).

La metodología del AN incluye en sus cálculos todos los componentes que integran al sistema de producción. Las ecuaciones matemáticas para el comportamiento de afluencia se basan generalmente en la Ley de Darcy, Índice de Productividad, Vogel, Jones y Fetkovich, Blount y Glaze, etc. Mientras la curva de capacidad de transporte puede ser calculada con las correlaciones de flujo multifásico como la de Hagedorn & Brown, Beggs & Brill, Duns & Ros etc. La intersección entre estas dos curvas en la gráfica de presión contra gasto de producción es la solución al sistema e indica el gasto y presión a las condiciones de operación del pozo.

Adicionalmente, la técnica de AN permite identificar y determinar los problemas relacionados con la capacidad de flujo del pozo a partir de la interacción entre cada uno de los componentes del sistema por medio de las restricciones individuales que se presentan en el estrangulador, tubería de producción, disparos y la capacidad del flujo del yacimiento. Simultáneamente permite obtener las caídas de presión, el potencial máximo y los efectos en el comportamiento del pozo al variar las propiedades del fluido y del yacimiento, así como las características mecánicas y operacionales del pozo e instalaciones superficiales.

Una de sus principales aplicaciones es la optimización de pozos de aceite y gas que producen por flujo natural o por SAP, analizando el comportamiento actual y futuro. Como resultado de este análisis generalmente se obtienen alternativas que permiten el incremento de la producción y mejorar la eficiencia de flujo, con el fin de recomendar cambios en el sistema cuando se trata de un pozo productor. Sin embargo, su aplicación puede extenderse para planear adecuadamente el diseño de un nuevo pozo determinando el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y línea de descarga, con lo que se obtiene la mayor producción del pozo con la menor inversión

La aplicación del AN en un pozo permite evaluar el flujo de fluidos en el SIP a partir de tres componentes principales:

1. Yacimiento (Medio poroso-Zona de daño-Disparos-Fondo del pozo).
2. Pozo (Tubería de producción-Disparo “puncher”-Estrangulador de fondo).
3. Instalaciones superficiales (Cabeza del pozo-Estrangulador-Línea de descarga-Separador).

Con el objetivo de determinar la capacidad de producción de aceite y gas de la formación, se debe comprender la relación entre el gasto y las pérdidas de presión en los diferentes componentes que constituyen al sistema de producción desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales considerando en equilibrio al SIP al cumplir la siguiente expresión:

$$\sum_i^n \Delta P_n = P_{ws} - P_{sep} \quad (1)$$

Donde:

n =Número de componentes en que se divide el SIP.

ΔP_n = Caída de presión en el componente n.

P_{ws} = Presión de fondo estática.

P_{sep} =Presión del separador.

Para un fluido incompresible en una sola fase, la caída de presión en cada uno de los nodos está en función del gasto de producción por lo que se tiene la siguiente relación:

$$\Delta P_n = \Delta P_n(q) \quad (2)$$

Donde:

q = Gasto de aceite.

Así que la ecuación se convierte en:

$$\sum_i^n \Delta P_n(q) = P_{ws} - P_{sep} \quad (3)$$

Podemos ver que, en la ecuación, el gasto de producción es una variable independiente de la presión de entrada y salida del sistema, expresado de otra forma, la presión del yacimiento y la presión del separador no están en función del gasto. La solución a esta expresión es el gasto de flujo que determina el equilibrio del sistema. También se sabe que, para un determinado fluido incompresible en una sola fase, la caída de presión a través de cada componente está en función de las características del componente y propiedades de los fluidos producidos. Por ejemplo, la caída de presión en el yacimiento está en función del índice de la productividad y la caída de presión en la tubería de producción está en función de las siguientes características: diámetro, inclinación, rugosidad y factor de fricción de la tubería seleccionada.

De la misma forma se realiza el análisis para fluidos en una sola fase y multifásico compresible, en donde la presión de cada componente está en función de las características y propiedades del fluido del yacimiento. Como consecuencia, la caída de presión en cada componente está en función del gasto y su presión de referencia. Para este caso se tiene la siguiente relación:

$$\Delta P_n = \Delta P_n(q, P) \quad (4)$$

Así que la ecuación se convierte en:

$$\sum_i^n \Delta P_n(q, P) = P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_{Total} \quad (5)$$

Por otro lado, se tienen que la caída de presión en todo el SIP a cualquier tiempo será la presión de entrada menos la presión de salida, las cuales se consideran para las ecuaciones como la presión de fondo estática (P_{ws}) y la presión en el separador (P_{sep}) respectivamente. Esta caída de presión es la suma de todas las caídas de presión que se tienen en cada uno de los componentes del sistema y varían con el gasto de producción; simultáneamente este gasto es controlado por las características de los elementos seleccionados. De aquí surge la necesidad de tener parámetros para seleccionar el tamaño y las características de cada uno de ellos, para esto se debe tomar en cuenta la relación que existe entre los mismos, así como los cambios en la caída de presión en un componente y los efectos que tiene en el comportamiento de la caída de presión en todos los demás.

Por ejemplo, cuando se requiere calcular la presión de salida en un segmento de tubería horizontal, la caída de presión a lo largo del segmento no sólo está en función del gasto de entrada, sino también de la presión que se tiene en la entrada del segmento de la tubería. De lo anterior se puede concluir que es necesario conocer la presión de entrada y salida del sistema para conocer la caída de presión en cada uno de los puntos del sistema.

Una de las principales diferencias entre el comportamiento del flujo monofásico y del flujo multifásico, es que los componentes interactúan entre sí en dos diferentes condiciones de flujo, de tal forma que el análisis de estos de manera individual es adecuado cuando no interactúan entre sí.

Para el flujo de dos fases, se debe tomar en cuenta que la caída de presión está en función del gasto de flujo y de la presión en cada uno de los componentes superiores o inferiores, como consecuencia se crea una relación de interdependencia entre los elementos del sistema, esto explica que el análisis de manera individualizada, para estudios de producción, ya no es aplicable.

Posteriormente se integran las curvas de comportamiento del yacimiento (Inflow) y de capacidad de transporte del sistema (Outflow), en donde la presión de entrada al nodo representa la presión con la que el componente inicial proporciona al sistema para obtener el gasto requerido y la presión de salida del nodo representa la presión de entrega en el elemento final del sistema para producir el gasto requerido hasta el separador. El equilibrio en el sistema de producción se obtiene cuando la sección de entrada es capaz de proporcionar el gasto a una presión suficiente para que el líquido fluya hacia la sección de salida con una presión de entrega hasta el separador.

1.2. Aplicación del AN en el diseño de pozos

El primer paso en la aplicación del AN es asignar nodos en varias posiciones clave dentro del sistema y seleccionar un componente llamado nodo solución, para dividir el SIP. Este nodo puede ser cualquier punto entre el límite del yacimiento en el radio de drene (r_e) y el separador, donde la caída de presión se puede calcular como una función del gasto de flujo.

Todos los componentes por arriba del nodo seleccionado, comprenden la sección de salida y al último del sistema le corresponde la presión de salida o presión de entrega (Outlet Pressure). Todos los que se encuentren por debajo del nodo seleccionado comprenden la sección de entrada, en la cual al primer elemento que integra el sistema de producción le corresponde la presión de entrada (Inlet Pressure).

Para el análisis en un tiempo seleccionado se requiere conocer las presiones de entrada y salida del SIP las cuales se considera que permanecen constantes, usualmente estas presiones son la presión del yacimiento (P_{ws}) y la presión en el separador (P_{sep}), respectivamente. Adicionalmente el análisis permite evaluar el efecto del estrangulador en el pozo, en este caso la presión de salida es la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}).

Si las presiones se miden o calculan en cada nodo, entonces la pérdida de presión entre los nodos se puede calcular como una función del gasto de producción. La ubicación de los nodos comúnmente utilizados en el SIP se muestra a continuación. Por ejemplo, a través de los nodos 5 y 7, se presenta una caída de presión debido a la colocación de un estrangulador en donde el gasto de flujo a través de estos componentes está en función del diámetro, así mismo la relación que existe entre el diámetro del estrangulador y el gasto de producción es directamente proporcional a la caída de presión.

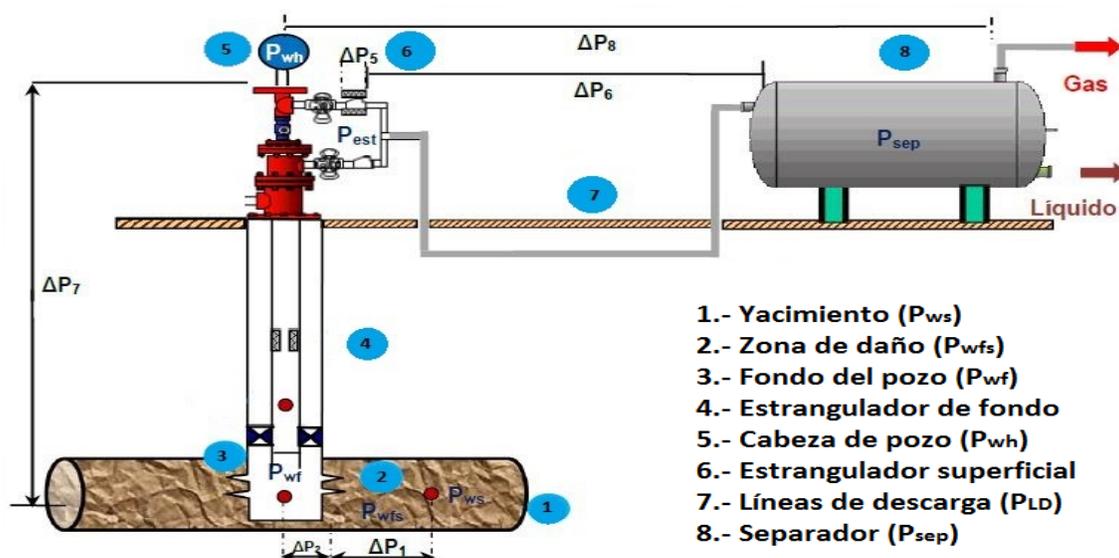


Figura 1.1: Sistema Integral de Producción. Adaptada de E. Aranda (2013).

A continuación, se describe la presión que le corresponde a cada uno de los nodos:

1. Yacimiento \rightarrow Presión de fondo estática (P_{ws}).
2. Zona de daño \rightarrow Presión de fondo fluyendo con daño a la formación (P_{wfs}).
3. Fondo del pozo \rightarrow Presión de fondo fluyendo (P_{wf}).
4. Estrangulador de fondo \rightarrow Presión del estrangulador.
5. Cabeza del pozo \rightarrow Presión en la cabeza del pozo (P_{wh}).
6. Estrangulador superficial \rightarrow Presión del estrangulador.
7. Línea de descarga \rightarrow Presión en la línea de descarga (P_{LD}).
8. Separador \rightarrow Presión en el separador (P_{sep}).

A largo de la tubería de producción pueden existir restricciones adicionales como válvulas de seguridad o de tormenta entre otros componentes de la tubería. Estos se pueden seleccionar como nodos para el análisis detallado del flujo de fluidos, pero se debe considerar también las características de otras partes del sistema de producción, por ejemplo: medio poroso, tipo de terminación, diámetros de tubería de producción y estrangulador, etc., ya que están relacionadas con el gasto de flujo y con la diferencial de presión (Δp) a través de cada elemento.

Una vez seleccionado el nodo solución, la presión en el nodo es calculada desde ambas direcciones iniciando en las presiones fijas de entrada y salida del sistema, a partir de sustraer o adicionar las caídas de presión a la presión de fondo estática o a la presión de separación. Las expresiones de entrada y salida del sistema para el cálculo de la presión en el nodo solución son:

Flujo a la entrada del nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{ws} - \sum_i^n \Delta P_{n(upstream)} \quad (6)$$

Donde:

$\Delta P_{n(upstream)}$ = Caída de presión del componente n corriente arriba del nodo solución.

Flujo a la salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{sep} + \sum_i^n \Delta P_{n(downstream)} \quad (7)$$

Donde:

$\Delta P_{n(downstream)}$ = Caída de presión del componente n corriente abajo del nodo solución.

El gasto de flujo a través del SIP puede ser determinado una vez que se han satisfecho las siguientes condiciones:

1. El gasto a la entrada del nodo debe ser igual al gasto de salida del nodo.
2. Solamente una presión puede existir en el nodo para un gasto determinado.

El gasto y su correspondiente presión en el nodo solución, se obtiene de la intersección de la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento (Inflow) y la curva de capacidad de transporte del sistema (Outflow) en la gráfica de presión contra gasto. Este gasto satisface las condiciones antes mencionadas y representa la capacidad de producción a las condiciones de operación para un conjunto determinado de componentes que forman el SIP.

A continuación, se ilustran de manera gráfica los componentes que forman el SIP, así como la curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte del sistema. Principalmente el AN se realiza seleccionando el fondo del pozo o la cabeza del pozo como nodo solución, sin embargo, en los estudios integrales se toma en cuenta todo el proceso de producción y se pueden establecer otros nodos dentro de la trayectoria del flujo de fluidos desde el radio de drene en el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción, por ejemplo: yacimiento, zona de daño, disparos estrangulador, línea de descarga, cabezal de recolección, separador, etc.

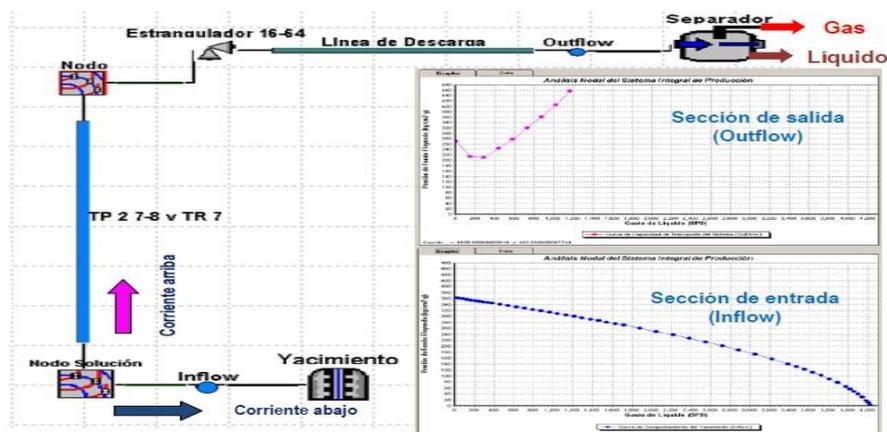


Figura 1.2: Esquema de un SIP y representación de su comportamiento mediante PIPESIM™. Adaptada de E. Aranda (2013).

Finalmente, el resultado del AN se obtiene de la intersección de la curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte, lo cual nos indica el gasto de producción del sistema y su presión correspondiente a las condiciones de operación y características de los componentes que integran el SIP.

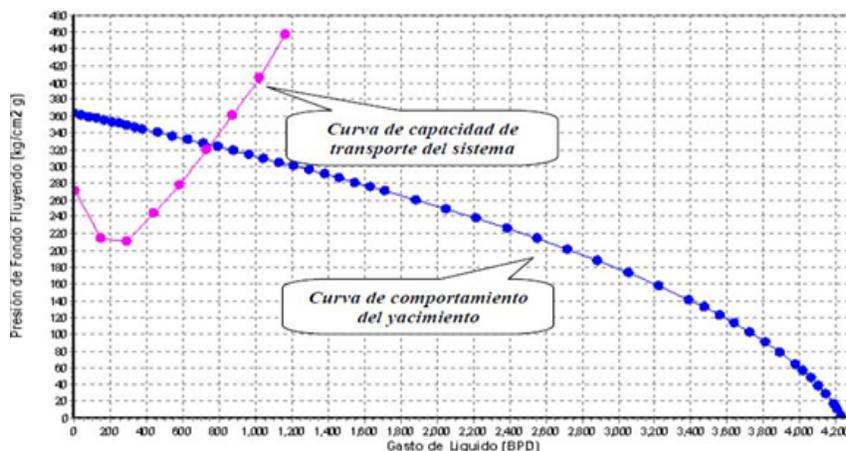


Figura 1.3: Análisis NODAL™ del SIP. Adaptada de E. Aranda (2013).

