



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“OPTIMIZACIÓN DE POZOS CON BOMBEO
NEUMÁTICO INTERMITENTE EN LOS
CAMPOS TAJÍN, COAPECHACA Y AGUA
FRÍA, DEL ACTIVO INTEGRAL ACEITE
TERCIARIO DEL GOLFO”

R E P O R T E T É C N I C O
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:
CÉSAR VILLEGAS CAPISTRÁN

ASESOR DE REPORTE TÉCNICO
DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO



CIUDAD UNIVERSITARIA
SEPTIEMBRE 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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

AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Por permitirme llegar hasta este tramo de mi recorrido por la vida, por todas las bendiciones que me brindas día a día y por el regalo más preciado que es la vida.

A mi madre, María Margarita Capistrán Martínez:

Por ser madre y padre a la vez, por el esfuerzo hecho y por enfrentarte a la vida para poder llevarme de la mano y guiarme, por todas sus atenciones, amabilidades, paciencia, cuidados, preocupaciones, regaños, enseñanzas, etc. Este reporte técnico y más aún la carrera te la dedico mami, por ser mi ejemplo de lucha en la vida, eres para mi más grande admiradora. Te amo mama, gracias por darme la vida.

A Lesly Lizbeth Jiménez Flores:

Mi compañera en casi todo el recorrido de mi vida hasta aquí, por tu amor, consejos, regaños, cuidados, sonrisas y momentos especiales que compartimos. Te quiero mi amor y gracias por cada momento de felicidad que me sigues regalando, estoy seguro de que serás mi compañera para el resto de mi vida.

A mi familia:

Porque estoy convencido de que es la fuerza que te anima a seguir luchando, mi familia es maravillosa, gracias primos, tíos, sobrinos y abuelita. Los quiero mucho, ojala siempre sigamos así de unidos por que como ustedes ya lo saben, soy el que más disfruta estando a su lado.

A mis amigos y compañeros de la Facultad:

Gracias a ustedes por todos esos momentos de aprendizaje y risas que me regalaron, gracias Bruno Monroy, José Luis González, Jaime García, Verónica Palafox, Aldo Romero, Víctor López, Julio Trejo, Juan Pedro Morales, Juan García, Citlali Izamar, etc. Aquí no es el final del camino, nos encontraremos en el futuro como profesionistas exitosos. A seguirle dando, porque en nosotros esta el futuro de la industria petrolera en México.

A mis profesores:

Por generar en mi ese gusto especial por mi carrera y por el conocimiento brindado.

AGRADECIMIENTOS

A mis compañeros de trabajo:

Se convirtieron en mi familia, de cada uno de ellos aprendí algo importante, gracias Neza, Yaniak, Oswaldo, Jaime García, Bruno Monroy, Eduardo Bautista, Antonio Sánchez, Carlos Izaguirre, Ing. Tomas Izaguirre y al Ing. Carlos Pérez Zavala. A toda la gente de campo que pone en alto el nombre de CESIGSA, me regalaron momentos de aprendizaje y arrebataron infinidad de sonrisas.

A la UNAM:

Por darme el privilegio de formar parte de esta distinguida familia, seguiré honrándote el resto de mi vida. Gracias Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Gracias a cada uno de ustedes y a los que me faltaron.

“El éxito solo es de los que piensan y actúan, de los que nunca desfallecen ante las adversidades que se presentan en el camino”



ÍNDICE

RESUMEN	ÍNDICE	V
		Página
1. OBJETIVO		1
2. ANTECEDENTES		1
3. INTRODUCCIÓN		2
4. JUSTIFICACIÓN		6
5. MARCO TEÓRICO		7
5.1. Sistema Integral de Producción		7
5.2. Clasificación de pozos en base a la energía disponible		9
5.3. Sistemas Artificiales de Producción		9
5.4. Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción		10
5.4.1. Bombeo Mecánico (BM)		11
5.4.1.1. Definición de BM		11
5.4.1.2. Ventajas y desventajas del BM		11
5.4.1.3. Equipo sub-superficial de BM		12
5.4.1.4. Equipo superficial de BM		13
5.4.2. Bombeo Hidráulico (BH)		16
5.4.2.1. Definición de BH		16
5.4.2.1.1. Bombeo Hidráulico tipo jet		16
5.4.2.1.1.1. Operación de la unidad de bombeo tipo jet		17
5.4.2.1.1.2. Ventajas y desventajas del BH tipo jet		17
5.4.2.1.2. Bombeo Hidráulico tipo pistón		18
5.4.2.1.2.1. Operación de la unidad de bombeo tipo pistón		18
5.4.2.1.2.2. Ventajas y desventajas del BH tipo pistón		19
5.4.2.2. Equipo sub-superficial de BH		19
5.4.2.3. Equipo superficial de BH		20
5.4.3. Bombeo Electrocentrífugo (BEC)		21
5.4.3.1. Definición de BEC		21
5.4.3.2. Ventajas y desventajas del BEC		22
5.4.3.3. Equipo sub-superficial de BEC		22
5.4.3.4. Operación de la Unidad de Bombeo		25
5.4.3.5. Equipo Superficial de BEC		25
5.4.4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)		26
5.4.4.1. Definición de BCP		26
5.4.4.2. Ventajas y desventajas del BCP		27
5.4.4.3. Equipo sub-superficial de BCP		27
5.4.4.4. Operación de la unidad de bombeo		32

ÍNDICE

5.4.4.5. Equipo superficial de BCP	32
5.4.5. Bombeo Neumático (BN)	34
5.4.5.1. Antecedentes Históricos del BN	34
5.4.5.2. Definición de BN	35
5.4.5.3. Clasificación de las instalaciones de BN	35
5.4.5.4. Válvulas de inyección de gas para BN	37
5.4.5.5. Principio de funcionamiento de las válvulas de BN	38
5.4.5.6. Clasificación del BN	39
5.4.5.6.1. Bombeo Neumático Continuo (BNC)	40
5.4.5.6.1.1. Definición de BNC	40
5.4.5.6.1.2. Ventajas y desventajas del BNC	40
5.4.5.6.2. Bombeo Neumático Intermitente (BNI)	41
5.4.5.6.2.1. Definición de BNI	41
5.4.5.6.2.2. Características de un pozo con BNI	42
5.4.5.6.2.3. Descripción del ciclo de BNI	42
5.4.5.6.2.4. Ventajas y desventajas del BNI	43
5.4.5.6.2.5. Equipo superficial de BNI	44
5.4.5.6.2.6. Equipo sub-superficial de BNI	52
5.4.5.6.2.7. Registro para el análisis del comportamiento del BNI	58
5.4.5.6.2.8. Metodología para el diseño del BNI	60
5.4.5.6.2.9. Estimación de la capacidad de producción	66
5.4.5.6.2.10. Cálculo del volumen de gas de inyección	69
6. DESARROLLO	71
6.1. Área de trabajo	71
6.2. Condición actual del BNI	74
6.3. Problemáticas del BNI	76
6.4. Metodología de optimización	76
6.4.1. Conocimiento inicial del pozo	76
6.4.1.1. Recabar información del pozo	76
6.4.1.2. Análisis estadístico de las condiciones de BNI	80
6.4.1.3. Toma de información al pozo	81
6.4.2. Registro de condiciones de operación en el pozo	84
6.4.2.1. Evaluación cualitativa del BNI	84
6.4.2.2. Diagnóstico (Detección de Fallas)	88
6.4.2.2.1. Interpretación de gráficas de BNI	91
6.4.2.3. Implementación de mejores condiciones de operación	97
7. RESULTADOS	99
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	103

ÍNDICE

9. ANEXOS	105
9.1. Ejemplo de aplicación del diseño de un pozo con BNI	105
9.2. Ejemplo de aplicación de la estimación de la capacidad de producción y volumen de gas de inyección	118
9.3. Gráficas y tablas utilizadas en el diseño de un pozo con BNI	123
10. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	130
11. ABREVIATURAS	131
12. LISTA DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS	132

RESUMEN

El presente trabajo es un informe de las actividades que desarrollé durante el periodo que laboré en la Compañía Construcciones y Servicios Industriales Globales S.A de C.V (CESIGSA) para el proyecto llamado "Optimización de los Sistemas Artificiales de Producción en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (**AIATG**)" en Poza Rica de Hidalgo, Ver.

Actualmente, el **AIATG** es uno de los Activos más importantes de explotación a nivel nacional; comprende la explotación de los yacimientos denominados Chicontepec, los cuales cuentan con la mayor acumulación de hidrocarburos en coordinaba, supervisaba y ejecutaba el trabajo en campo México¹, con un volumen original de 137 289 mmbpce. Sin embargo, por sus características geológicas de depósito, aunadas con las pobres propiedades de flujo, solo es posible obtener un factor de recuperación final aproximado de entre 5 y 8 %².

La necesidad de implementar los sistemas artificiales en el AIATG, es resultado de la pronunciada declinación de la presión de los yacimientos y la temprana liberación de gas disuelto, debido a que son yacimientos discontinuos de baja porosidad y permeabilidad. La presión inicial de los yacimientos está muy cercana a la presión de burbujeo, lo que permite a los pozos tener una vida fluvente corta promedio de 1 año. De ahí la importancia de la optimización de los Sistemas Artificiales de Producción.

De acuerdo a la base de datos de la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación (COPIE) de Pemex Exploración y Producción (PEP) del 02 de Mayo de 2011, el **AIATG** tiene una producción de 50 255 [bpd]; cuenta con 2906 pozos distribuidos en 955 macroperas, con un gasto promedio de producción por pozo de 18 BPD. Del total de pozos, 892 son fluyentes (30 %), 425 son fluyentes intermitentes (14 %), 933 con Bombeo Mecánico (BM 32 %), 56 con Bombeo Mecánico Intermitente (BMI 1 %), 483 con Bombeo Neumático Intermitente (BNI 18 %), 96 con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP 5 %), 6 con Bombeo Hidráulico (BH) y 15 pozos inyectoros (INY)⁴.

El proyecto estuvo enfocado a realizar la optimización de los Sistemas Artificiales de Producción de Bombeo Mecánico y Bombeo Neumático Intermitente, se realizó la supervisión diaria de los pozos con el objetivo de identificar los que estaban operando bajo condiciones no óptimas de producción para tomar medidas correctivas y optimizar su comportamiento mediante una metodología desarrollada por el grupo multidisciplinario de trabajo, la cual incluye el conocimiento inicial del pozo, mediante la toma, análisis e interpretación de la información recabada y generada de registros sínicos de nivel y condiciones diarias de operación en campo, el diagnóstico del comportamiento del Aparejo de Bombeo Neumático (ABN) y la implementación de las mejores condiciones de operación

RESUMEN

basados en los requerimientos propios del pozo y del conocimiento del personal con experiencia en campo.

La optimización y revisión de pozos se llevó a cabo en los campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría. En el primer mes de trabajo, se me encargo la tarea de realizar y revisar la documentación necesaria para la aprobación del contrato denominado “Optimización de los Sistemas Artificiales de Producción en el **AIATG**”. Los trámites se concluyeron satisfactoriamente al final del primer mes y todo estaba listo para comenzar; se contactaron y reunieron a los empleados técnicos con experiencia en campo encargados de llevar a cabo la revisión de los pozos con BNI y BM.

Desde el comienzo del proyecto por órdenes de mi jefe inmediato, me integré al equipo enfocado a realizar la optimización del Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático Intermitente. Durante los dos meses siguientes tuve la oportunidad de adquirir conocimiento del personal técnico de campo; se me explicaron y enseñaron las diferentes actividades que se llevan a cabo, la función de cada uno de los elementos tanto superficiales como sub-superficiales que integral el BNI, las diferentes técnicas para operar un pozo, y lo más importante, identificar y solucionar las diferentes fallas que se presentan en el Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente.

Después de que adquirí conocimiento de campo de la operación de pozos, participaba activamente con el equipo, coordinando, supervisando, ejecutando el trabajo en campo, generando pozos para optimizar e ingresar al Programa de Operación Semanal (POS) de PEP, etc. Por las mañanas asistía con el personal de la COPIE de PEP para participar en la reunión del plan de actividades diarias, donde se asignaban los pozos a revisar y se aprobaban los cambios de operación (Descargas por hora, volumen de inyección de gas, tiempo de inyección y/o de espera) que, con base en la metodología de optimización, se proponían para de cada uno de los pozos.

Por la tarde, cuando el personal técnico de campo regresaba a la estación con sus respectivos reportes de revisión de pozos, junto con mis compañeros de trabajo nos encargábamos de revisarlos, capturarlos y enviarlos a nuestro supervisor de contrato por parte de PEMEX; posteriormente asistía de nuevo con personal de COPIE para conocer el incremento de producción de los pozos que se optimizaron anteriormente y se coordinaba la medición de los que se iban a optimizar, ya que para cuantificar el incremento de producción era necesario medir antes y después de la optimización.

Al final del proyecto se dieron a conocer los resultados de la optimización y revisión de pozos con BNI, los cuales generaron un incremento de producción en 44 pozos con un promedio de 6 BPD por pozo; es decir, un incremento de producción bruta de 264 BPD.

1. OBJETIVO

El objetivo de este reporte técnico es dar a conocer el proceso de optimización de 44 pozos que cuentan con Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático Intermitente de los campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría pertenecientes al **Activo Integral Aceite Terciario del Golfo**. Identificando las problemáticas existentes de producción de hidrocarburos, para resolverlas a través de una metodología desarrollada por el equipo multidisciplinario de trabajo y obtener como consecuencia, incremento de la eficiencia del Bombeo Neumático Intermitente, a fin de mantener, restituir o incrementar la producción del Activo. Para mostrar el proceso de optimización, se presentará el caso particular de Les-1, un pozo típico del **AIATG** que presentó oportunidad de optimización y tuvo resultados positivos.

2. ANTECEDENTES

El “Paleocanal de Chicontepepec” fue identificado en 1926 y en 1931 se descubre el primer campo³. En 1952 inicia la explotación de hidrocarburos en el campo Presidente Miguel Alemán. Hacia los años setentas las actividades se intensifican en los Campos Soledad Norte y Soledad. Los registros obtenidos a partir de los resultados en la explotación llevan a que en 1978 PEP contrate a una empresa certificadora internacional, para que con cierta periodicidad evaluara los volúmenes originales de gas y aceite en el Paleocanal de Chicontepepec, y para que corroborara sus reservas. Desde entonces varias empresas han evaluado estos volúmenes, todas ellas coincidiendo en la gran cantidad de hidrocarburos que se localizan en esta zona.

Desde 1978 se sabe que Chicontepepec es un amplio recurso geológico de hidrocarburos, que constituye una de las mayores acumulaciones en el mundo³. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas y petrofísicas, su explotación es difícil y costosa comparada con los grandes yacimientos en el Sureste del país. Los yacimientos en Chicontepepec son de baja permeabilidad, con alto contenido de arcillas intercaladas con arenas; adicionalmente al iniciar la extracción de crudo se liberan grandes volúmenes de gas disuelto.

El proyecto de explotación de Chicontepepec siempre fue pospuesto, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representaba para extraer los hidrocarburos a pesar de su amplio potencial de recursos³. La prioridad de PEP se enfocó al desarrollo de los grandes y prolíficos campos de aceite en la Cuenca del Sureste, algunos de ellos descubiertos desde hace más de medio siglo, y posteriormente a la explotación de Cantarell y Ku- Maloob – Zaap.

REPORTE TÉCNICO

Con base en recomendaciones generadas a través de diversos estudios internos en PEP, durante la década de los años ochentas PEP perforó 79 pozos exploratorios, de los cuales 61 resultaron productores. Durante esa década se desarrollaron parcialmente los campos de Agua Fría y Tajín; y en 1990, el campo Escobal.

En la década de los años noventas se llevaron a cabo estudios en los campos ya descubiertos, Coapechaca, Corralillo y Coyula.

Es así que el Proyecto **ATG**, a pesar de haber iniciado actividades en 1952, hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción, aún incipiente respecto al potencial productivo que pudiera obtenerse bajo las mejores condiciones de desarrollo a lo amplio de su largo ciclo de vida de muchas décadas por venir.

3. INTRODUCCIÓN

El **AIATG** es uno de los proyectos más importantes de México a nivel de explotación de hidrocarburos, comprende la explotación de 29 campos petroleros de los yacimientos de Chicontepec (**Figura 1**), que por sus características geológicas de depósito es denominado como el "Paleocanal de Chicontepec". Su origen es consecuencia de la depositación producida por corrientes submarinas denominadas "turbiditas" que canalizaron sedimentos de edad terciaria, generando una serie de cuerpos discontinuos interestratificados de sedimentos arcillosos y arenosos, definidos como formación Chicontepec, en la cual se acumuló una gran cantidad de hidrocarburos.

Figura 1. Campos que integran el AIATG

REPORTE TÉCNICO

Geográficamente el Paleocanal de Chicontepec se ubica en los Estados de Puebla y Veracruz; ocupa una extensión de 3 800 km². Por su gran extensión y para facilidad de su estudio y desarrollo, se dividió en 8 sectores; cada sector comprende varios campos.