Al cambiar alguna de las características de un componente ya sea corriente arriba o abajo del nodo solución, se reflejan en un desplazamiento de la intersección de ambas curvas, obteniendo un nuevo valor de la capacidad de flujo y presión en el nodo solución.

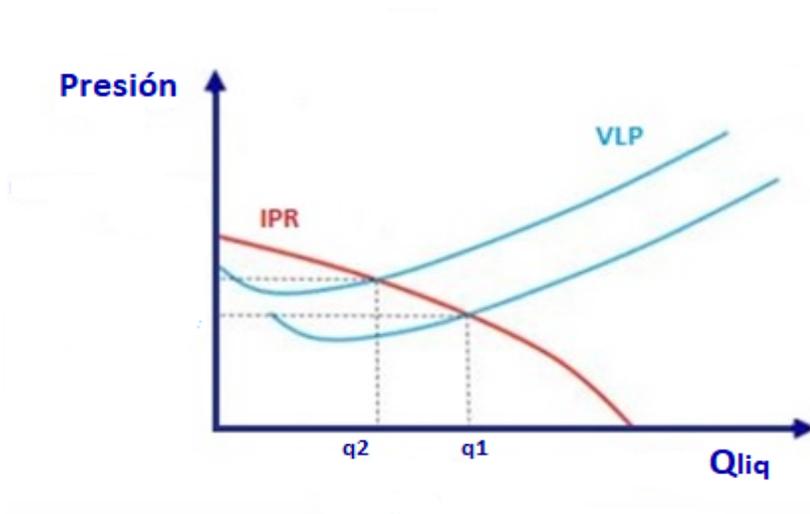


Figura 1.4: Cambios en la curva de capacidad de transporte por variaciones en los componentes del SIP.

Estos cambios se reflejan en el gasto de producción (q) y como consecuencia en la caída de presión (ΔP_n) en cada uno de los componentes, este mismo análisis de sensibilidad puede ser aplicado al seleccionar un nuevo nodo solución dentro del sistema de producción y obtener el gasto de flujo y presión para el nodo seleccionado. El análisis de sensibilidad permite aislar los efectos derivados en el cambio de las propiedades y características de cualquier componente del sistema con el objetivo de determinar si el SIP está trabajando en condiciones óptimas de operación, así como desarrollar correctamente diseños de nuevos sistemas de producción.

1.3. Nodo solución

La selección del nodo solución en un SIP como ya se mencionó, generalmente se realiza en el fondo del pozo y la cabeza del pozo, pero se puede seleccionar el nodo solución en cualquier otro componente del sistema, dependiendo del componente que se desee evaluar ante los problemas que se presentan en el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales. El análisis que permite evaluar la mayor cantidad de problemas es con nodo solución en:

- Fondo del pozo
- Cabeza del pozo
- Estrangulador

1.3.1. Fondo del pozo como nodo solución

Este método considera que la presión que le corresponde al nodo en el fondo del pozo es la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) a la profundidad del nivel medio de los disparos o la profundidad media del intervalo productor. Al seleccionar el nodo solución en un punto entre el yacimiento y el pozo, estamos dividiendo al SIP en dos partes:

1. Yacimiento-Tipo de terminación y zona de daño
2. Tubería de producción-Cabeza de pozo-Estrangulador-Línea de descarga

De aquí que, la presión en el nodo solución es calculada desde ambas direcciones, iniciando en las presiones fijas de entrada y salida del sistema, a partir de restar o sumar las caídas de presión a la presión de fondo estática (P_{ws}) o a la presión de separación (P_{sep}).

Las expresiones para la entrada y salida del sistema serán:

A la entrada del nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_{Yac} - \Delta P_{Term}$$

Donde:

ΔP_{Yac} = Caída de presión en el yacimiento.

ΔP_{Term} = Caída de presión por tipo de terminación y zona de daño.

A la salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{LD} + \Delta P_{TP}$$

Donde:

ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga.

ΔP_{TP} = Caída de presión en la tubería de producción.

La curva de comportamiento del yacimiento y la curva de capacidad de transporte del sistema se obtienen en función de la variación del gasto de producción al calcular la presión de fondo fluyendo correspondiente, desde la presión de entrada (P_{ws}) y desde la presión de salida (P_{sep}), utilizando la correlación de flujo multifásico que proporcione el mejor ajuste.

Cabe mencionar que el gasto de producción del pozo y su correspondiente presión de fondo fluyendo es para una condición establecida de operación que considera las características y geometría del pozo, estrangulador y línea de descarga. Generalmente este gasto puede ser optimizado al realizar el análisis de sensibilidad del diámetro de la tubería de producción, línea de descarga o estrangulador, así como al variar la presión de separación, o bien, al modificar la capacidad de producción del pozo mediante tratamientos de estimulación para remover el daño a la formación.

Esta técnica tiene especial aplicación en el diseño de pozos nuevos ya que permite obtener con mayor detalle el efecto del diámetro en la tubería de producción con la que el pozo debe ser terminado para obtener las menores caídas de presión.

En la siguiente figura se muestra un análisis de sensibilidad del diámetro de tubería de producción para dos diferentes diámetros del estrangulador y dos presiones del yacimiento.

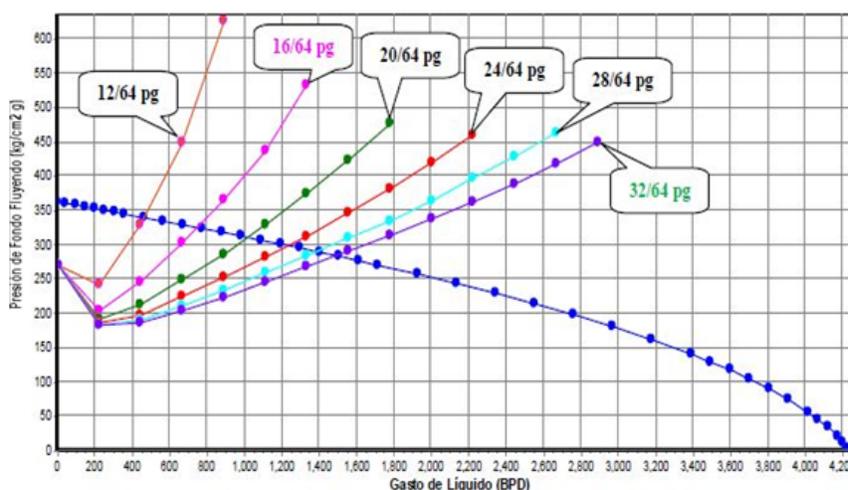


Figura 1.5: Análisis de sensibilidad del diámetro del estrangulador; Nodo Solución en el fondo del pozo. Adaptada de E. Aranda (2013).

1.3.2. Cabeza del pozo como nodo solución

Esta técnica nos permite analizar información obtenida a través de aforos y pruebas de presión-producción, los cuales se realizan de manera programada a los pozos. La presión correspondiente al nodo solución es la presión en cabeza de pozo (P_{wh}) tomada en la superficie mediante un manómetro o un sensor instalado en el árbol de producción. Al seleccionar el nodo solución en la cabeza de pozo se divide el sistema en dos segmentos:

1. Yacimiento-Tipo de terminación y zona de daño-Tubería de producción
2. Cabeza del pozo-Estrangulador-Línea de descarga-Separador

Las expresiones para la entrada y salida del sistema son:

A la entrada del nodo (Inflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_{Yac} - \Delta P_{Term} - \Delta P_{TP}$$

Donde:

ΔP_{Yac} = Caída de presión en el yacimiento.

ΔP_{Term} = Caída de presión por tipo de terminación y zona de daño.

ΔP_{TP} = Caída de presión en la tubería de producción.

A la salida del nodo (Outflow)

$$P_{nodosolución} = P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{LD}$$

Donde:

ΔP_{LD} = Caída de presión en la línea de descarga.

De manera análoga al sistema anterior, para diversos gastos de producción se calcula la presión correspondiente en la cabeza de pozo (P_{wh}) desde la presión de entrada (P_{ws}) y la presión de salida (P_{sep}), utilizando las correlaciones que mejor ajusten.

En la siguiente figura se muestra el análisis de sensibilidad del tamaño de tubería y estrangulador, el cual muestra que a mayor incremento de diámetro de TP se aumenta el gasto de producción y un incremento de presión en la cabeza de pozo, siempre y cuando el diámetro de la tubería no sea muy grande. En el gráfico se observa que a medida que el diámetro de la TP disminuye, se incrementa la caída de presión en la tubería ya que se tienen mayores pérdidas de presión por fricción, este efecto es notorio con el estrangulador de 16/64", el cual se encuentra claramente restringido al flujo, por el contrario, para el estrangulador de 32/64" se observa un progresivo aumento en el gasto de producción.

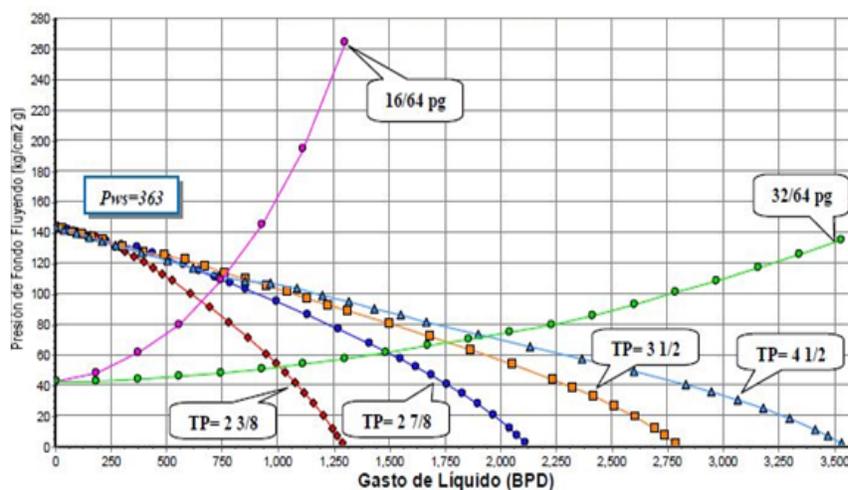


Figura 1.6: Análisis de sensibilidad del diámetro de la TP y estrangulador; Nodo Solución en cabeza de pozo. Adaptada de E. Aranda (2013).

De los dos casos mostrados anteriormente para efectuar la sensibilidad en el cambio de diámetro de la TP, cabe hacer notar que la diferencia en los gráficos entre elegir el nodo solución en el fondo del pozo y la cabeza del pozo, es que en el primer caso la curva outflow es la que se desplaza mientras que en el segundo caso es la curva de inflow la que cambia.

Conforme pasa el tiempo, la declinación natural del yacimiento se va haciendo evidente mediante la disminución de los gastos de producción y, eventualmente, si no se hace ningún tipo de remediación, el pozo dejará de fluir (la curva VLP no intersecta en ningún momento la curva IPR)

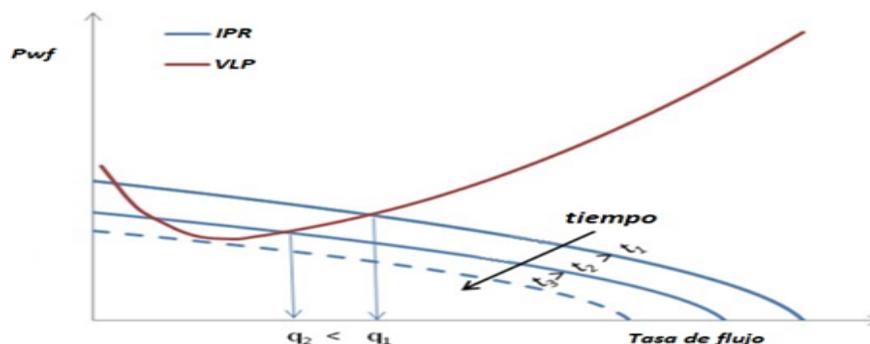


Figura 1.7: Disminución de la curva de IPR a través del tiempo.

1.4. Consideraciones de diseño de aparejos BEC-BN

Una de las formas de revertir este fenómeno es justamente el uso de sistemas artificiales de producción para restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos, es decir, se hará uso de una fuente externa de energía en el pozo con el fin de ayudar al transporte de la producción del fondo del yacimiento hasta la superficie.

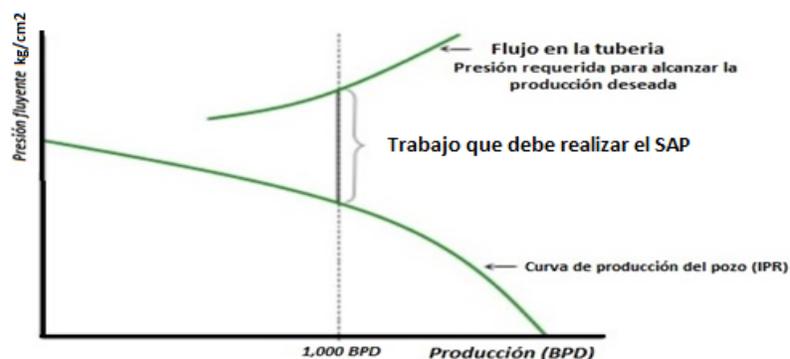


Figura 1.8: Principio de aplicación de un SAP desde el enfoque del AN.

Existen factores que afectan a la selección de algún SAP y de ellos dependerá el diseño e implementación de uno u otro sistema, entre ellos se encuentran:

- Gasto de flujo.
- Relación gas-aceite (RGA).
- Porcentaje de agua.
- Grados API y viscosidad.
- Profundidad y temperatura del pozo.
- Condiciones de la tubería de revestimiento.
- Tipo de pozo (vertical o desviado).
- Producción de arenas, ceras, corrosión o emulsión.
- Tipo y calidad de energía disponible.
- Condiciones ambientales.
- Infraestructura existente.

El presente trabajo se centrará en analizar una combinación particular de dos sistemas ampliamente utilizados en nuestro país y el mundo, nos referimos al Bombeo Electrocentrífugo (BEC) y el Bombeo Neumático (BN).

Para cualquier sistema artificial, la demanda de energía requerida se puede obtener mediante la aplicación del concepto de potencia hidráulica, tomando en consideración la presión diferencial a través del sistema, el gasto total de los fluidos y la eficiencia de acuerdo al tipo de sistema utilizado. En suma, el sistema artificial debe ser capaz de proveer a los fluidos la energía suficiente para llegar a las instalaciones de recolección en superficie.

Lo anterior significa que, a menor presión diferencial, el sistema deberá proporcionar menor energía, lo que implica un beneficio en el aspecto del diseño relacionado al tamaño del equipo, potencia requerida y costos operativos. Por otro lado, el principio de operación del bombeo neumático es reducir el perfil de presión dentro de la tubería de producción para permitir a los fluidos del yacimiento llegar a las instalaciones de producción. Es justamente esa reducción de presión, mediante el aligeramiento de la columna de fluidos, la razón de combinarlo con algún otro sistema artificial de producción primario. Esto conlleva a que, mediante la inyección de gas en la columna de fluidos, los requerimientos de presión de descarga se verán reducidos.

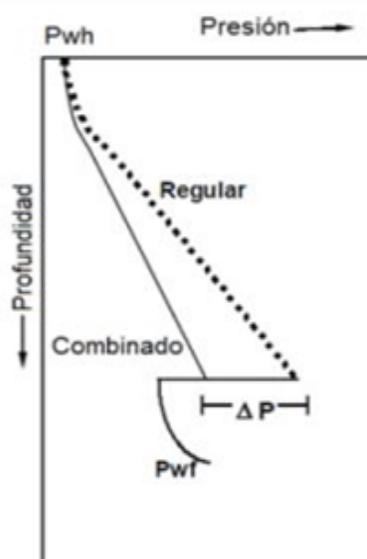


Figura 1.9: Perfiles de presión para un sistema regular y uno combinado. Adaptada de A. Samieh (2014).