Chicontepec es la mayor acumulación de hidrocarburos en México, el reporte de reservas de hidrocarburos al 1 de Enero de 2011 (**Figura 2**), revela que Chicontepec cuenta con un volumen original de 137 289.6 mmbpce, reserva 1P: 592 mmbpce, reserva 2P: 9 164 mmbpce y reserva 3P: 17 098 mmbpce, sin embargo la alta complejidad geológica de los yacimientos aunado a las pobres propiedades de flujo en la roca, permiten obtener un factor de recuperación bajo aproximado de entre 5 y 8 %.

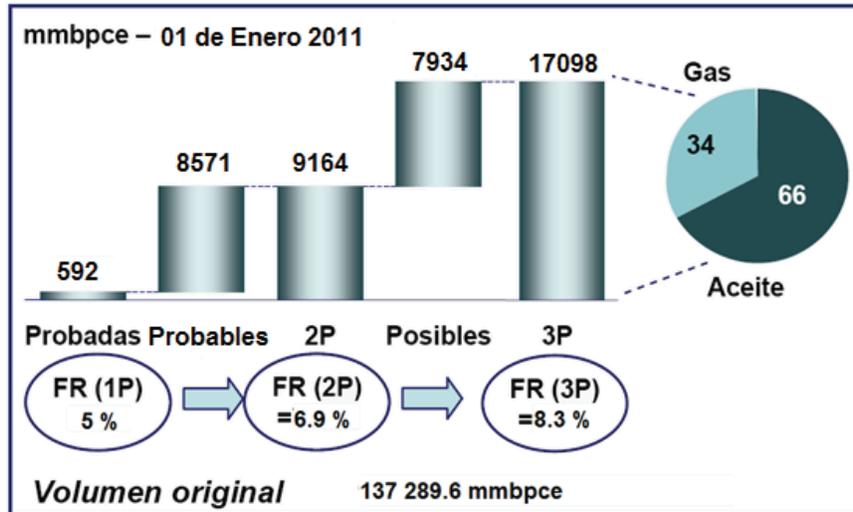


Figura 2. Reservas de Chicontepec al 01 de Enero 2011

Debido a la baja permeabilidad de las arenas productoras, todos los pozos son fracturados hidráulicamente, lo que les permite alcanzar un gasto de producción de entre 200 a 500 bpd. Las propiedades promedio de la roca y del fluido se muestran en la **Figura 3**.

La necesidad de implementar los sistemas artificiales en el **AIATG**, es resultado de la pronunciada declinación de la presión de los yacimientos y la temprana liberación de gas disuelto, debido a que son yacimientos discontinuos de baja porosidad y permeabilidad. La presión inicial de los yacimientos está muy cercana a la presión de burbujeo, lo que permite a los pozos tener una vida fluyente corta promedio de 1 año. De ahí la importancia de la optimización de los Sistemas Artificiales de Producción.

REPORTE TÉCNICO

Roca			
Tipo roca :	Intercalaciones de arenas y arcillas		
Porosidad:	8 – 12 %		
Permeabilidad:	Distribución:	0.25 md	62%
		5.0 md	36%
		15.0 md	2%
Profundidad:	1,000 a 2,500 mbnm		

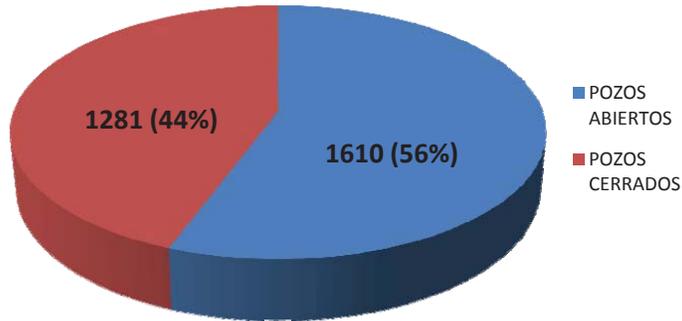
Fluido	
Tipo de fluido:	Aceite Negro
Tipo de empuje:	Expansión de gas en solución
Densidad del aceite:	18 – 45 ° API (24 promedio)
Presiones iniciales:	80 – 360 kg/cm ²
Presión de burbuja:	50 – 330 kg/cm ²
Viscosidad:	0.5 – 17 cp

Figura 3. Propiedades Roca - Fluido

De acuerdo a la base de datos de la COPIE del 02 de Mayo de 2011, el **AIATG** produce 50 255 [bpd], cuenta con 2906 pozos de los cuales 15 son inyectores de agua congénita. De los 2891 pozos productores, 1610 se encuentran abiertos y 1281 cerrados⁴. La **Gráfica 1** muestra los pozos abiertos y cerrados en el **AIATG**.

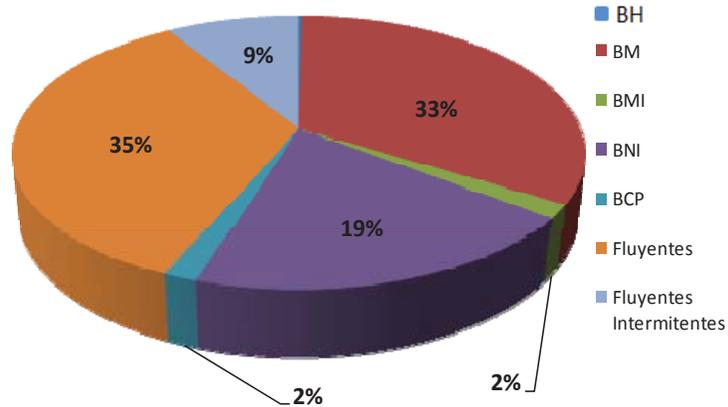
Del total de pozos abiertos, 558 eran Fluyentes (35%), 143 Fluyentes Intermitentes (9%), 538 con Bombeo Mecánico (BM 33%), 26 con Bombeo Mecánico Intermitente (BMI 2%), 315 con Bombeo Neumático Intermitente (BNI 19%), 26 con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP 2%) y 4 con Bombeo Hidráulico⁴ (BH). En la **Gráfica 2** se observa la clasificación por Sistema Artificial de Producción y Fluyentes de los pozos abiertos en el **AIATG** el 02 de Mayo del 2011.

2891 POZOS EN AIATG



Gráfica 1. Pozos abiertos y cerrados en el AIATG⁴

1610 POZOS ABIERTOS



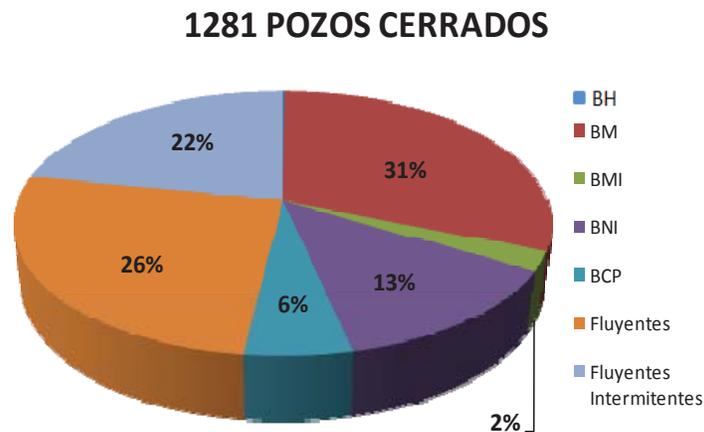
Gráfica 2. Clasificación por SAP y fluyentes de pozos abiertos en el AIATG⁴

Del total de pozos cerrados, 334 eran Fluyentes (26%) en espera de conversión a Sistema Artificial de Producción, 282 Fluyentes Intermitentes (22%) en espera de recuperación de presión, 395 con Bombeo Mecánico (BM 31%) por desprendimiento de sarta de varillas, instalación o cambio de Unidad Superficial, falla de bomba sub-superficial, Unidad Superficial Inoperante, etc., 30 con Bombeo Mecánico Intermitente (BMI 2%) en espera de recuperación de nivel dinámico, 168 con Bombeo Neumático Intermitente (BNI 13%) por descalibramiento de válvula sub-superficial, falla de Aparejo de Bombeo Neumático y/o en equipo superficial, etc., 70 con Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP 6%) por falla en

REPORTE TÉCNICO

elastómero, calentamiento del rotor, rotura en varillas, bajo nivel dinámico, etc., y 2 con Bombeo Hidráulico⁴(BH).

Las causas generales del cierre de los pozos en orden de mayor a menor proporción son: Baja presión de fondo, alto porcentaje de agua, alta Relación Gas Aceite, bajo nivel dinámico, falla sub-superficial, para Reparación Mayor o Menor, para estimulación, para conversión a Sistema Artificial de Producción, baja rentabilidad, para toma de información, etc⁴. En la **Gráfica 3** se muestra la clasificación por Sistema Artificial de Producción y Fluyentes de los pozos cerrados en el **AIATG** el 02 de Mayo del 2011.



Gráfica 3. Clasificación por SAP y fluyentes de pozos cerrados en el AIATG⁴

4. JUSTIFICACIÓN

Derivado de la creciente demanda de crudo y gas natural en el país, así como las metas de sustitución de reservas y reactivación de campos maduros, PEP Región Norte en el **AIATG** ha considerado como estrategia fundamental incrementar la producción de hidrocarburos a través de la optimización de pozos con Sistemas Artificiales de Producción y fluyentes.

Debido a que no es posible optimizar en su totalidad la operación de los pozos con SAP y fluyentes solo con el personal actual de PEP, el contar con un servicio integral de optimización, incrementará la productividad de los mismos, ya que se contará con el personal especializado para efectuar las operaciones necesarias para maximizar la producción de hidrocarburos, con la disminución de costos y aumento de la rentabilidad, actuando acertadamente con los compromisos creados para con el Activo.

REPORTE TÉCNICO

Día a día aumenta el número de pozos operando sin optimización y cerrados con posibilidad de explotación, por falta de un servicio integral enfocado a la optimización de los pozos con SAP y fluyentes.

Los campos que integran al **AIATG** presentan alta complejidad geológica, baja productividad de pozos, bajos factores de recuperación de reservas, decremento brusco de la presión del yacimiento, gran variación del porcentaje de agua, gran número de pozos operando sin optimizar por falta de toma de información y procesamiento de la misma.

5. MARCO TEÓRICO

5.1. Sistema Integral de Producción

Un Sistema Integral de Producción (SIP) es un conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, para finalmente enviarlos a instalaciones para su almacenamiento y/o comercialización. El SIP puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes, dependiendo del diseño del pozo e instalaciones superficiales.

Los principales componentes de un Sistema Integral de Producción son:

- Yacimiento
- Pozo
- Estrangulador
- Tubería de descarga
- Equipo de separación
- Tanque de almacenamiento

La cantidad de fluidos producidos en superficie está en función, principalmente, de las caídas de presión existentes en cada uno de los componentes del Sistema Integral de Producción. En la **Figura 4** se muestra el Sistema Integral de Producción con los respectivos porcentajes de pérdidas de presión.

- Yacimiento

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

- Pozo

Agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento; en el se instalan sistemas de tubería y otros elementos, con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

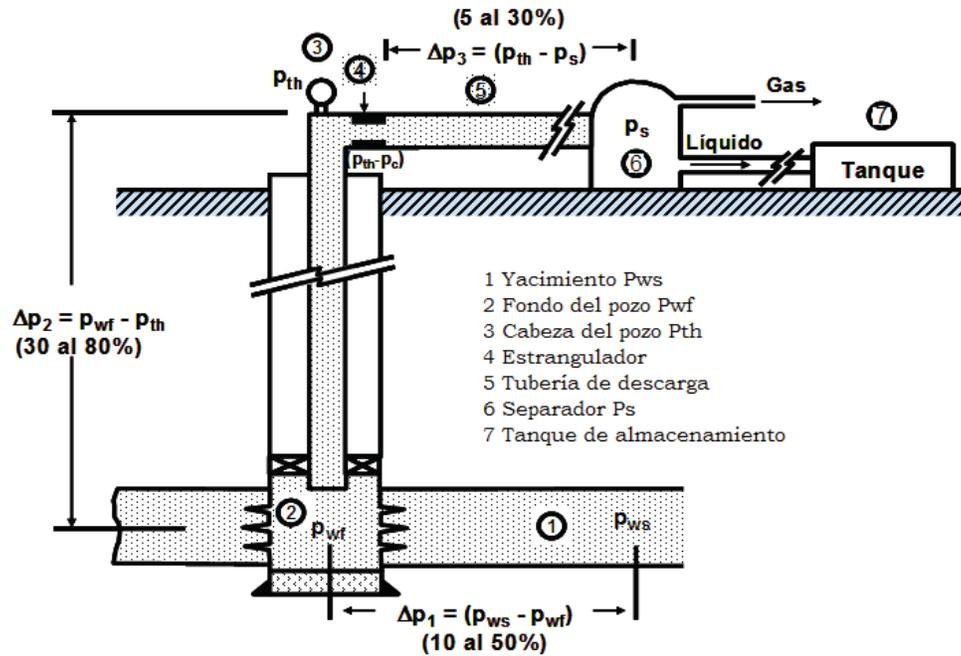


Figura 4. Sistema integral de producción

- Estrangulador

Aditamento que se instala en el árbol de válvulas en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos, el cual permite obtener un gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales, etc.

- Tubería de descarga

Tubería de acero cuya finalidad es transportar los fluidos producidos desde la cabeza del pozo hasta el tanque de almacenamiento.

- Equipo de separación

Como su nombre lo indica, son equipos utilizados para separar la mezcla en líquido y gas si el equipo es bifásico, o en aceite, agua y gas si el equipo es trifásico.

- Tanque de almacenamiento

Son recipientes de gran capacidad de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o bien, buque-tanques usualmente utilizados en pozos localizados costa afuera.

5.2. Clasificación de pozos en base a la energía disponible

Los pozos productores se clasifican de acuerdo al tipo de energía que disponen para aportar fluidos en superficie. Se clasifican en los dos siguientes grupos:

- Pozos Fluyentes
- Pozos con Sistema Artificial de Producción

Los pozos fluyentes son capaces de aportar fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie tan solo con la energía propia del yacimiento, es decir la presión del yacimiento es suficiente para vencer las caídas de presión que existen a través del Sistema Integral de Producción.

Cuando un pozo deja de aportar fluidos por flujo natural, es decir si la presión de fondo fluyendo llega a ser tan baja que el pozo no puede producir a un gasto deseado, o en el peor de los casos no produzca nada, surge la necesidad de instalar algún tipo de Sistema Artificial de Producción para revivir el pozo. Por lo tanto, los pozos con Sistema Artificial de Producción, son aquellos a los que se requiere adicionarles algún tipo de energía ajena al yacimiento, para poder aportar los fluidos del pozo hasta la superficie.

5.3. Sistemas Artificiales de Producción

Los Sistemas Artificiales de Producción son equipo adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

Existen gran variedad de métodos de producción artificial, pero todos son variaciones o combinaciones de tres procesos básicos:

1. Aligeramiento de la columna de fluido mediante inyección de gas (Bombeo Neumático)
2. Bombeo Sub-superficial (Bombeo Mecánico, Bombeo Hidráulico, Bombeo electrocentrífugo, etc.)
3. Desplazamiento con émbolo de baches de líquido (Émbolo Viajero)

El objetivo del Sistema Artificial de Producción es mantener una presión de fondo fluyendo reducida, de tal forma que la formación pueda aportar los fluidos hacia el pozo.

Los factores que se deben considerar para la selección del Sistema Artificial son los siguientes:

- Localización
- Caracterización del yacimiento
- Número de pozos

REPORTE TÉCNICO

- Tipo de terminación
- Tipo y calidad de energía disponible
- Propiedades de los fluidos, porcentaje de agua y volumen a manejar.
- Inversión inicial, costos de operación y vida útil del equipo.
- Relación Gas - Aceite

5.4. Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción

Los Sistemas Artificiales de Producción se clasifican en:

- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo Hidráulico (BH)
 - Bombeo Hidráulico Tipo Jet
 - Bombeo Hidráulico Tipo Pistón
- Bombeo Electrocentrífugo (BEC)
- Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)
- Bombeo Neumático (BN)
 - Bombeo Neumático Continuo
 - Bombeo Neumático Intermitente

En la **Figura 5** se muestran los equipos sub-superficiales de los diferentes tipos de Sistemas Artificiales.

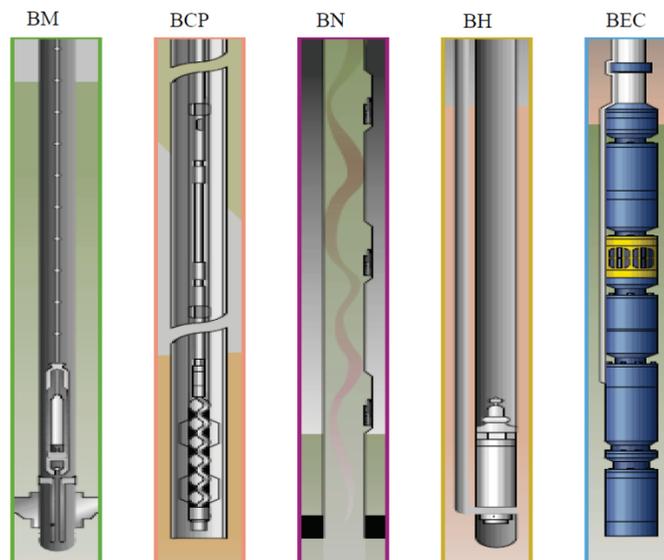


Figura 5. Equipos sub-superficiales de los Sistemas Artificiales de Producción

5.4.1. Bombeo Mecánico (BM)

5.4.1.1. Definición de BM

El Bombeo Mecánico es un Sistema Artificial de Producción que utiliza una bomba mecánica de fondo para desplazar los fluidos hacia la superficie. El movimiento es transmitido desde la superficie hasta la bomba por medio de una sarta de varillas instaladas dentro de la tubería de producción.