En los casos de los sistemas combinados, se siguen respetando los principios de diseño relativos al bombeo neumático, presión de inyección, profundidad de inyección, etc. Además de que se seguirán tomando en consideración los puntos óptimos de inyección relacionados con los fenómenos de flujo multifásico en tuberías.

Para evaluar el efecto neto del sistema combinado, se utiliza el concepto de “profundidad equivalente” para la bomba. Esto es, se considera una nueva profundidad funcional, en vez de la profundidad de operación (real) que se usa regularmente para evaluar el sistema BEC simple. Este nuevo valor es el resultado de comparar los perfiles de presiones del sistema simple contra el combinado.

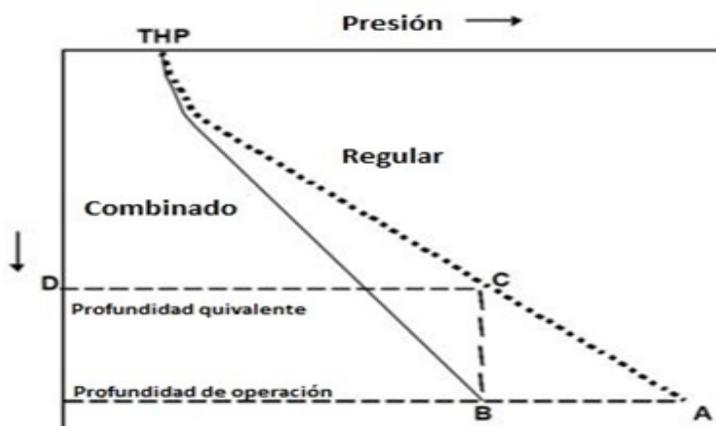


Figura 1.10: “Profundidad equivalente” lograda por la aligerar la columna de fluidos con BN. Adaptada de A. Samieh (2014).

El concepto de profundidad equivalente es particularmente importante para diseñar y evaluar los beneficios del sistema combinado, entre otros aspectos, permite al sistema ajustarse a los continuos cambios en el yacimiento que impactarán en el cambio de perfil de presiones de la tubería.

En el proceso del diseño del sistema combinado, se proyecta primeramente el bombeo neumático de manera convencional, como si fuese a operar en el punto A de la figura anterior. Posteriormente, con el mismo índice de comportamiento del pozo, se diseñará para una profundidad menor. Esta nueva profundidad será inferida a partir de los puntos de inyección en donde se obtuvieron los menores requerimientos de presión. En este mismo entendido, y siguiendo esta aproximación, todos los requerimientos para el BEC pueden ser calculados para cada profundidad equivalente entre los puntos A y D de la figura anterior. Esta profundidad equivalente se obtendrá con la metodología ordinaria del diseño de BN, tomando en consideración la presión de inyección, la cantidad de gas y la profundidad de inyección.

Las dos formas principales de reducir la profundidad equivalente son mediante la inyección de un gasto mayor de gas o realizarlo a una profundidad mayor, evidentemente, siempre se buscará la mejor combinación de eficiencia técnica y económica para poder encontrar el punto óptimo.

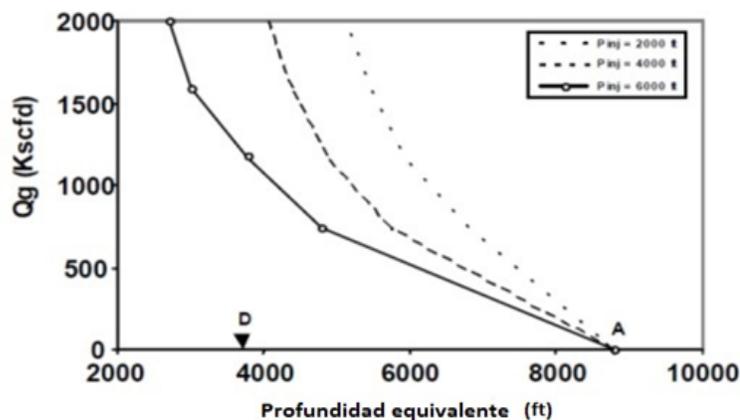


Figura 1.11: Efecto del punto de inyección del gas en la “profundidad equivalente”. Adaptada de A. Samieh (2014).

Si bien lo descrito anteriormente aplica para el funcionamiento conjunto de los sistemas, una de las principales aplicaciones de este sistema es aquel en que el sistema BEC será usado como sistema principal y el BN como sistema de apoyo, en caso de falla del primero. Es justamente este caso el que se abordará en el desarrollo del presente trabajo.

Debido a que la mayor parte de la producción en las regiones marinas en aguas someras en México corresponde a crudos pesados y extrapesados, la red de BN que ya existía en muchos campos y que se encontraba operando como sistema artificial de producción principal, presentaba complicaciones para poder hacer realmente eficiente la explotación del campo ya

que se requería de una gran cantidad de gas de BN y presiones considerablemente altas para poder aumentar los ritmos de producción.

Mientras que para producir 1000 bpd de aceite de 21° API se requería 0.7 MMpcd a una presión de 67 kg/cm² de inyección, para ese mismo volumen de producción pero con un aceite de 13° API se requería 1.4 MMpcd a una presión de 81 kg/cm² en el sistema.

Con motivo de lo anterior, se implementa un sistema de aseguramiento de flujo basado principalmente en el sistema BEC, con la intención de incrementar la producción y reducir el consumo de gas de BN.

En este caso particular, la selección más adecuada del aparejo de producción es gobernada por el BN.

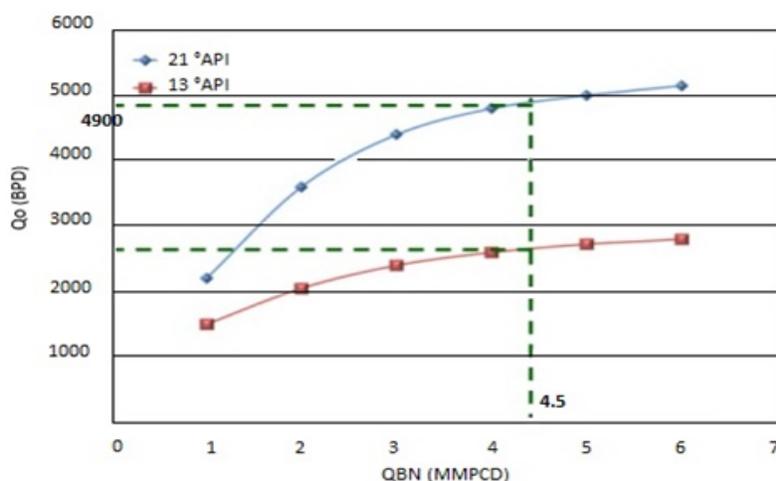


Figura 1.12: Curvas de eficiencia del BN por tipo de aceite en campos mexicanos de aguas someras.

Los alcances y objetivo del presente trabajo no se centran en ejemplificar un diseño de esta naturaleza, no obstante, si el lector requiere mayor información al respecto, la tesis titulada “SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN HÍBRIDOS BEC-BN”, de Chávez y Torres, presenta un acercamiento desde un enfoque académico al diseño de este tipo de aparejos.

II - Equipos, herramientas, materiales y personal para la introducción y arranque de aparejo BEC-BN



2. Equipos, herramientas, materiales y personal para la introducción y arranque de aparejo BEC-BN

2.1. Equipos del sistema BEC-BN

En el presente capítulo se mostrarán visualmente, ya sea mediante imágenes fotográficas o esquemas, los elementos más representativos que conforman el aparejo BEC-BN así como los aditamentos necesarios para su correcta instalación y funcionamiento. Además, se enlistará al personal con sus cargos y principales funciones que se encargan de ejecutar dichos trabajos.

Equipo subsuperficial o de fondo:

- Camisa de enfriamiento
- Centrador
- Sensor de fondo
- Motor
- Conexión del motor (Mufa)
- Protector o sello
- Succión de bomba (Intake)
- Separador y manejador de gas
- Bomba electrocentrífuga
- Cabeza de descarga
- Mandril de BN
- Válvula de tormenta
- Colgador de tubería (bola colgadora)

Equipo superficial:

- Cabezal de producción
- Bonete
- Árbol de válvulas
- Caja de venteo

2.2. Equipo subsuperficial

2.2.1. Camisa de enfriamiento

Aun cuando no es un parte esencial del sistema, esta se usa cuando el equipo estará trabajando con aceites muy viscosos y pesados, ya que se requiere asegurar que los motores del sistema tengan una forma eficiente de refrigeración. Este aditamento permite enfriar los motores del sistema forzando al fluido a pasar por el espacio anular formado entre la camisa y el estator, con la intención de transferir el calor generado por el motor hacia el fluido que será impulsado a superficie. Esta camisa se coloca cubriendo los protectores y motores del sistema BEC, con la intención de que recorra todo el cuerpo de los mismos, permitiendo enfriarlos de manera eficiente y con esto ayudar a que la vida útil del sistema sea mayor.



Figura 2.1: Camisa de enfriamiento.

2.2.2. Centrador

Esta se coloca en el fondo del aparejo para centrar el ensamble de fondo dentro de la camisa de enfriamiento.



Figura 2.2: Centrador.

2.2.3. Sensor de fondo

Dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico que suministra potencia al equipo BEC. Este sensor, no solamente detecta presiones de succión y descarga también es capaz de interpretar las temperaturas del aceite dieléctrico del motor y de la succión (intake), vibración, corriente de fuga, y flujo. Los datos obtenidos serán enviados a superficie el cual un sistema de cómputo los representará en tiempo real.

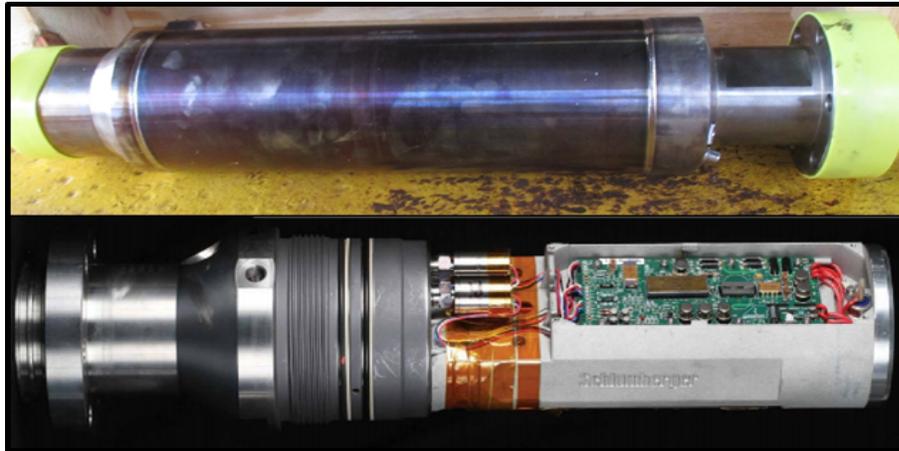


Figura 2.3: Sensor de fondo.

2.2.4. Conexión del motor (Mufa)

Dispositivo que se utiliza para la conexión entre el motor y el cable de potencia para el suministro eléctrico. Es del tipo “plug-in” el cual va encintado en cada una de sus fases y sujeta al motor como se muestra a continuación.



Figura 2.4: Conexión del motor

2.2.5. Motor eléctrico

Diseño trifásico, de dos polos de inducción tipo “jaula de ardilla”. Este es el encargado de proporcionar el torque requerido por la bomba de fondo. Colocado en la parte inferior de la bomba, recibe la energía a través del cable conductor, su principal función es convertir la energía eléctrica en energía mecánica que es aprovechada por la bomba.

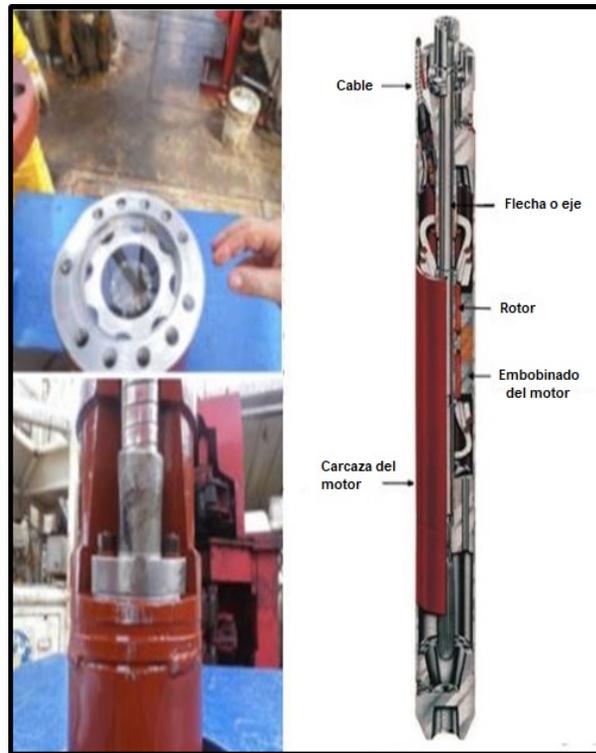


Figura 2.5: Motor.

Partes principales del motor:

Rotor: Es uno de los componentes internos del motor y es el que genera los HP del motor.

Estator: Es el embobinado del motor y viene encapsulado, está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas y para su aplicación en los pozos BEC se debe tener en cuenta varios factores, tales como la temperatura de fondo del pozo, la posición de sentado, etc.

Cojinetes del motor: Son componentes internos del motor y elementos estáticos, cuya función principal es fijar y centrar el conjunto de rotores. En toda configuración del motor, entre rotor y rotor existe un cojinete.

Eje: Es el componente interno del motor sobre el cual gira el rotor y hace girar al sistema. La configuración del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento.

2.2.6. Protector o sello

El protector está ubicado entre la succión (intake) y el motor. El protector es una pieza vital en el ensamblaje y si no es seleccionada apropiadamente puede reducir la vida útil del equipo. Este acopla el torque desarrollado en el motor a la bomba, a través del eje del protector, previene la entrada de fluidos del pozo al motor, provee igualación de presiones, aloja el cojinete que resiste el empuje desarrollado por la bomba y lo mantiene lejos del motor, además, proporciona un receptáculo para la expansión térmica del aceite del motor.

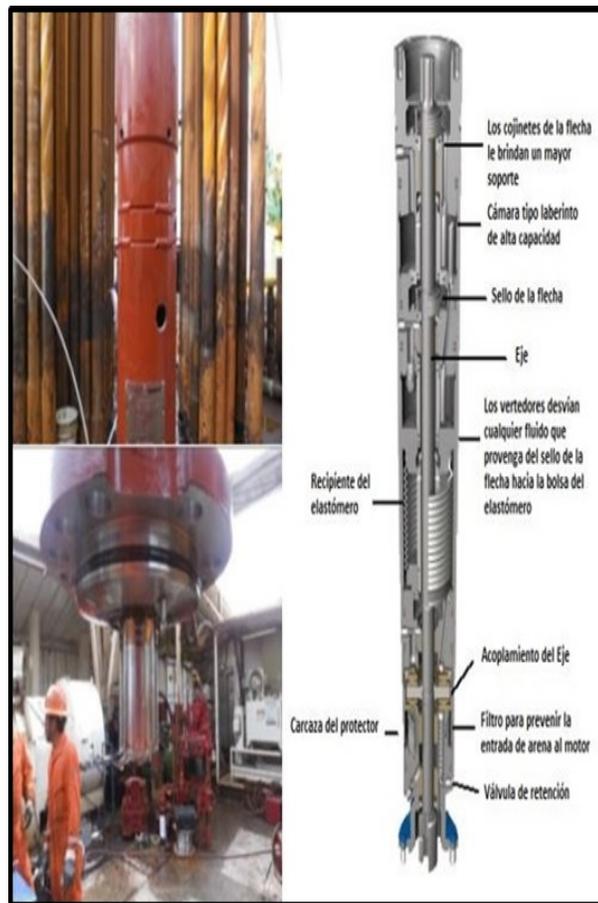


Figura 2.6: Protector.