5.4.1.2. Ventajas y desventajas del BM

A continuación se describen las ventajas y desventajas de utilizar este Sistema de Artificial de Producción:

Ventajas:

- Fácil diseño
- Las unidades superficiales pueden ser cambiadas a otros pozos
- Adaptable a agujeros reducidos
- Flexible
- Levanta aceites viscosos y de altas temperaturas

Desventajas:

- No es posible manejar sólidos
- No se adapta a grandes profundidades
- En operaciones costa-afuera resulta pesado y estorboso

El Bombeo Mecánico consiste básicamente de los siguientes componentes:

Equipo Sub-superficial de BM:

- Bomba subsuperficial: Desplaza el fluido del fondo del pozo a la superficie, reduciendo la presión de fondo
- Sarta de varillas: Transmiten la potencia de la bomba desde la superficie

Equipo Superficial de BM:

- Unidad de Bombeo Mecánico: Transfiere el movimiento de rotación a oscilación lineal de la sarta de varillas
- Sistema de engranes: Controlan la velocidad de la máquina o motor principal
- Motor principal: Suministra la potencia necesaria a el sistema

REPORTE TÉCNICO

5.4.1.3. Equipo sub-superficial de BM

- Bomba sub-superficial

La bomba sub-superficial desplaza el fluido del fondo del pozo a la superficie, reduciendo la presión de fondo. Es básicamente un émbolo y un arreglo de válvulas dentro de un barril. Cuando el émbolo es levantado y separado de la válvula fija (válvula de pie) dentro del barril, se crea una región de baja presión bajo el émbolo, la cual es invadida por el fluido proveniente de la formación. Al mismo tiempo, el émbolo y las varillas de succión conjuntamente con el fluido se desplazan hacia arriba, dentro de la tubería de producción.

Existen diferentes tipos de bombas sub-superficiales utilizadas en la industria:

- Bombas de tubería de producción: El barril forma parte de la tubería de producción.
- Bombas de inserción: El conjunto total de la bomba se inserta en un niple asiento instalado en la TP.
- Bombas de tubería de revestimiento: Son la versión más grande de las bombas de tubería de producción

Las válvulas son diseñadas para abrir y cerrar de tal forma, que permitan a los fluidos entrar a la bomba en la carrera ascendente a través de la válvula de pie y sean desplazados por medio de la válvula viajera en la carrera descendente (**Figura 6**).

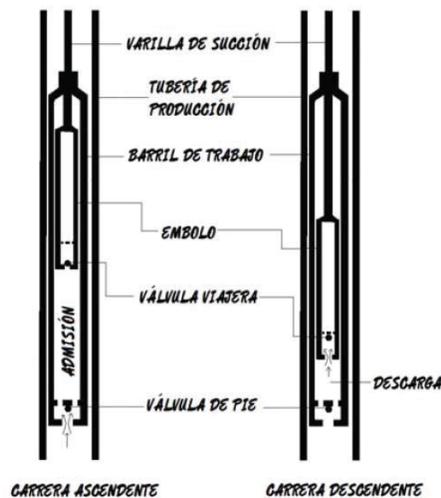


Figura 6. Bomba sub-superficial de BM

REPORTE TÉCNICO

- Sarta de varillas

La función de la sarta de varillas es transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba superficial. Están unidas por el extremo superior a la varilla pulida, la cual está fabricada en acero aleado al manganeó, níquel y molibdeno, ya que ella soporta todo el peso generado por la misma sarta de varillas y el peso de los fluidos bombeados.

Cuando las bombas están colocadas a profundidades mayores a 3 500 pies, generalmente es recomendable utilizar sertas telescopiadas, es decir, utilizar varillas de succión de manera que el diámetro vaya disminuyendo conforme aumente la profundidad. Esto con el objetivo de contar con una sarta de varillas no muy pesadas para que las varillas superiores sean capaces de soportar todo el peso suspendido en ellas, generado por ellas mismas y por los fluidos bombeados.

Los diámetros de las varillas varían desde $\frac{1}{2}$ pg hasta $1 \frac{1}{8}$ pg, y se definen por el área y peso. En la **Tabla 1** se muestran algunas especificaciones de varillas comúnmente utilizadas en el diseño de los aparejos de Bombeo Mecánico.

DIÁMETRO pg	ÁREA Pg ²	PESO lbs/pie
$\frac{1}{2}$	0.196	0.72
$\frac{5}{8}$	0.307	1.16
$\frac{3}{4}$	0.442	1.63
$\frac{7}{8}$	0.601	2.16
1	0.785	2.88
$1 \frac{1}{8}$	0.994	3.64

Tabla 1. Especificaciones de varillas de succión para BM

5.4.1.4. Equipo superficial de BM

- Unidad de Bombeo Mecánico

En la industria existen diferentes tipos de unidades superficiales, cada una con sus ventajas y desventajas. Las unidades de bombeo mecánico comúnmente utilizadas son:

- Unidad de Bombeo Mecánico Convencional
 - Unidad de Bombeo Mecánico Mark II
 - Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada
 - Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumática Tieben
- Unidad de Bombeo Mecánico Convencional
- Su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad), es en contra del sentido de las manecillas del reloj; puede operar en sentido contrario, pero

no se debe, ya que la rotación de los dos lados da lubricación a los engranes del reductor. En la **Figura 7** se muestra una unidad convencional.

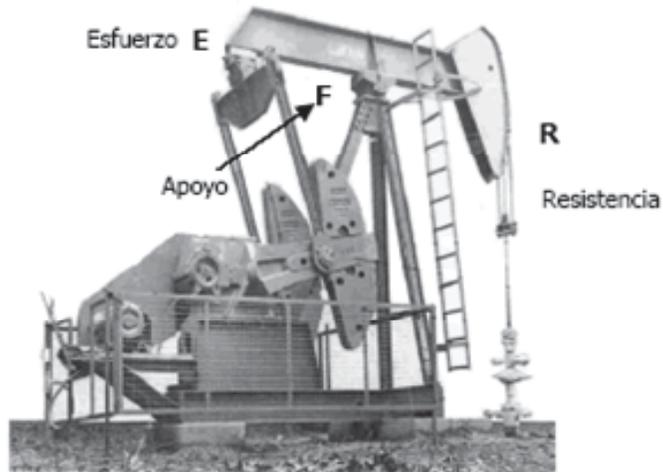


Figura 7. Unidad de bombeo mecánico convencional

- Unidad de Bombeo Mecánico Mark II

Su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad), es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación. En la **Figura 8** se muestra una unidad Mark II.

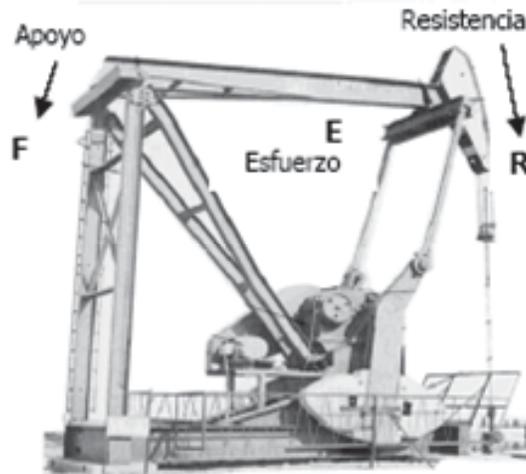


Figura 8. Unidad de bombeo mecánico Mark II

REPORTE TÉCNICO

- Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada

El balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor es igual al de la unidad convencional. En la **Figura 9** se muestra una unidad aerobalanceada.