2.2.7. Succión de bomba (Intake)

Es simplemente un elemento con orificios que permite la entrada de fluidos a la bomba.



Figura 2.7: Succión de la bomba.

2.2.8. Cable de potencia

El cable de potencia se encarga de transmitir la energía eléctrica desde la superficie al motor y este consiste en tres fases de conductores aislados individualmente. Los conductores se cubren con un material protector y finalmente se protegen del daño químico, abrasivo y mecánico con una cubierta y un blindaje. En la figura se presentan las diferentes geometrías de este tipo de cables.

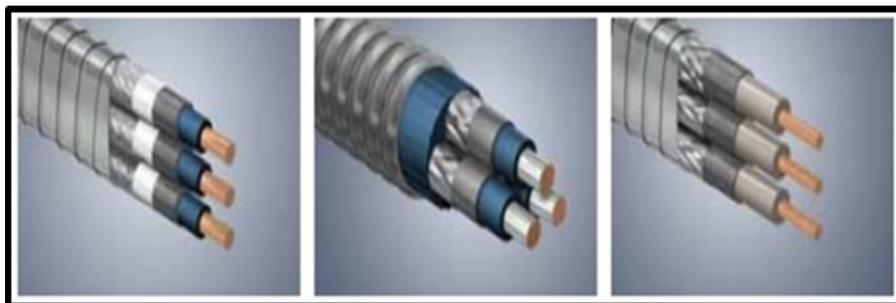


Figura 2.8: Cable de potencia.

2.2.9. Separador y manejador de gas

En los casos en que exista producción de gas en conjunto con aceite y agua, se deberá instalar un separador a la entrada de la bomba. Este ayuda a eliminar algo de gas que podría ser producido a través de la bomba.

El objetivo de esta separación es procurar que pase la menor cantidad de gas libre a la bomba y con ello genere una baja eficiencia de operación, es decir, realiza las siguientes acciones:

- Previene el deterioro del desempeño de la carga producida por la bomba.
- Elimina el efecto de bacheo al operar la bomba por debajo del gasto de diseño
- Previene la cavitación a altos flujos.
- Evita fluctuaciones en la carga del motor causadas por interferencia severa de gas.



Figura 2.9: Separador de gas.

2.2.10. Bomba electrocentrífuga

Su función básica es proporcionar a los fluidos el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza de pozo.

Todas las bombas electrocentrífugas son multietapas, cada etapa consta de un impulsor rotatorio y de un difusor estacionario. El material con el que se constituye cada etapa es de níquel o de una aleación especial para asegurar un funcionamiento óptimo, en pozos con fluidos corrosivos o abrasivos. El número de etapas está en función del volumen de fluidos a desplazar.

El empuje desarrollado por los impulsores depende de su diseño hidráulico y mecánico. Un impulsor operando a una velocidad dada, genera la misma cantidad de carga independientemente de la densidad relativa del fluido que se está bombeando ya que la carga expresada en altura de columna de fluidos.

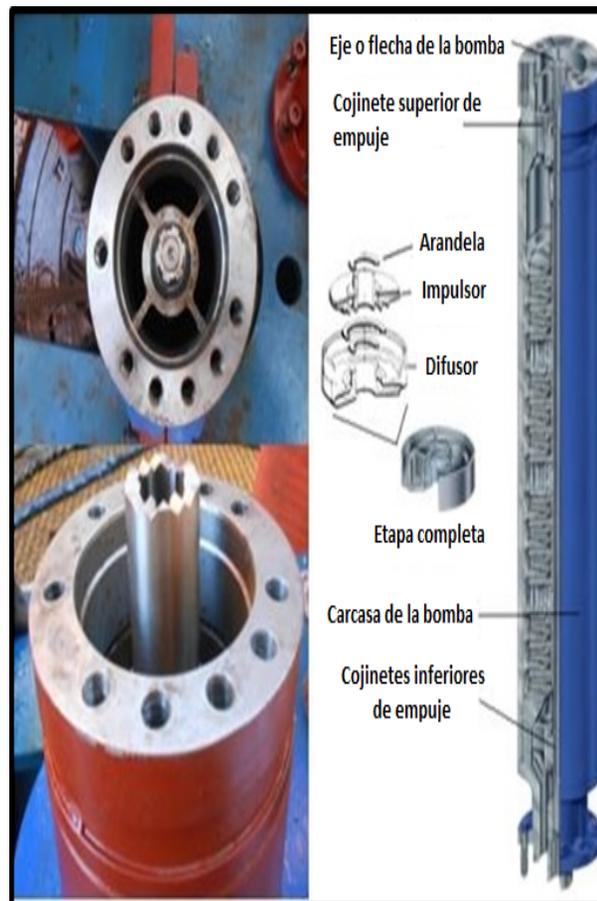


Figura 2.10: Bomba electrocentrífuga.

2.2.11. Cabeza de descarga

No es más que un adaptador entre las bombas electrocentrífugas y la tubería de producción. En su base tiene conexión para las bombas, el sello entre unidades es metal – metal por medio de pernos como el resto del equipo BEC y en su parte superior es roscado.



Figura 2.11: Cabeza de descarga.

2.2.12. Empacador

Un dispositivo utilizado para aislar el espacio anular y anclar o asegurar el extremo inferior de la sarta de tubería de producción. Existe a disposición una diversidad de diseños de empacadores de producción que se adecuan a la geometría del pozo y a las características de producción de los fluidos de yacimientos.



Figura 2.12: Empacador.

2.2.13. Mandril de BN

Elemento del sistema BN que se ensambla con la sarta de tubería de producción para proporcionar un medio de colocación de las válvulas de inyección. La posición o la profundidad de estas son cruciales para la operación eficiente de todo el sistema. En consecuencia, el montaje adecuado de los mandriles de BN en la terminación es esencial.

Un orificio existente en el mandril proporciona la comunicación entre el suministro de gas, ubicado en el espacio anular, y el conducto de la tubería de producción.



Figura 2.13: Mandril de BN.

2.2.14. Válvulas de inyección de gas

Mecanismos cuyo diseño permite la inyección de un volumen regulado de gas del espacio anular al aparejo de producción con la finalidad de extraer los fluidos aportados por el pozo, estas van alojadas a distintas profundidades en la TP. Pueden ser recuperables o permanentes y existen diferentes tipos en función de su principio de operación.



Figura 2.14: Válvula de inyección.

2.2.15. Válvula de tormenta

Una válvula de fondo de pozo que opera con la velocidad del fluido y se cierra cuando el flujo de fluidos del pozo excede los límites prefijados. Precursores de las modernas válvulas de seguridad controladas desde la superficie, los estranguladores de tormenta se utilizaban en las aplicaciones marinas como dispositivos de contingencia en caso de falla catastrófica de las instalaciones de superficie durante una tormenta o un huracán.



Figura 2.15: Válvula de tormenta.

2.3. Equipo superficial

2.3.1. Colgador de tubería (bola colgadora)

La bola colgadora usada en las instalaciones de los pozos con sistemas BEC, está diseñada para cargar el peso del equipo subsuperficial y mantener el control en el espacio anular. Debe sellar el espacio entre la tubería de producción y el cable. Este dispositivo se coloca en un nido dentro del cabezal que posteriormente se conecta al árbol de válvulas.

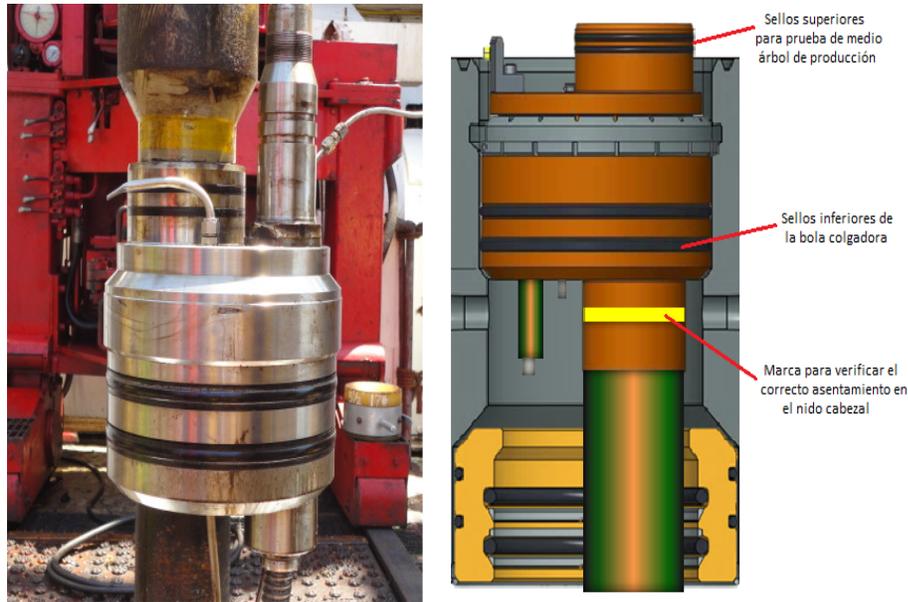


Figura 2.16: Colgador para tubería de producción.

2.3.2. Conector superficial (mufa)

Conexión trifásica que se encuentra en el cable superficial y que se acopla a la parte superior del penetrador para poder energizar los componentes eléctricos del sistema BEC en el pozo.



Figura 2.17: Conector superficial.

2.3.3. Penetrador

Dispositivo que va colocado a través de la bola colgadora, este permite la conexión eléctrica entre el sistema subsuperficial y el superficial.



Figura 2.18: Penetrador.

2.3.4. Cabezal de producción

Provee la base para el asentamiento mecánico de las conexiones superficiales. Además, proporciona capacidad para instalar en superficie un dispositivo de control de flujo del pozo como el árbol de válvulas.

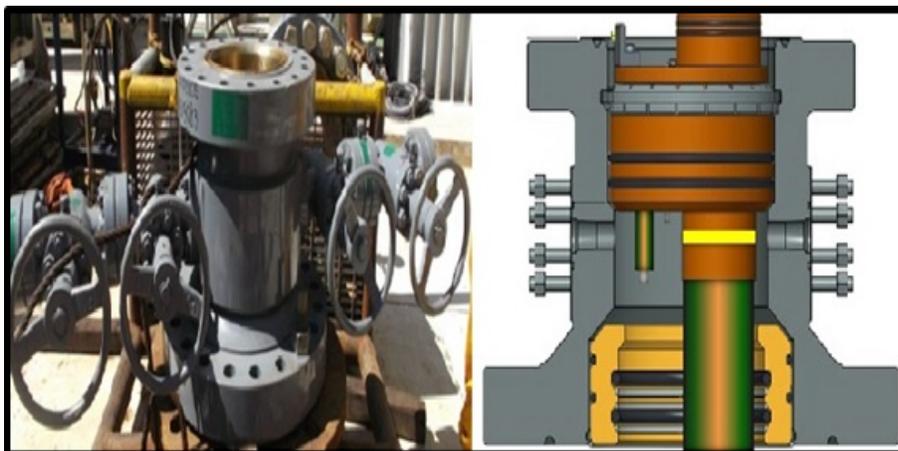


Figura 2.19: Cabezal de producción.

2.3.5. Bonete

Elemento que permite conectar el cabezal de producción al árbol de válvulas, proveyendo el debido sello hermético entre estos componentes.

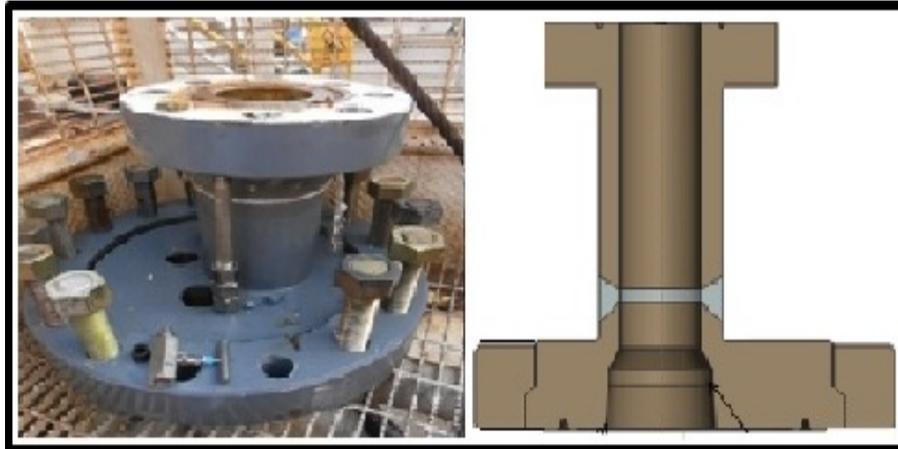


Figura 2.20: Bonete adaptador.

2.3.6. Caja de venteo

Provee un punto de conexión para el cable de superficie desde el panel de control del motor o del VSD al cable de potencia en el pozo. Permite al gas que migra a través del cable de potencia ser venteado además de que provee un fácil, seguro y accesible punto de prueba para verificar eléctricamente el equipo de fondo.



Figura 2.21: Caja de venteo.

2.3.7. Arrancadores

Son los encargados de energizar el motor, estos contienen un motor controlador para monitorear los parámetros de corrida y proveer una protección al sistema.



Figura 2.22: Arrancadores.

2.3.8. Variador de velocidad (VSD)

El sistema de bombeo electrocentrífugo es inflexible cuando opera a una velocidad fija porque se limita el gasto de producción a un rango fijo y la carga de salida a un valor fijo para cada gasto.

El variador de frecuencia (VSD) es un controlador de motor que permite operar el sistema BEC en un rango amplio de frecuencia en vez de estar limitado a la frecuencia de línea. Así el gasto de producción, la carga o ambos se pueden ajustar, dependiendo de la aplicación, al variar la velocidad de la bomba, sin modificaciones en el equipo de fondo.

La operación básica del VSD es convertir la entrada trifásica de corriente alterna a corriente directa. Luego, usando semiconductores de potencia como interruptores de estado sólido, invierte la corriente directa a una salida alterna trifásica de voltaje y frecuencia variable.

El propósito principal para usar el VSD en el sistema BEC es la flexibilidad en el bombeo, pero también se obtienen otros beneficios tales como la extensión de la vida útil del equipo de fondo, arranque suave, velocidad controlada automáticamente, supresión de transitorios de línea y eliminación de estrangulamientos superficiales.

Estos proporcionan flexibilidad al equipo de fondo para el control de la capacidad de flujo. Este se encarga de proporcionar una relación constante entre voltaje y frecuencia para una correcta operación.



Figura 2.23: Variador de velocidad (VSD).

2.3.9. Transformadores eléctricos.

Un transformador es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna. Estos son requeridos para suministrar el voltaje correcto a las terminales del motor. Estos pueden ser monofásicos o trifásicos.



Figura 2.24: Transformador eléctrico.

2.4. Herramientas y materiales

2.4.1. Soltador

Herramienta para instalar la bola colgadora que permite alinear el penetrador y las líneas de control continuas para la operación de válvula de tormenta e inyección química (si esta fuese necesaria).



Figura 2.25: Soltador.

2.4.2. Unidad de potencia

Las unidades de potencia hidráulica tienen como principal función abastecer de aceite al circuito hidráulico con una presión y caudal adecuados para su correcto funcionamiento y mantenerlo libre de suciedad y contaminantes. Generalmente cada unidad alimenta una sola máquina, pero en ciertas ocasiones, puede alimentar un conjunto de ellas que guarden una relación o que estén cercanas.