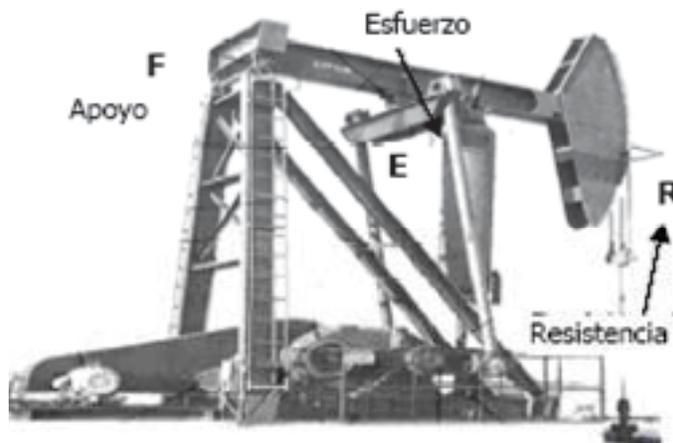


Figura 9. Unidad de bombeo mecánico aerobalanceada

- Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumática Tieben

Se compone de dos sistemas básicos:

- Sistema Hidráulico.- Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto doble, una Válvula de Control Direccional de cuatro vías y una Bomba Maestra de Engranajes. Este sistema proporciona el movimiento necesario, ascendente y descendente, para el funcionamiento de la Bomba subsuperficial.
- Sistema de Balanceo Hidroneumático.- Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto simple, un paquete de Tanques de Nitrógeno, un Cilindro Hidroneumático de efecto doble (acumulador), y una Bomba Auxiliar de Engranajes.

Los siguientes elementos son parte principal de las Unidades de Bombeo Mecánico:

- Estopero: Mecanismo de seguridad que se localiza en la parte superior del árbol de válvulas, y cuya función es contener los fluidos para que no se manifiesten en el exterior por medio de un conjunto de sellos construidos con materiales resistentes al rozamiento, y que se ajustan al diámetro de la

varilla pulida durante el movimiento ascendente o descendente proporcionado por la Unidad de Bombeo Mecánico (UBM).

- Preventores: Son mecanismos de seguridad que han sido diseñados para impedir, en caso necesario, el paso de fluidos al exterior. Sus funciones principales son permitir el cambio de hules del estopero y evitar la salida del hidrocarburo a la atmósfera, en caso de rotura de la varilla pulida.
- Válvulas de retención: El objetivo principal de este tipo de válvulas, comúnmente conocidas como check, es el de permitir el paso de un flujo por una línea en una sola dirección, impidiendo así, el regreso del fluido cuando se presenten contrapresiones altas.

- Sistema de Engranajes

La función principal del reductor de engranes es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada.

- Motor Principal

Su función principal es proporcionar a la instalación energía mecánica, que es transmitida a la bomba y usada para elevar el fluido. El motor puede ser de combustión interna o eléctrico.

1.4.2. Bombeo Hidráulico (BH)

5.4.2.1. Definición de BH

El Bombeo Hidráulico es un Sistema Artificial de Producción que utiliza un fluido conocido como fluido de potencia o fluido motriz, el cual es utilizado por una bomba de subsuelo que actúa como un transformador para convertir la energía de dicho fluido a energía potencial o de presión en el fluido producido que es enviado hacia la superficie. Los fluidos de potencia comúnmente utilizados son agua o crudos livianos.

De acuerdo al tipo de bomba instalada en el sub-suelo, el Bombeo Hidráulico se clasifica en:

- Bombeo Hidráulico Tipo Jet
- Bombeo Hidráulico Tipo Pistón

5.4.2.1.1. Bombeo Hidráulico tipo jet

El Bombeo Hidráulico tipo jet (a chorro) es un sistema especial que utiliza una tobera para convertir la presión total del fluido motriz en una carga de velocidad para transmitirla a los fluidos de la formación. La **Figura 10** muestra una bomba sub-superficial tipo jet.

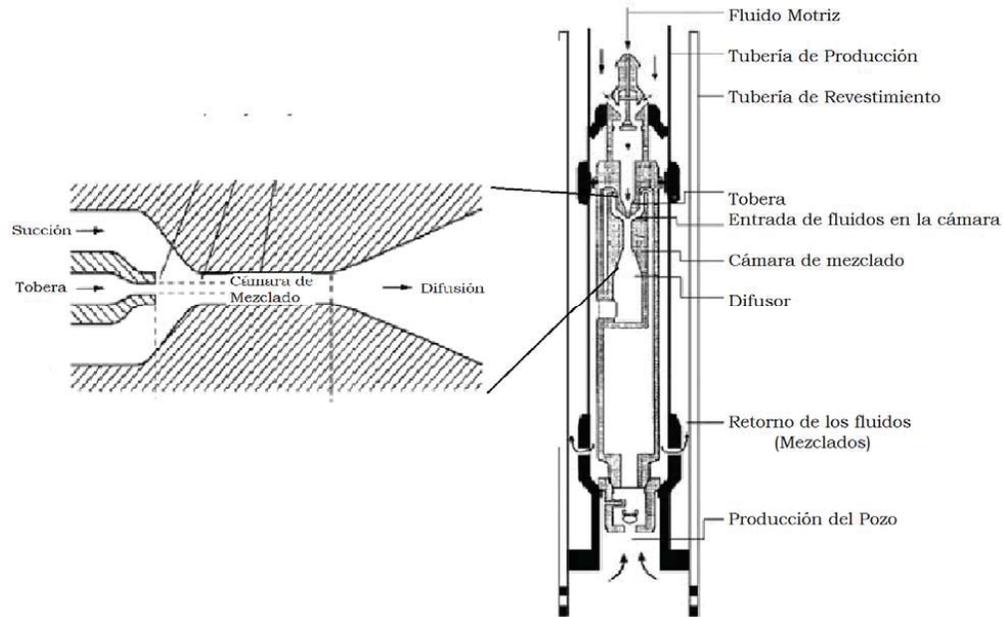


Figura 10. Bomba sub-superficial de BH tipo jet

5.4.2.1.1.1. Operación de la unidad de bombeo tipo jet

El fluido motriz entra en la parte superior de la bomba y pasa a través de una tobera, donde la presión total del fluido motriz es convertida a una carga de velocidad. Inmediatamente después de la tobera, el fluido motriz es mezclado con los fluidos producidos en la cámara de mezclado de la bomba. Mientras los fluidos son mezclados, parte de la cantidad del movimiento (momentum) del fluido motriz es transferida al fluido producido. La mezcla de fluido resultante en la cámara tiene suficiente carga total para fluir contra el gradiente de los fluidos producidos. La mayor parte de esta carga, aún se encuentra en forma de una carga de velocidad. La sección final de trabajo de la bomba tipo jet, es el difusor, de mayor área que convierte la carga de velocidad a una carga estática de la columna de fluidos, permitiéndoles fluir hacia la superficie como se muestra en la **Figura 10**.

5.4.2.1.1.2. Ventajas y desventajas del BH tipo jet

Ventajas:

- No tiene partes móviles, lo que le permite producir cualquier tipo de fluido motriz o producido
- La profundidad de trabajo está limitada a los 9,000 pies

REPORTE TÉCNICO

- Puede instalarse en pozos desviados
- Debido a que la bomba no cuenta con partes móviles, el sistema puede manejar arena y otros sólidos muy bien
- Al fluido motriz puede añadirse diluyentes desde la superficie para manera aceites viscosos

Desventajas:

- Baja eficiencia de la bomba, generalmente entre 20 – 30 %
- Necesidad de emplear altas presiones de succión
- La bomba jet requiere aproximadamente de una presión de fondo de 1,000 psi a una profundidad de 10,000 pies y aproximadamente 500 psi cuando se tienen 5000 pies

5.4.2.1.2. Bombeo Hidráulico tipo pistón

Su funcionamiento se basa en: “Si se ejerce una presión sobre la superficie de un líquido contenido en un recipiente, dicha presión se transmitirá en todas direcciones con igual intensidad”. Esto significa que la presión proporcionada en la superficie al Fluido Motriz (FM), es la misma que se aplica a los pistones de la unidad de bombeo, obligándolos a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hacia la superficie.

El Fluido Motriz es elemento principal de potencia, y es sometido a un proceso natural de separación de gas, agua y sedimentos y sujeto a un periodo de asentamiento y limpieza mediante almacenamiento, productos químicos, filtros, etc. La calidad del FM, especialmente el contenido de sólidos es un factor de gran importancia en la vida y costos de reparación del equipo.

5.4.2.1.2.1. Operación de la unidad de bombeo tipo pistón

El fluido motriz entra a la unidad por la parte superior hasta un extremo del cilindro motriz, forzando al pistón hacia el otro extremo; cuando el pistón termina su carrera, la válvula motriz, accionada por la varilla de la válvula, cambia automáticamente el sentido del fluido motriz, de tal forma que envía éste a un extremo del cilindro y permite la salida por el otro extremo y así en forma alternativa. Este movimiento es transmitido al pistón de producción, desplazando al fluido producido de la formación, que entra por la parte inferior de la sección de producción. En la **Figura 11** se muestra la bomba sub-superficial y las partes que se involucran en la operación de dicha bomba.