Figura 2.26: Unidad de potencia.

2.4.3. Llaves de fuerza hidráulicas

Trabaja en conjunto con la unidad de potencia para proporcionar el apriete óptimo en las conexiones de las tuberías.



Figura 2.27: Llave hidráulica de fuerza.

2.4.4. Carrete del cable

Equipo mecánico diseñado para colocar envuelto el cable de potencia para el equipo BEC, este carrete es transportado en un pedestal diseñado para soportar todo el peso del carrete más el cable y el mismo pueda proteger al cable en su transporte.



Figura 2.28: Carrete del cable eléctrico.

2.4.5. Spooler

En este equipo se instala el carrete de cable de potencia, para que dicha unidad realice el trabajo mecánico de movimiento circular para poder desenrollar el cable a una velocidad y tensión constante, dicho cable debe siempre salir de la parte de arriba del carrete.



Figura 2.29: Spooler con carrete instalado.

2.4.6. Protectores del cable

Su función es la de proveer un adecuado aislamiento del daño mecánico que pueda causar la introducción del aparejo dentro del pozo, alojando el cable dentro de su cuerpo y provee un diámetro exterior más grande a fin de absorber los impactos del bamboleo y rozamiento del aparejo.

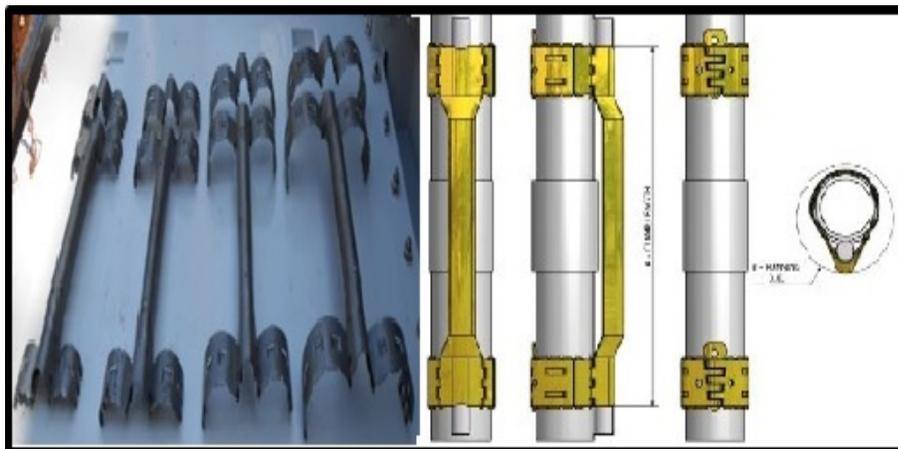


Figura 2.30: Protectores del cable.

2.4.7. Izaje de Equipo BEC.

Una vez colocado el equipo BEC en la mesa de ensamble, el izaje de cada uno de los equipos se utilizarán eslingas así como sus respectivos clamps para cada equipo, las cuales se encuentran debidamente certificadas.



Figura 2.31: Clamps de levantamiento.



Figura 2.32: Cables de acero y eslinga.

2.4.8. Cuñas

Las cuñas son dispositivos de agarre en forma de cuña. Se adaptan alrededor del cuerpo del aparejo de producción y se acuña en el “bushing” de la mesa rotaria. Las cuñas tienen insertos aserrados que agarran el diámetro externo del tubular cuando este se asienta en la mesa rotaria. Para asentar las cuñas, la cuadrilla del equipo las posiciona alrededor del tubo y luego el perforador lentamente baja la sarta hasta que las cuñas reciban la carga del bloque. Los insertos troquelados de las cuñas sujetarán firmemente tubería de producción.



Figura 2.33: Cuñas para tubería.

2.4.9. Elevador

El elevador se utiliza para enganchar la parte superior de las juntas de la tubería. Una vez asegurado, el perforador puede subir y bajar la tubería ya sea para entrada y salida del pozo. El personal de los equipos de perforación adjunta el elevador hacia el gancho o el top drive con dos varillas forjadas con acero de alto grado, conocidas como “gafas”.

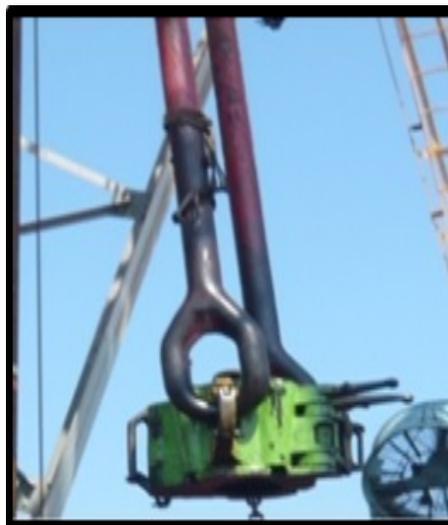


Figura 2.34: Elevador.

2.4.10. Herramientas para protectores de cable

Para poder colocar los protectores de cable se utilizan herramientas neumáticas, las cuales nos brindan, primeramente, una sujeción del cable hacia la tubería y posteriormente se inserta un seguro en el centro de cada protector, asegurado el mismo de una manera permanente hacia la tubería de producción.



Figura 2.35: Herramientas para fijación.



Figura 2.36: Herramienta para sujeción.

2.4.11. Herramientas para instalación y empalme de cable de potencia

Cada una de las herramientas utilizadas para el ensamble del equipo BEC, están en función de los procedimientos establecidos para cada elemento que se requiera cualquier intervención mecánica, siendo alguna de las utilizadas las que se describen en las siguientes fotografías:



Figura 2.37: Herramientas para ensamble y empalme.

2.4.12. Instrumentos de medición eléctrica

Consisten en herramientas para verificar el adecuado funcionamiento del cable de potencia, principalmente voltímetros para medir continuidad, así como megóhmetros, conocidos como “meggers”, que permitan medir el aislamiento eléctrico entre las fases del cable.



Figura 2.38: Instrumentos de medición eléctrica: voltímetro (derecha) y megóhmetro (derecha).

2.4.13. Mesa de trabajo, (de armado de BEC y de empalme de cable)

Esta permite a la cuadrilla del BEC efectuar las operaciones necesarias para el ensamblaje de los elementos del sistema de manera ergonómica y segura conforme se van realizando las maniobras de introducción del aparejo.



Figura 2.39: Mesa de trabajo.

2.5. Personal

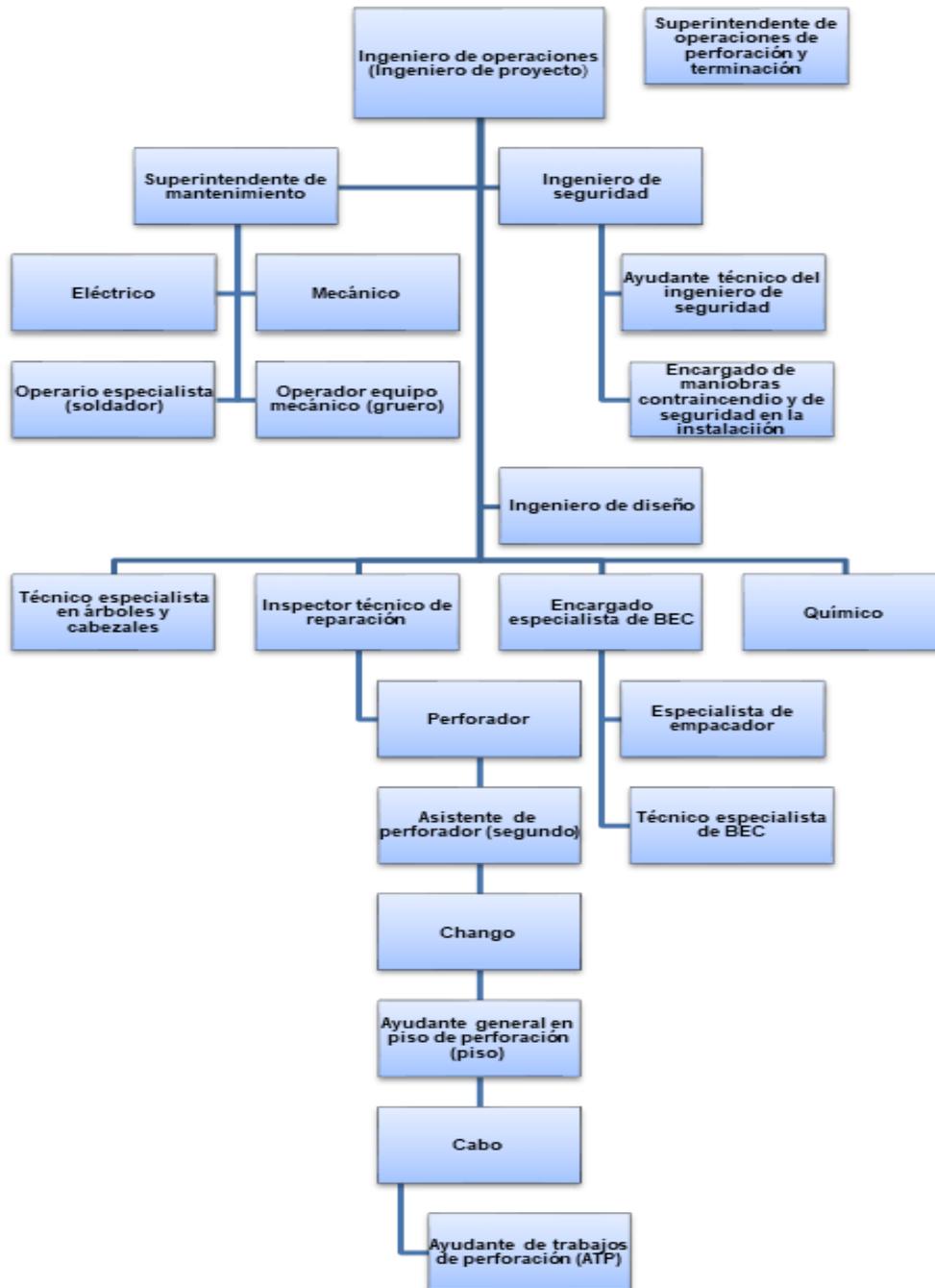


Figura 2.40: Organigrama de trabajo para el personal operativo durante la introducción de aparejos BEC-BN.

III - Análisis técnico de casos de estudio durante la introducción de aparejos BEC-BN



3. Análisis técnico de casos de estudio durante la introducción de aparejos BEC-BN

En este capítulo se presentan 10 casos en los que se tuvieron problemáticas en algún punto del proceso para dejar instalado el aparejo BEC-BN, estos van desde un aplastamiento del cable de potencia hasta el hecho de no dejar bien sentado el colgador de TP en el nido del cabezal.

En cada uno de ellos se presenta un breve análisis de los mismos, con lo cual, en el siguiente capítulo, se discuten las soluciones y las mejores formas de prevenir los mismos.

Los problemas a analizar serán los siguientes:

1. Que el penetrador no se sitúe adecuadamente en la bola colgadora, que sea más largo o más corto de lo adecuado.
2. El adaptador de la camisa no es compatible con la camisa de enfriamiento.
3. Aplastamiento del cable
4. Caída de accesorios o herramientas al pozo
5. Arranque de pozo durante cambio de cabezales
6. Resistencia en cabezal y preventores
7. Resistencia en severidades pronunciadas (dog leg)
8. Bola colgadora no logra ser sentada en el nido (en cabezales sin yugos)
9. Daño del tornillo de terminación por mala maniobra
10. Rotura de “tubing” de la válvula de tormenta por mala sincronización de maniobras entre piso de perforación y piso de producción

Para efectuar lo anterior, nos apoyaremos en la norma ISO 14224 “Industrias del petróleo, petroquímica y gas natural. Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”

- a) Falla: Fin de la habilidad de un componente para llevar a cabo su función requerida.
- b) Modo de falla: Efecto por el cual se observó que el componente presentó una falla.
- c) Componente que falló: Cualquier parte o componente o sistema que pueda ser considerado individualmente
- d) Descriptor de falla: Causa aparente observada de la falla

e)Causa de la falla: Circunstancias durante el diseño, manufactura o uso que llevaron a la falla.

*La identificación de la causa de la falla normalmente requiere investigación más profunda para reconocer, si fuese el caso, los factores organizacionales y/o humanos subyacentes, además de las causas técnicas.

Para llevar a cabo el análisis, cada caso se clasificará dentro de alguna de las dos etapas del proceso que hemos propuesto para su fácil identificación.

1. Armado
2. Corrida del aparejo

3.1. Armado

3.1.1. Que el penetrador no se sitúe adecuadamente en la bola colgadora, que sea más largo o más corto de lo adecuado.

Al instalar el bonete del árbol de válvulas en el cabezal de producción, se observó que el penetrador no había sobresalido lo suficiente del bonete para poder realizar la conexión del cable de potencia (mufa); el penetrador únicamente disponía de 3.5 [cm] para realizarla, cuando se necesitaban 7 [cm] para garantizar el correcto acoplamiento y funcionamiento.

En las imágenes se muestran al penetrador con una marca de referencia, ya que la mufa conectada debería de rebasar ese punto, así como el penetrador ya colocado en el cabezal permitiendo observar la distancia tan corta que se tenía para realizar la conexión.



Figura 3.1: Cuerpo del penetrador con marca de referencia en la cuerda.



Figura 3.2: Penetrador instalado en el cabezal y mostrando que sobresale insuficiente cuerda realizar conexión.

Si bien estos materiales son probados desde los talleres en tierra para asegurar la compatibilidad de los mismos, se efectúan revisiones pertinentes de modelos y números de serie durante el proceso de embarque y envío para corroborar que son las herramientas adecuadas y una última inspección visual al momento de recibirlos a bordo, es en el momento de la instalación final cuando sale a relucir la falla.

Por lo anterior, se infiere que la causa de la falla fue debida a que no se había recabado la información en cantidad y calidad adecuada que permitiera a los grupos de ingeniería de las compañías involucradas diseñar los equipos con las dimensiones correctas para evitar esta problemática. Esto involucra de manera directa a ambas partes, tanto cliente como proveedores ya que, si por desconocimiento, descuido o negligencia, no se había estado solicitando/proporcionando la información del pozo pertinente para la manufactura de las piezas

3.1.2. El adaptador de la camisa no es compatible con la camisa de enfriamiento

Una vez que se tiene la camisa de enfriamiento dentro del pozo y se han ensamblado los componentes del BEC hasta el nivel de la succión, se procede a conectar la camisa de enfriamiento al sistema BEC mediante el adaptador de la camisa, asegurando que tanto el MLE como la línea capilar pasen por las ranuras adecuadas para ello. La falla radica en el momento en que se intentan apretar los pernos que permitan fijar la camisa al sistema BEC, debido a que estos no habían sido alineados de manera adecuada.

Aun cuando la responsabilidad directa de proveer dicho adaptador es de la compañía encargada del BEC, esta a su vez subcontrata a compañías especializadas en tubulares para que le suministren tanto los tramos de tubería que conformarán la camisa de enfriamiento, así como los adaptadores para realizar la conexión de la misma.

Por lo anteriormente expuesto, se tiene un caso análogo al primero, una vez más encontramos una falla que ya no es estrictamente operativa, sino que subyace en los procesos previos en los que, tanto la empresa subcontratada que fabrica y vende el producto a la compañía que tiene el contrato principal de los trabajos, habían incurrido en fallas de diseño e ingeniería además de supervisión y control de calidad, respectivamente.



Figura 3.3: Instalación de camisa de enfriamiento.

3.1.3. Aplastamiento del cable

Uno de los problemas de mayor recurrencia durante la introducción del aparejo es el aplastamiento del cable con las cuñas para tubería de producción, con el elevador o con algún equipo auxiliar de soporte ya que el espacio por el que ha de pasar el cable al ir introduciendo el aparejo es bastante reducido, combinado con una mala coordinación entre el personal, pueden devenir en una acción que origine un fallo en el cable.

Una vez que se ha presentado esta problemática, decidir continuar con la operación con un cable dañado implica el riesgo de que, una vez finalizada la instalación, el motor no arranque o que, si arranca, la vida útil del mismo se vea considerablemente disminuida.



Figura 3.4: Cable de potencia dañado.

Este problema es de orden totalmente operativo, se debe principalmente a la interacción entre perforador, “pisos” y compañía de servicio del BEC, además de la supervisión por parte del representante del cliente. Esto puede suceder debido a varias razones, tales como: la inexperiencia de alguno de los involucrados, falta de capacitación o, en el peor de los casos, por negligencia del personal.

3.1.4. Caída de accesorios o herramientas al pozo

Durante las operaciones que se requieren para hacer la corrida del aparejo, nos encontramos ante un problema relativamente frecuente, este consiste en que el personal deja caer al pozo accesorios y/o herramientas al pozo, ya sea durante el proceso de colocación de alguno de estos accesorios o que por descuido en algún movimiento en el que se tenían herramientas cercanas al pozo estas puedan caer en él.

Este problema puede ocasionar fallas en función de, principalmente, el tamaño del elemento que se dejó caer y de la geometría del pozo. Si se decide seguir bajando el aparejo, esta situación nos puede originar una alta probabilidad de dañar el cable de potencia y/o los “tubing” capilares o hasta un atrapamiento en el pozo que nos obligue a trabajar la sarta con el consecuente riesgo que eso implica para los equipos del sistema BEC. En el caso en el que se decida sacar el aparejo para pescar o moler el pez, esto implicará tiempos y costos bastante elevados.

Este problema se origina principalmente al descuido del personal y a que, seguramente, no hay orden y limpieza en el área de trabajo, lo cual incrementa la probabilidad de que se incurra en situaciones de este tipo, generalmente este tipo de cuestiones son tratadas desde los programas de entrenamiento de los trabajadores, es importante hacer énfasis en estos detalles desde fase temprana.

3.1.5. Arranque de pozo durante el proceso de cambio de aparejo a BEC-BN

Dado que se había estado trabajando con pozos en los que se tenía el sistema BN como principal sistema artificial de producción y se procedió a la nueva introducción de aparejos híbridos de BEC-BN, era también necesario hacer el cambio del cabezal de producción para que fueran compatibles con el nuevo arreglo.



Figura 3.5: Sustitución de cabezales de producción.

Durante dicha operación, las barreras que permiten mantener controlado el pozo son, además del fluido de control, un elemento mecánico (tapón puente) en caso de que la energía del pozo sobrepase la presión hidrostática, si la operación de este tapón puente no se hace de manera adecuada, se corre el riesgo de que se arranque el pozo, provocando accidentes en el piso de perforación.



Figura 3.6: Tapón puente.

La operación consiste básicamente en bajar y dejar anclado un tapón puente durante el tiempo en que se realizaba el cambio del cabezal y se hacían las pruebas de hermeticidad correspondientes, posterior a ello se bajaría a pescar para recuperar el tapón para continuar con el programa de introducción del aparejo.

El problema radicó justamente durante el proceso de recuperación del tapón, se habían ejecutado todos los trabajos de acuerdo al programa pero al momento de bajar a pescar, durante las maniobras para enchufar el cuello de pesca, el pozo se manifestó en superficie, dañando tanto al personal en piso como al equipo.

Lo anterior se debió a que la sarta que se bajó para efectuar la operación no llevaba un centrador adecuado que permitiera realizar la conexión fácilmente sin necesidad de realizar tantos movimientos para enchufar que, a la postre, derivaron en dañar la válvula rotacional del tapón puente, perdiendo la hermeticidad del mismo con el pozo y permitiendo que los fluidos llegaran a superficie.

3.2. Corrida del aparejo

3.2.1. Resistencia en cabezal y preventores

Posterior al cambio de cabezal y reinstalación de los preventores para continuar con la introducción del aparejo BEC-BN, este problema inicia justo cuando se pretende introducir el primer elemento al pozo y nos encontramos con resistencia apenas intentando pasar el arreglo de preventores, el cabezal de producción o, en casos aún más severos, ni siquiera es capaz de entrar a través de los preventores.

En estos casos, el problema puede deberse principalmente a dos razones; una es tener mal alineada la torre y la otra en la que el cabezal está desalineado, ya sea producto del cambio del mismo al no ser instalado adecuadamente o debido a que los cabezales de las TR han sufrido ligeros desplazamientos durante la vida útil del pozo y que, al momento de intentar bajar un nuevo aparejo, nos representará una mayor resistencia o la imposibilidad de continuar con las operaciones.

Esta situación deberá ser corregida lo mejor posible ya que la mayoría de los pozos tienen trayectorias direccionales en las que, si corregimos solo con la intención de pasar libre en los primeros metros, el pequeño error angular que quede se hará notar conforme vayamos descendiendo provocándonos mayor arrastre aun cuando estemos en la sección vertical del pozo, pudiendo provocar resistencias en la BL, esto trayendo consigo otros problemas, principalmente al cable del equipo BEC.

3.2.2. Resistencia en severidades pronunciadas (dog leg)

Como se mencionó anteriormente, es de suma importancia que todos los componentes del pozo y de la torre de perforación estén bien alineados ya que de esto dependerá que la introducción del aparejo minimice otros riesgos.

El arrastre normal en una operación oscila entre 1 y 2 toneladas en las zonas de severidad en pozos con inclinación, cuando llegamos a tener más arrastre podemos enfrentarnos a una activación del empacador o que simplemente ya no podamos seguir corriendo el aparejo.

Este caso se presenta debido a que, al ser pozos existentes que ya se encontraban en operación, el diseño del pozo para el aparejo de terminación que se tuvo planeado originalmente no representaba mayor problema, sin embargo al enfrentarnos a introducir uno nuevo con componentes susceptibles de daño ante un exceso de arrastre, nos encontramos ante una situación en la que se tendrá que operar con precaución para evitar retrasos.

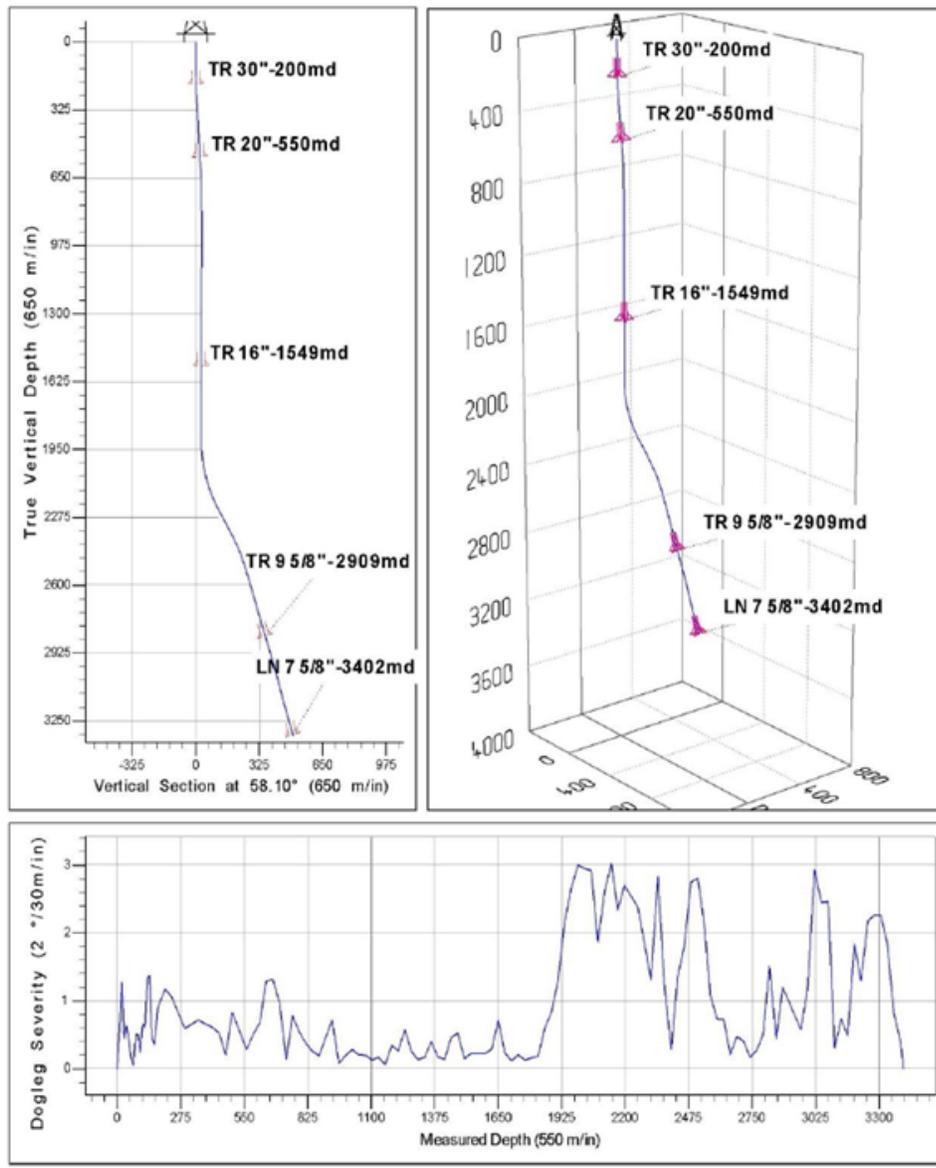


Figura 3.7: Trayectoria y severidad del pozo.

3.2.3. Rotura de “tubing” de la válvula de tormenta por mala sincronización de maniobras entre piso de perforación y piso de producción

En las maniobras donde se está armando la parte superior del aparejo (de la válvula de tormenta a superficie) el trabajo se complica ya que no solo se está flejando el cable de potencia al aparejo sino que también se está flejando el “tubing” (1/4”) que permitirá la operación de la válvula de tormenta por lo que, el riesgo de aplastamiento tanto del cable de potencia como del tubing, incrementa, además de que, los operadores que está instalando el “tubing” requieren estar bien sincronizados con el perforador, los pisos, el operador del “spooler” y el del carrete del tubing, ya que, de lo contrario, es posible que el “tubing” se tense y se rompa.



Figura 3.8: Rotura de la línea de control de la válvula de tormenta.

Una vez más nos encontramos ante un problema de índole totalmente operativo, aquí la habilidad y experiencia juegan un papel importante, si el personal no está adecuadamente capacitado para estos trabajos, si existe negligencia por parte de los mismos o, en casos esporádicos, que se encuentren cansados y no estén concentrados en la operación, puede acarrear a tener que realizar trabajos adicionales para acondicionar el “tubing” que ha fallado.

3.2.4. Bola colgadora no logra ser sentada en el nido (en cabezales sin yugos)

En el caso particular de cabezales que no cuenten con tornillos candado (yugos) que se puedan quitar momentáneamente para verificar de forma visual que la bola colgadora está alojada correctamente en el nido, diversos factores pueden ocasionar que se presuponga que la bola ha sido sentada de manera correcta aun cuando no ha sido así, provocando que, de continuar con

las operaciones; anclar el empacador y posterior retiro de preventores para sustitución por el árbol de válvulas, la parte superior de la bola colgadora estará fuera del cabezal, impidiendo la instalación de los componentes superiores. Esto evidencia que la bola colgadora está mal instalada, que no hay sello entre el cabezal y la misma y que se tiene que hacer una reparación del trabajo.

Este problema puede deberse tanto a un mal “ajuste” por parte del ingeniero o que se presente resistencia que impida que el aparejo siga bajando cuando ya la bola colgadora está a centímetros de ser alojada en su sitio y quede ligeramente por encima de la profundidad adecuada.

Si bien las situaciones obedecen a errores técnicos y humanos estos podrían corregirse antes de que provoquen un problema mayor, aquí la falla radica en no asegurarse que el colgador está sentado en su sitio e instalado de manera adecuada para asegurar la correcta hermeticidad de sus sellos.



Figura 3.9: Cabezales de producción con yugos (izquierda) y sin yugos (derecha).

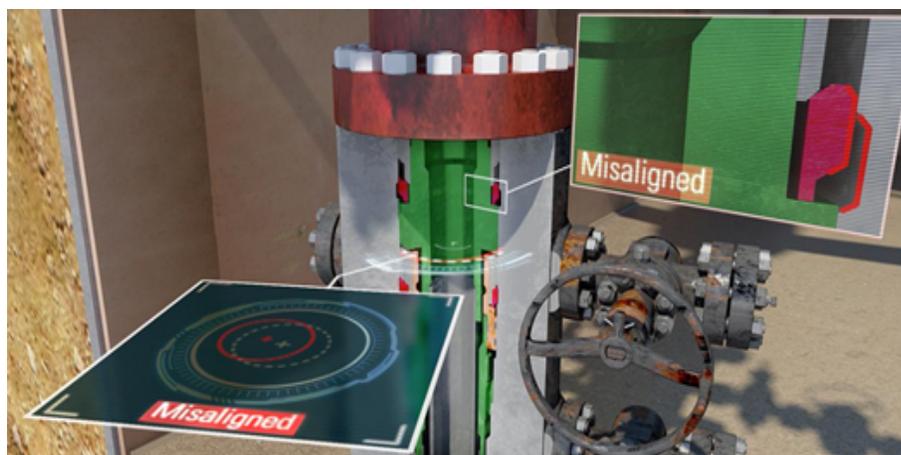


Figura 3.10: Colgador desalineado en nido de cabezal.

3.2.5. Mal dimensionamiento o daño del tornillo de terminación

La línea capilar que nos permitirá tener controlada la válvula de tormenta desde superficie requiere de la instalación de un “tornillo de terminación” en la superficie del bonete adaptador, si este elemento no fue adquirido de acuerdo a las dimensiones del bonete o es dañado durante el proceso, este elemento no podrá ser instalado, dejando a la línea vulnerable ante movimientos bruscos que puedan dañar a la misma.



Figura 3.11: Tornillo de terminación presentado en bonete.

Es necesario que la línea de control hidráulico se mantenga operando de manera adecuada durante todo el tiempo de producción, tanto para poder accionar la válvula de tormenta en casos que requieran cerrar el pozo por seguridad, como para pruebas esporádicas que garanticen su funcionalidad con el paso del tiempo, pero también necesitamos asegurar que la válvula de tormenta no se cerrará en casos innecesarios, provocando producción diferida y algunas complicaciones para poder volver a poner los pozos a producir. Por lo anteriormente descrito es requerido que esta línea tenga una protección adecuada en superficie y así evitemos otras situaciones que puedan interferir con la producción.

IV - Solución y prevención a los problemas operativos durante la introducción de aparejos BEC-BN



4. Solución y prevención a los problemas operativos durante la introducción de aparejos BEC-BN

En todas las situaciones que se presentaron en el capítulo anterior el mayor impacto de estos problemas se da en el aumento de tiempo y costos de la intervención, además de la producción diferida que ello lleva consigo, desatendiendo los compromisos de producción que se tenían programados, por lo que ahora nos centraremos en mostrar las acciones de solución que se llevaron a cabo en cada uno de los casos, así como una propuesta para prevenirlos.

Continuando con el mismo orden de ideas:

4.1. Armado

4.1.1. Que el penetrador no se sitúe adecuadamente en la bola colgadora, que sea más largo o más corto de lo adecuado

La opción de solución más pronta ante el fallo descrito en el capítulo anterior, era que se suministrara un penetrador nuevo con las dimensiones adecuadas para poder realizar la conexión, no obstante, debido a que los componentes del BEC se compran por lote, esta opción implicaría un gasto muy alto.