REPORTE TÉCNICO

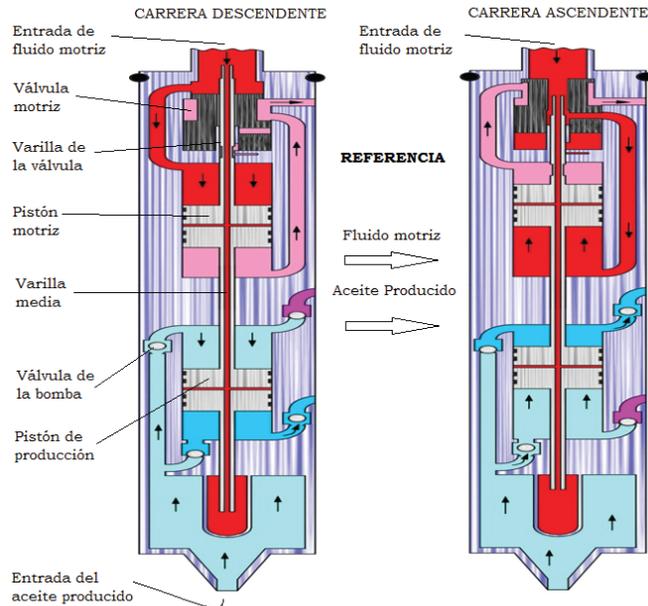


Figura 11. Bomba sub-superficial de BH tipo pistón

5.4.2.1.2.2. Ventajas y desventajas del BH tipo pistón

Las ventajas que se obtienen al instalar el Bombeo Hidráulico tipo pistón son las siguientes:

- Puede operarse en pozos direccionales
- Es fácil adaptarse para su automatización
- Puede instalarse en áreas reducidas como plataformas o áreas urbanas
- Fácil de agregar inhibidores de corrosión
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados

5.4.2.2. Equipo sub-superficial de BH

La bomba instalada en el fondo, puede ser de dos tipos:

- Bomba fija
 - Bomba libre
-
- Bomba Fija

La unidad de bombeo está unida mecánicamente a la tubería, por lo que su introducción o extracción del pozo va ligada a dicha tubería. Para el circuito abierto o cerrado se tienen dos tipos:

REPORTE TÉCNICO

- Bomba fija insertada
- Bomba fija para TR

- Bomba Libre

La unidad de bombeo no está conectada a ninguna de las tuberías, por lo que puede ser anclada por circulación del fluido motriz y desanclada por circulación inversa.

5.4.2.3. Equipo superficial de BH

El equipo superficial del Sistema Artificial de Producción de Bombeo hidráulico está conformado por los siguientes elementos:

- Unidad de Potencia
- Cabezal de Distribución
- Válvula de 4 vías
- Conexiones Superficiales
- Sistemas de Tanque para el Almacenamiento y Tratamiento del Fluido Motriz

- Unidad de Potencia

La potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz es proporcionada por una unidad constituida por una bomba reciprocante del tipo triplex vertical y accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.

- Cabezal de Distribución

El fluido que proviene de la bomba triplex es regulado mediante los dispositivos que se encuentran en el cabezal de distribución, estos cabezales están provistos de medidores de desplazamiento positivo y está constituido por dos tipos de válvulas:

- Válvulas reguladoras de flujo: Controlan el volumen de fluido motriz inyectado sin importar la presión de operación que se tenga
- Válvulas reguladoras de presión: Controlan automáticamente dicha presión de operación

- Válvula de 4 vías

Es un dispositivo instalado en la cabeza del pozo que permite regular el fluido motriz. Tiene cuatro posiciones que permiten la introducción, la operación y la extracción de la unidad de bombeo.

REPORTE TÉCNICO

- Conexiones superficiales

En los pozos con Bombeo Hidráulico se utiliza únicamente la sección del árbol de válvulas correspondiente a la última TR. Sobre ésta se instala el cabezal donde van alojadas las tuberías utilizadas con los colgadores y empaques mecánicos respectivos.

En el carrete superior del cabezal se enrosca un niple corto, cuyo extremo se conecta a la válvula de 4 vías.

El diseño de este cabezal depende de la instalación subsuperficial y del sistema de inyección que se tenga, puesto que esto determina el número de tuberías a utilizarse (1,2 ó 3)

- Sistemas de Tanque para el Almacenamiento y Tratamiento del Fluido Motriz

La base de este sistema es un diseño que permite el movimiento lento del fluido (aceite) en el interior del tanque de asentamiento y que además evita la formación de flujo turbulento o de burbujas de gas, que pudieran arrastrar impurezas hacia la succión de la bomba (Triplex).

1.4.3. Bombeo Electrocentrífugo (BEC)

5.4.3.1. Definición de BEC

El Bombeo Electrocentrífugo es un Sistema Artificial de Producción que utiliza una bomba electrocentrífuga en el fondo para enviar los fluidos producidos hacia la superficie. La potencia es transmitida a el equipo subsuperficial a través de un cable eléctrico trifásico que se introduce junto con la tubería de producción. El sistema tiene gran flexibilidad, es capaz de producir volúmenes altos de fluidos. Puede ser utilizado en pozos profundos, es más eficiente que la bomba de varillas de succión y es capaz de manejar el gas libre de los fluidos bombeados.

El motor eléctrico trabaja relativamente a una velocidad constante. La bomba y el motor están directamente unidos con el protector o una sección de sello. Generalmente el motor es situado de tal forma que los fluidos producidos circulen alrededor del motor, proporcionando un sistema de enfriamiento natural.

Las bombas electrocentrífugas no desplazan una cantidad fija de fluidos como lo hacen las bombas de desplazamiento positivo, sino que generan una cantidad relativamente constante de incremento de presión en la corriente de flujo. Por lo que el gasto a través de la bomba variará dependiendo de la contrapresión existente en el sistema.

5.4.3.2. Ventajas y desventajas del BEC

A continuación se presentan las ventajas y desventajas del Bombeo Electrocentrífugo:

Ventajas:

- Buena habilidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias
- Baja inversión para profundidades someras
- Adaptable a la automatización
- Es aplicable a profundidades de 4200 m

Desventajas:

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema
- Poca flexibilidad para variar condiciones de producción
- Tiempos de cierre prolongados
- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación
- Dificultad para manejar alto porcentaje de arena o gas

5.4.3.3. Equipo sub-superficial de BEC

El equipo sub-superficial del Sistema Artificial de Producción de Bombeo Electrocentrífugo está conformado por los siguientes elementos:

- Motor Eléctrico
- El sello
- Separador de gas
- Bomba electrocentrífuga
- Cable conductor

- **Motor Eléctrico**

El motor eléctrico se coloca en la parte inferior del aparejo, recibe la energía de una fuente superficial y es conducida al fondo por medio de un cable. Su diseño compacto permite introducirlo en la TR del pozo y satisfacer requerimientos de potencia grandes.

Es bipolar, trifásico, del tipo jaula de ardilla y de inducción; los rotores construidos con longitudes de 12 a 18 pulgadas están montados sobre la flecha y los estatores sobre la carcasa; el cojinete de empuje soporta la carga de los rotores.

REPORTE TÉCNICO

El interior del motor se encuentra con aceite mineral de alta refinación, resistencia eléctrica, buena productividad térmica y con capacidad de lubricar los cojinetes. El enfriamiento del motor se logra a través del aceite mineral, el cual permite que el calor generado en el motor, sea transferido a la carcasa y de ésta a los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de la misma, razón por la que el aparejo no debe quedar abajo del intervalo disparado.

Una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator (**Figura 12**). Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator. Cada rotor es capaz de producir un determinado número de HP a un voltaje determinado, el voltaje en la superficie puede ser cambiado para ajustar la capacidad de HP y el rendimiento del motor.

- El sello

El sello desempeña las siguientes funciones:

- Absorbe el empuje axial generado por la bomba
- Ecuiliza la presión interna del motor a la presión del espacio anular
- Evita la entrada al motor de los fluidos del pozo
- Compensa la expansión y contracción térmica del aceite del motor

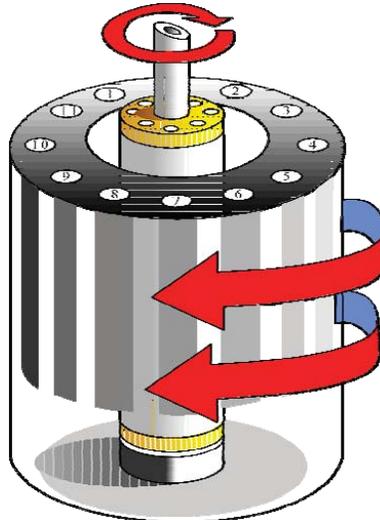


Figura 12. Motor eléctrico de BEC

- Separador de gas

El separador de gas es un componente opcional del aparato, se coloca entre la bomba y el protector para servir como succión o entrada de fluidos a la bomba y desviar el gas libre de la succión hacia el espacio anular. La **Figura 13** muestra un separador de gas.