Derivado de acuerdos entre las compañías involucradas, se llegó a la opción que se consideró más factible, dado que son 4 [cm] los faltantes para asegurar la conexión de la mufa, se determinó que remanufacturar el bonete, devastando el material del cuerpo para proporcionar el espacio faltante no ponía en riesgo la integridad ni el funcionamiento del mismo, por lo que el bonete fue mandado a la base en tierra de la compañía proveedora del mismo, junto con un penetrador para poder verificar que las adecuaciones hechas hayan sido las pertinentes. Como se mencionó anteriormente, la mayoría de estos componentes son comprados por lote, así que también se necesitará revisar la condición de los demás bonetes para asegurar que no se vuelva a presentar esta condición.

Para evitar este tipo de situaciones, es necesario que la información respectiva a las especificaciones técnicas de los elementos a instalarse en la cabeza del pozo sea proporcionada de manera ordenada y veraz al personal que vaya a requerirla, las pruebas en taller deberán ser efectuadas y supervisadas teniendo a representantes de las compañías involucradas para asegurar que se están adquiriendo y enviando al destino costa afuera de forma correcta.

4.1.2. El adaptador de la camisa no es compatible con la camisa de enfriamiento

Muy similar al caso anterior, aunque en esta ocasión lo más simple es cambiar el adaptador y por uno que tenga alineado los orificios con la camisa para poder ponerla al cuerpo de la misma y colocar las medias lunas sobre la succión.



Figura 4.1: Alineación de orificios de la camisa de enfriamiento con el adaptador de la misma.

De nueva cuenta, la forma de evitar este problema es manteniendo una comunicación efectiva entre las compañías que proveen tanto el servicio como el producto, ya que de esto dependerá el resultado final de la ingeniería que se desarrolle sobre los equipos y productos que quedarán instalados finalmente en el pozo para poder asegurar el funcionamiento de los mismos por más tiempo.

4.1.3. Aplastamiento del cable

El primer punto ante una situación de este tipo es analizar el nivel de daño que sufrió el cable para poder decidir si es factible su reparación o su sustitución.

Si bien un cable aplastado puede ser reparado en sitio, previo diagnóstico de la severidad del daño en el mismo para decidir la acción correctiva, no deja de representar un riesgo adicional en el sistema ya que se han alterado las condiciones de fábrica en un punto donde, en principio, era innecesario.

Aun cuando la reparación sea determinada como una opción, se tiene que tener en consideración que se está introduciendo un punto de riesgo adicional al sistema.

Para los casos en los que únicamente una fase sea la que haya presentado falla, es posible reparar solo esa sección.



Figura 4.2: Daño en uno de los conductores del cable de potencia por aplastamiento.

En los casos en los que dos fases sean afectadas se opta por realizar un empalme, siempre y cuando este no se encuentre muy cerca de algún otro empalme, ya sea de los programados originalmente o de otro que haya sido necesario por causas fortuitas. La distancia mínima recomendada entre empalmes es de 300 [m].

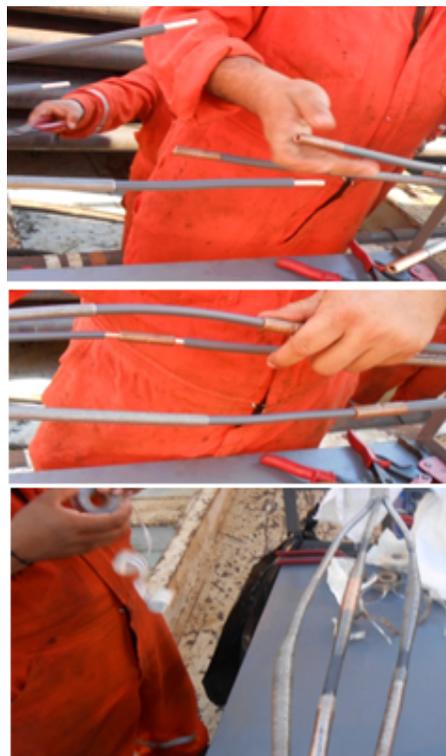


Figura 4.3: Proceso de empalme del cable de potencia.

Para prevenir estos casos es necesario enfatizar varios puntos.

No se trata de apresurar las maniobras para efectuar una rápida introducción del aparejo, esto sucede a menudo cuando existen retrasos durante los trabajos y se pretende ganar algo de tiempo al momento de correr el aparejo en el pozo, esta tarea se debe de realizar de manera tal que permita asegurar que todos los movimientos que se hacen en el piso, no pongan en riesgo ni al personal ni a los equipos que se están metiendo en el pozo.

El personal que se encargue de estas operaciones deberá tener la experiencia necesaria para llevarlas a cabo de manera adecuada.

Revisar y asegurar que se cuenta con todos los equipos y herramientas que se usarán para esta tarea y que estén funcionando de manera adecuada.

El espacio por donde va a estar pasando el cable de potencia es muy reducido, de ahí que las maniobras se tengan que efectuar con el debido cuidado y asegurarse de que las cuñas que se van a usar tengan el espacio suficiente para garantizar el paso del cable.



Figura 4.4: Cable entrando al pozo mientras las cuñas están sosteniendo la tubería.

Deberá de existir sincronía entre el perforador y “segundo” durante el armado del BEC, así como entre la operación del ronco y el malacate para evitar sobretensionarlo y provocar una rotura del cable.

4.1.4. Dejar caer al pozo objetos indebidos, derivado de descuidos del personal

Este problema también requiere de un diagnóstico previo para proceder en función del objeto u objetos que hayan caído al pozo ya que influirá el tamaño de los mismos y la geometría del pozo. En los casos en los que se decida dejar los objetos en el fondo del pozo, se tendrá que proceder con bastante cautela en los puntos en donde se tenga previsto que hay podido quedar retenidos, esto con la intención de no dañar los equipos, principalmente el cable, al momento que pasen por esos sitios. Esta decisión también nos deja con una probabilidad

de que podamos atascar el aparato y tener que realizar todo el árbol de decisiones que esto conlleva.

En las opciones en las que se decida que el objeto es muy grande y se pone en riesgo la introducción del aparato, se tiene la opción tanto de limpiar el pozo o de efectuar un trabajo de pesca. Ambas situaciones requieren de sacar el aparato con lo que incrementaremos los tiempos de la intervención pero hay que valorar bien estas opciones ya que una mala decisión podría complicar el problema.

Para evitar estas situaciones, se recomienda:

El orden y limpieza es imprescindible en estas maniobras, verificar que se tienen los equipos y herramientas estrictamente necesarias para el armado e introducción del BEC.

Verificar el adecuado funcionamiento de los equipos que se estén ocupando, así como checar que hayan tenido el mantenimiento respectivo cada uno de ellos.

Durante las maniobras de armado del equipo se deberá tener tapado el pozo con una protección externa que evite que, en caso de descuido o de una mala maniobra, un elemento extraño pueda caer dentro del pozo y nos provoque algún acuñaamiento.

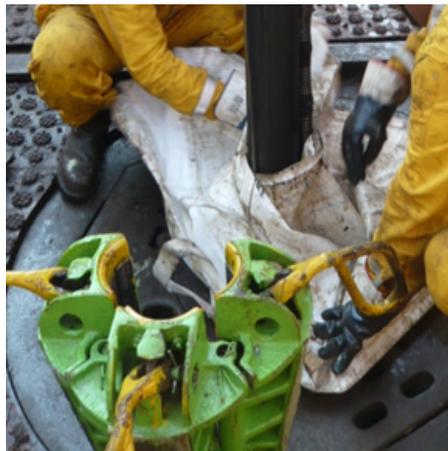


Figura 4.5: Personal colocando protección en la boca del pozo.

4.1.5. Arranque de pozo durante el proceso de cambio de aparato a BEC-BN

Para este caso particular no proponemos una remediación al problema que se presentó, en los otros casos se tratan situaciones donde hablamos de pérdidas económicas graves, inclusive con riesgo de perder el pozo, pero en esta se pone en riesgo al personal, razón por la cual para este caso se proponen medidas preventivas para intentar evitar que esto vuelva a suceder.

El problema tuvo su origen en el proceso en el que se bajó a pescar el tapón puente, de aquí que la recomendación es que, cuando se vayan a realizar estas operaciones, se debe de colocar un centrador con las dimensiones adecuadas que permitan enchufar el pescante con el cuello de pesca de la manera más eficiente, sin necesidad de estar haciendo movimientos con la sarta que puedan ocasionar la pérdida de hermeticidad entre el tapón y la tubería, provocando este tipo de accidentes.

4.2. Corrida del aparejo

4.2.1. Resistencia en cabezal y preventores

En este caso la solución forma parte de las recomendaciones preventivas para poder efectuar estos trabajos.

Verificar el correcto alineado y nivelado de la torre del equipo de perforación con el fin de no dañar el equipo BEC al introducirlo.



Figura 4.6: Torre de perforación.

Verificar el alineado del cabezal de producción y de los preventores, en ocasiones aun cuando la torre pueda estar colocada correctamente, será necesario corregir la alineación de los primeros. En los casos en los que se haya realizado previamente un cambio de cabezal, asegurar el nivelado desde la espiga para garantizar una sencilla introducción del aparejo.



Figura 4.7: Alineación de la espiga de la TR durante cambio de cabezales.

4.2.2. Resistencia en severidades pronunciadas (dog leg)

Para estos casos tendremos que estar seguros de la tensión y del peso que podemos cargarle a la sarta antes de provocarle algún daño mecánico, aunque, en muchas ocasiones habrá que atender a las recomendaciones del fabricante a los puntos anteriores, para evitar dañar los componentes eléctricos.

En ocasiones será necesario hacer un viaje para conformar el agujero, por lo que se tendrán que tener a la mano tanto watermelon como molino cónico, en función de las necesidades por la geometría del pozo.

Ya que se esté introduciendo el aparejo en las zonas de alta severidad, la velocidad de introducción deberá ser lenta, en el orden de 6 tubos/hora.

En muchos casos, en las zonas de alta severidad también encontramos un cambio de diámetro en las TR, por lo que también encontraremos una BL y si, además, los diámetros eran tan reducidos que no permitieron la instalación de la camisa de enfriamiento que, para estos efectos sirve de protección al BEC, habrá que extremar cuidados en esa zona.

4.2.3. Rotura de “tubing” de la válvula de tormenta por mala sincronización de maniobras entre piso de perforación y piso de producción

En estos casos, habrá que realizar un empate del “tubing” haciendo la analogía con el caso del cable de potencia, volvemos a introducir un punto de riesgo originalmente innecesario.

Para estos casos una buena práctica es dejar una porción de “tubing” enrollado en la parte superior del aparejo para casos en los que sea necesario ocupar parte del mismo en trabajos de remediación.



Figura 4.8: Línea de control para la válvula de tormenta enrollada como reserva por debajo del colgador.

Las recomendaciones para evitar este problema son básicamente las mismas para evitar el aplastamiento del cable de potencia, solo que en este caso se adiciona la línea de control hidráulica, misma que deberá maniobrarse con el debido cuidado.

4.2.4. Bola colgadora no logra ser sentada en el nido (en cabezales sin yugos)

En este caso volvemos a tener la situación de que la solución es parte de la prevención.

Dado que es imposible una inspección visual directa para asegurar que el cabezal está sentado en el nido, se tendrá que recurrir a algún medio por el cual podamos asegurar dicha condición.

Una de las maneras más sencillas será llevar a cabo un procedimiento similar al caso de los cabezales con yugos pero, en este caso particular, se abrirán las válvulas laterales y se buscará que estén alineadas con una marca previamente hecha en el aparejo que indique que en esa posición la bola colgadora ha sido sentada exitosamente en el nido

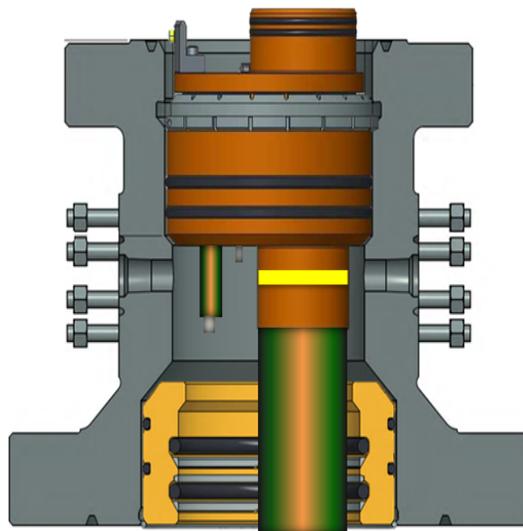


Figura 4.9: Sección del cabezal y bola colgadora.

Para lo anterior, se procedió a verificar tanto las dimensiones de la bola colgadora como del cabezal, con la intención de determinar en qué punto de la tubería debería de estar alineada con las válvulas laterales para poder marcar ese punto y volver a tener una referencia visual, aunque esta vez indirecta, de que el colgador está colocado correctamente.

4.2.5. Mal dimensionamiento o daño del tornillo de terminación

En estos casos, el paliativo más simple consiste en hacer el “tubing” para la válvula de tormenta como “pasante”, es decir, prescindir del tornillo de terminación y hacer la conexión directa, con los riesgos ya comentados con anterioridad en el capítulo anterior.



Figura 4.10: Tornillo de terminación instalado de manera “pasante”.

Para efectos de prevención, volveremos a tomar como base los de los casos uno y dos, en donde se hace énfasis en tener conocimiento amplio y claro de los componentes que estamos instalando en el pozo

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

El trabajo de campo en la industria petrolera está lleno de eventos fortuitos, tanto en los tiempos no productivos como en los tiempos productivos, estos van desde los problemas, esperas, operaciones programadas y operaciones no programadas. No sobrepasar el límite técnico en los trabajos de perforación y terminación de pozos es siempre un gran reto.

Por lo anterior, a lo largo del desarrollo de este trabajo fueron mostradas diversas situaciones que retrasaron, unas más que otras, las operaciones pero que al final pudieron ser solucionadas mediante el aporte de ideas de los involucrados y permitieron finalizar con éxito el proceso de instalación de los aparejos.

A partir de los análisis y observaciones realizadas, es posible deducir lo siguiente:

- Los procedimientos operativos, siempre que estos sean lo suficientemente amplios y explícitos, nos permiten hacer un uso eficiente de los recursos, tanto humanos como financieros, ya que facilitan la estandarización de los procesos y la preservación del conocimiento que se ha ido adquiriendo a lo largo del tiempo por parte de los involucrados en las tareas.
- Sin una estructura organizacional adecuada, el personal difícilmente podrá contribuir al logro de los objetivos programados; una organización será eficiente si su estructura está diseñada para cubrir sus necesidades. Es importante establecer el estándar esperado de desempeño con base en directrices que permitan que todos entiendan de manera fácil los cambios en la mentalidad y las acciones que deben ocurrir en el tiempo para desarrollar una cultura del trabajo madura.
- Mientras más clara sea la definición de un puesto, las actividades a realizar y la comprensión de las relaciones, de autoridad e informales, con los otros puestos de trabajo, se evitarán conflictos y la productividad de los empleados puede aumentar. Si lo anterior es llevado a cabo de manera adecuada, podremos desarrollar un compromiso de liderazgo en cada una de las áreas de la organización que nos permitirá influenciar hacia un cambio positivo de cultura y comportamientos en el ámbito laboral.

Recomendaciones

Continuando con el mismo orden de ideas, se han propuesto los siguientes puntos para mejorar la calidad de los procesos.

- Muchas de las lecciones aprendidas a través de las problemáticas expuestas es posible recuperarlas y adaptarlas a los procedimientos operativos vigentes y enmarcarlos más allá de los aspectos prácticos, sino también incluir los rubros de salud y seguridad en el trabajo y protección ambiental, esto permitirá hacer tangibles los conocimientos y experiencias a los nuevos trabajadores. Dentro de este punto es importante recalcar que los aportes deberán venir de las personas implicadas en el desarrollo de los trabajos, sin olvidar que un procedimiento hace referencia a la organización de los procesos y, por lo mismo, deben colaborar de manera proactiva no solo el personal de campo sino también los mandos intermedios (responsables de departamento, jefes de área), así como las áreas multidisciplinarias que estén involucradas.
- Una estructura organizacional en cualquier empresa debe realizarse de tal forma que satisfaga las necesidades tanto del interior como del exterior, es decir, debe considerar no únicamente a sus trabajadores, sino también a sus proveedores, clientes, competencias, etc. Para esto, no sólo es necesario velar por la estabilidad de la empresa, también se tiene que hacer ver en los trabajadores las capacidades que ellos tienen para desempeñar al máximo sus habilidades y al mismo tiempo las necesidades de la organización, hacer énfasis en la colaboración de todas las áreas de la empresa para llevar a cabo los objetivos planteados por la misma.
- Distribuir a los trabajadores de forma correcta dentro de una empresa requiere de una gran pericia para poder hacer que estos trabajen de manera sinérgica y no sólo como la suma de elementos aislados, o que, en el peor de los casos, los resultados sean más costosos que benéficos. Aquí es de suma importancia considerar las capacidades, competencias y conocimientos de cada uno para poder asignarles roles en función de esas habilidades con sus respectivas responsabilidades y límites. El objetivo es lograr mayor coordinación entre los trabajadores, eliminar duplicidades en el trabajo y potenciar la capacidad de respuesta y adaptación a los nuevos desafíos. Si esto se logra se podrá crear un mejor clima laboral y la generación de un mejor nivel de comunicación de la información.

Referencias bibliográficas

- Díaz-Zertuche, H. Bombeo Electrocentrífugo Sumergido, primera edición. Distrito Federal, México: Ediciones Gráficas Zeta. 2003.
- J.D. Clegg, S.M. Bucaram, N.W. Heln Jr. “Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods”, SPE. 1993
- Kermit E. Brown; “The Technology of Artificial Lift Methods”, Volume 2b, PenWell Books, University of Tulsa, 1980.
- Takacs, G. Electrical Submersible Pumps Manual. Design, Operations, and Maintenance, primera edición. Burlington, Massachusetts, Estados Unidos: Gulf Professional Publishing / Elsevier. 2009.
- Baker Hughes. Centrilift Submersible Pump Handbook, novena edición, versión 1. Claremore, Oklahoma, Estados Unidos: Baker Hughes Centrilift. 2008.
- Alhanati, F.J.S., Solaki, S.C. y Zahacy, T.A. ESP Failures: Can We Talk the Same Language?. SPE-148333-MS. 2007.
- ISO 14224:2006, Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries -- Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment. 2006. Ginebra, Suiza: ISO
- Ahmed S., Ibrahim K., y Ahmed T. Intelligent Production Application {ESP/GL hybrid system (electro-gas)} SPE-173696-MS. 2014
- Qahtani, A. A., Electrical Submersible Pump (ESP) Selection Optimization: A Reservoir Engineering Outlook, MEALF, 2007.
- Tran S. et al. Hybrid System of ESP and Gas Lift Application from Conceptual Design Pilot Test to System Analysis. SPE-184215-MS. 2016.

Apéndice

Definiciones y conceptos básicos

El análisis de un sistema completo de producción involucra el estudio del comportamiento de flujo de los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie. El estudio del desempeño del pozo es esencial al momento de optimizar y maximizar la producción de un yacimiento, así como prolongar su vida útil y, si fuese el caso, seleccionar un sistema artificial de producción adecuado.

Desempeño del pozo.

El desempeño del pozo depende de un gran número de variables como son: presión de la formación, propiedades del yacimiento y propiedades de los fluidos. Estas, a su vez, son dependientes entre sí de diversas formas.

Índice de productividad (IP):

Medida de la facilidad de flujo de fluidos a través del medio poroso, se define como el gasto de producción del pozo que puede obtener ante una caída de presión en el yacimiento.

Está definido con la siguiente expresión:

$$J = IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Donde:

q = Es el gasto de aceite, [bl/día]

P_{ws} = Presión de fondo estática, [lb/pg²]

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, [lb/pg²]

J = Índice de productividad del pozo, [bl/día/lb/pg²]

La ecuación del índice de productividad, se puede escribir como la de una recta considerándolo constante, al igual que la presión de fondo estática, durante un periodo particular de la vida del pozo.

Si despejamos P_{wf} de la ecuación de IP :

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_o}{IP}$$

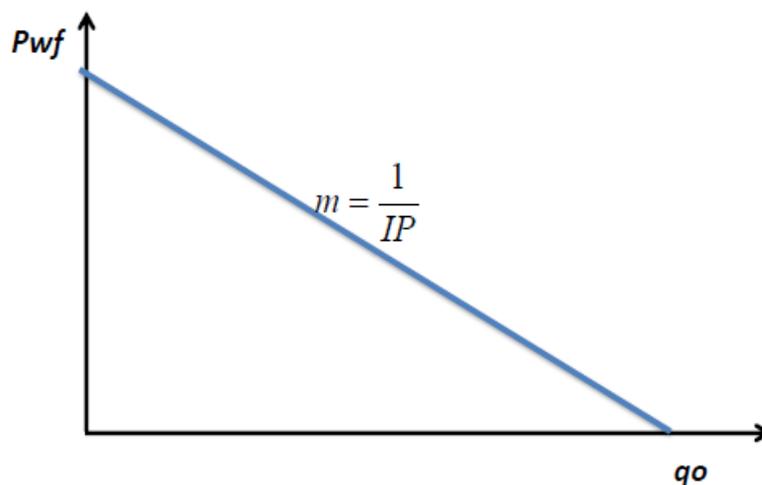


Figura 4.11: Índice de Productividad Golán Michel 1996

Índice de productividad relativo.

En 1968, Vogel propuso la siguiente expresión para predecir el comportamiento de pozos produciendo con empuje de gas disuelto, usando una gráfica normalizada, con presiones y gastos adimensionales.

La ecuación propuesta fue:

$$\frac{q_o}{q_{omáx}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2$$

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, $[lb/pg^2]$

P_{ws} = Presión de fondo estática, $[lb/pg^2]$

q_o = gasto de aceite @ P_{wf} $[bl/día]$

$q_{omáx}$ = Potencial del pozo ($P_{wf} = 0$), $[bl/día]$

El comportamiento de la ecuación se muestra en la siguiente gráfica.

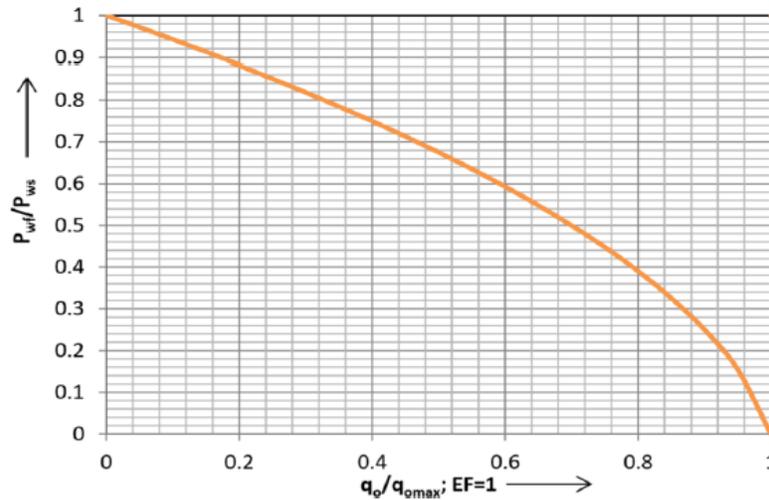


Figura 4.12: Gráfico adimensional de Vogel

En esencia la ecuación de Vogel, representa un modelo homogéneo donde las características estructurales del medio poroso no se reflejan.

Los cambios en los índices de productividad son atribuidos a los cambios en saturación, permeabilidades relativas y depresionamiento.

La ecuación de Vogel puede ser utilizada para calcular el valor de P_{wf} dado un gasto y P_{ws} .

$$P_{wf} = 0.125P_{ws} \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_o}{q_{omax}} \right)} \right]$$

Objetivo principal de los SAP.

El objetivo principal de los SAP es optimizar técnicamente y económicamente la producción del sistema yacimiento-pozo, maximizando las ganancias bajo un funcionamiento seguro y un medio ambiente sano.

Sistemas artificiales de producción.

Son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

Sistema mediante el cual se proporciona energía al pozo para poder vencer la contrapresión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación, y así restablecer o incrementar la producción de hidrocarburos que puede ser explotada del yacimiento, en forma comercial.

Bombeo Neumático (BN)

El Bombeo Neumático consiste en la inyección continua o intermitente de gas a alta presión en la parte inferior de la tubería de producción para mantener o aumentar el potencial de flujo del pozo. El gas inyectado por el espacio anular se mezcla en la tubería de producción con los fluidos provenientes del yacimiento, disminuyendo el gradiente de flujo, permitiendo a los pozos operar a una menor presión de fondo, manteniendo o aumentando la producción.

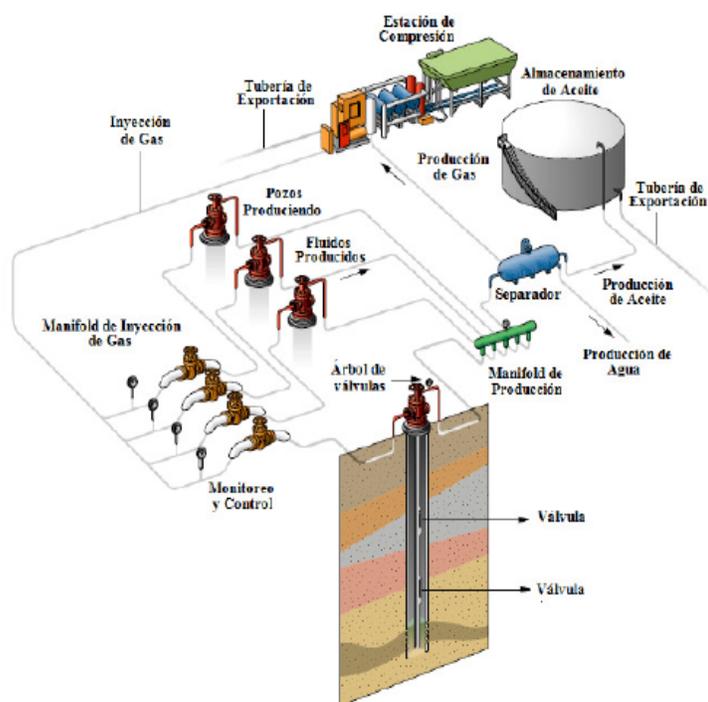


Figura 4.13: Componentes del BN

Se distinguen principalmente dos modalidades del mismo:

Bombeo Neumático Continuo (BNC): En esta variante del BN se inyecta continuamente gas a alta presión con la finalidad de aligerar la columna hidrostática en el pozo generando un flujo continuo.

Bombeo Neumático Intermitente (BNI): En esta forma el gas inyectado se hace de forma cíclica para desplazar la producción en formas de baches de líquido hasta la superficie generando un flujo intermitente.

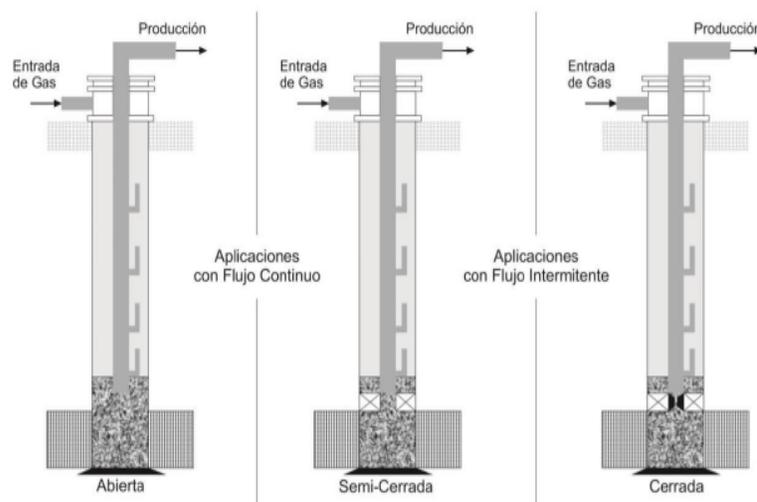


Figura 4.14: Bombeo Neumático

Tabla 4.1: Ventajas y desventajas del BN

Ventajas	Desventajas
Bajo costo operacional.	Necesita de una fuente de suministro de gas.
Flexibilidad operacional- Ajustes a la producción mediante cambios en los gastos de inyección y/o presiones	Si el gas es corrosivo, requiere tratamiento adicional.
Cambio de válvulas sin necesidad de sacar aparejo de producción	Posibles altos costos de instalación.
Método eficaz para alto volumen (hasta 35,000 [bpd]) y en pozos con arena o desviados.	Modificación a la infraestructura existente para instalación del compresor.

Bombeo Electrocentrífugo (BEC).

Un sistema BEC estándar consiste de instalaciones subsuperficiales con una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, separador de gas (si se requiere), protector, motor eléctrico, cable de potencia, y sensor de fondo. En sus instalaciones superficiales tiene un transformador, variador de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos accesorios que aseguran una buena operación como lo son; flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contrapresión, centrador, sensor de presión y temperatura de fondo.

La bomba electrocentrífuga va instalada dentro del pozo, generalmente está instalada de tal manera que los fluidos producidos fluyan por dentro de la camisa, la cual fuerza a los fluidos producidos circular alrededor del motor, proporcionando un sistema de enfriamiento natural. El motor recibe la energía necesaria mediante un cable de potencia pegado a la T.P. Por encima del motor se encuentra el protector, el cual provee un sello y equilibra las presiones internas y externas para evitar que los fluidos producidos entren al motor y contaminen el aceite del mismo.

A continuación, el fluido de la formación pasa a través del separador con el fin de regular la cantidad de gas libre que ingrese a la bomba. El principio de funcionamiento de este sistema es transferir energía eléctrica al motor, misma que será convertida en fuerza mecánica, torque, este movimiento rotacional mueve los impulsores y levanta el fluido del pozo a la superficie. Existe una gran variedad de tamaños de bombas, capacidades, potencia de motor y voltajes para diferentes aplicaciones.

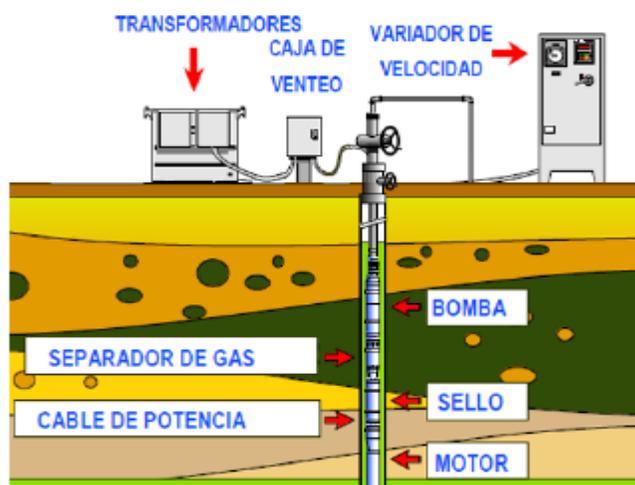


Figura 4.15: Bombeo Neumático

Tabla 4.2: Ventajas y deventajas del BEC

Ventajas	Desventajas
Permite alcanzar altos gasto de producción.	Se requiere de suministro eléctrico para la potencia
Puede ser usado con bajas presiones de fondo.	Altas severidades de pata de perro son problemáticas.
Puede operar en pozos desviados y costa afuera	Altos contenidos de gas son una limitante operativa.
Puede operar, en ocasiones, por debajo de los disparos	Gran cantidad de sólidos puede causar un rápido desgaste y falla prematura.
Puede operar, con materiales alternativos, en pozos de alta temperatura.	En caso de falla del sistema, es necesario sacar todo el aparejo para sustituir el sistema BEC, implicando altos costos de intervención.