Figura 13. Separador de gas del aparato de BEC

Los efectos que causa la presencia de gas libre en el interior de la bomba están:

- Reducción de la eficiencia de la bomba
- Fluctuación de carga en el motor
- Posible efecto de cavitación

- Bomba Electrocentrífuga

La función de la bomba es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacerlos llegar a la superficie con la presión suficiente en la cabeza del pozo. Éste tipo de bombas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y de un difusor estacionario.

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. El impulsor genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido (energía potencial más energía cinética). El difusor dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor, transformando parte de la energía cinética en energía potencial.

REPORTE TÉCNICO

- Cable Conductor

La unión de la extensión de la mufa y el cable conductor se denomina empate; su elaboración se realiza cuidadosamente en la localización del pozo, ya que constituye una de las partes débiles de la instalación.

5.4.3.4. Operación de la unidad de bombeo

El fluido del pozo entra a la bomba electrocentrífuga previamente separado de la corriente de gas por medio del separador. El líquido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor, el difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor, y así sucesivamente hasta recorrer todos los impulsores y difusores. En la **Figura 14** se muestra el corte transversal de la bomba y se observan los difusores e impulsores ubicados en el alojamiento.

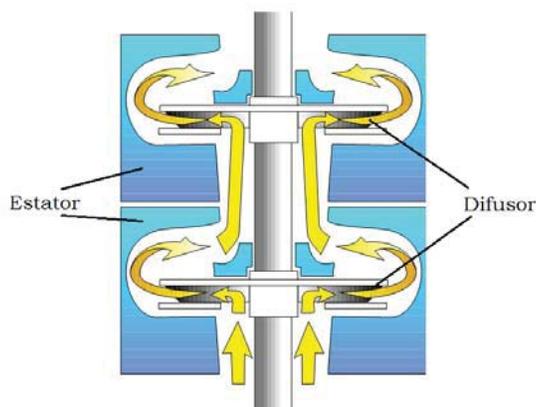


Figura 14. Bomba electrocentrífuga

5.4.3.5. Equipo superficial de BEC

- Bola colgadora

Este dispositivo se coloca en un nido sobre el árbol de válvulas. Su función es sostener la tubería de producción, permitir su paso y el de los tres conductores del cable, proporcionando el sello necesario en el espacio anular entre la tubería de producción y de revestimiento para evitar la fuga de fluidos a la superficie.

- Caja de viento

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero.

REPORTE TÉCNICO

- Tablero de control

Es el componente desde el que se gobierna la operación del aparato de producción e el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad del control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero. Este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un botón de arranque y un fusible de protección por sobrecarga; o bien contener fusibles de desconexión por sobrecarga.

- Transformador

Este componente se utiliza para elevar el voltaje de la línea doméstica al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo, algunos están equipados con interruptores “taps”, que les dan mayor flexibilidad de operación.

En la **Figura 15** se muestra el equipo superficial y sub-superficial del Bombeo Electrocentrífugo.

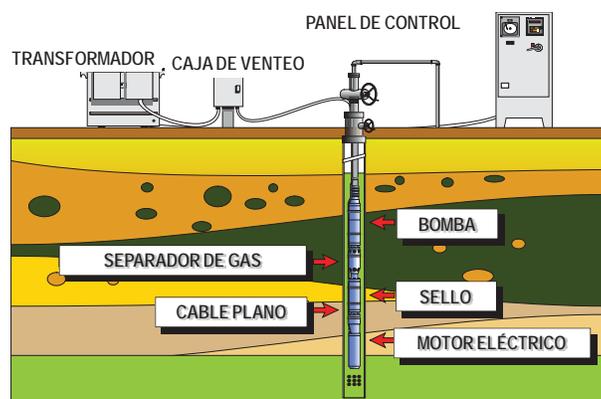


Figura 15. Equipo superficial y sub-superficial del BEC

1.4.4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

5.4.4.1. Definición de BCP

El Bombeo de Cavidades Progresivas es un Sistema Artificial de Producción que utiliza bombas de desplazamiento positivo, están diseñadas para operar en pozos de baja a mediana profundidad (600 – 1370 m) aproximadamente.

El principio de operación consiste en que el estator y el rotor no son concéntricos y el movimiento del rotor es combinado, uno rotacional sobre su propio eje y otro rotacional (en dirección opuesta a su propio eje) alrededor el eje del estator. La geometría del conjunto es tal, que forma una serie de cavidades idénticas y separadas entre si. Cuando el

REPORTE TÉCNICO

rotor gira en el interior del estator estas cavidades se desplazan axialmente desde el fondo del estator (succión) hasta la descarga, generando de esta manera el bombeo por cavidades progresivas. Debido a que las cavidades están hidráulicamente selladas entre si, el tipo de bombeo, es de desplazamiento positivo. En la **Figura 16** se observa el principio de operación del bombeo de cavidades progresivas.

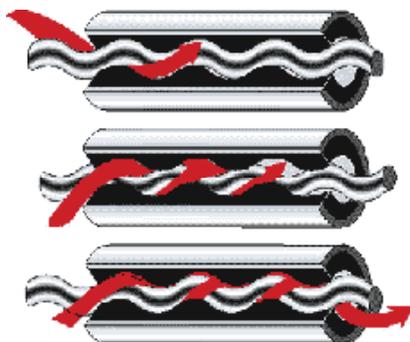


Figura 16. Principio de funcionamiento del BCP

5.4.4.2. Ventajas y desventajas del BCP

Las ventajas y desventajas del Bombeo de Cavidades Progresivas son:

Ventajas:

- Produce fluidos altamente viscosos, grandes concentraciones de sólidos, y moderado porcentaje de gas libre
- Eficiencia del 50% al 70%
- Baja inversión y bajo costo en el suministro de energía eléctrica
- Fácil instalación, operación, y mantenimiento
- Bajo perfil y poco ruido en el equipo superficial

Desventajas:

- Gastos de producción limitados a 5,000 BPD
- Límite de levantamiento de 9,800 pies (3,000 metros)
- Límite de temperatura de 170°C (330°F)
- Daño permanente en el estator si se bombea en seco o por periodos cortos

5.4.4.3. Equipo sub-superficial de BCP

El equipo Sub-superficial del Sistema Artificial de Producción de Bombeo de Cavidades Progresivas está conformado por los siguientes elementos:

REPORTE TÉCNICO

- Bomba
 - Estator
 - Elastómero
 - Rotor
- Niple de paro
- Niple de maniobra
- Ancla de torque
- Ancla de gas
- Centraadores de varillas
- Niple de drenaje

El equipo Sub-superficial es el conjunto del estator-rotor que forman la bomba, varillas de succión convencionales y la misma tubería de producción.

- Bomba

La Bomba de Cavidades Progresivas (**Figura 17**) está compuesta por el Rotor y el Estator. El Rotor es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varillas la cual, a su vez, se encuentra conectada al rotor. El estator es el componente estático de la bomba y contiene un polímero de alto peso molecular con la capacidad de deformación y recuperación elástica llamado elastómero.

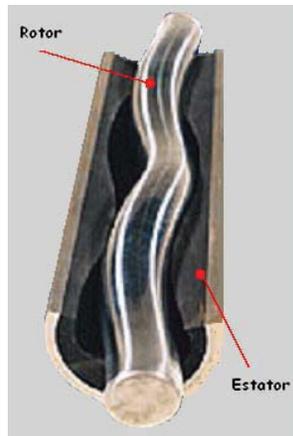


Figura 17. Bomba de cavidades progresivas

- Estator

El Estator es un cilindro de acero revestido internamente con un elastómero sintético (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso y especial. El Estator se baja al pozo con la tubería de producción o con la sarta de varillas.

REPORTE TÉCNICO

➤ Elastómero

El elastómero constituye el elemento más delicado de la bomba de cavidades progresivas. De su adecuada selección depende en una gran medida el éxito o fracaso de este sistema.

El elastómero reviste internamente al estator, es un polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator, la cual determina la hermeticidad entre cavidades y en consecuencia la eficiencia de la bomba.

Los Elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. Los cambios más comunes en las propiedades mecánicas de los elastómeros son: El hinchamiento, el endurecimiento y el reblandecimiento.

El hinchamiento origina una excesiva interferencia y como consecuencia, un torque excesivo en las varillas y calentamiento del elastómero. El endurecimiento afecta la elasticidad y como consecuencia la eficiencia de la bomba. El reblandecimiento deteriora la hermeticidad entre las cavidades y por consecuencia la eficiencia de la bomba.

➤ Rotor

El rotor está fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de varillas las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie. Es torneado en una forma helicoidal y pueden ser de lóbulo simple o multilobulares. En la **Figura 18** se muestran los diferentes tipos de rotores que pueden ser utilizados con diferente número de lóbulos.

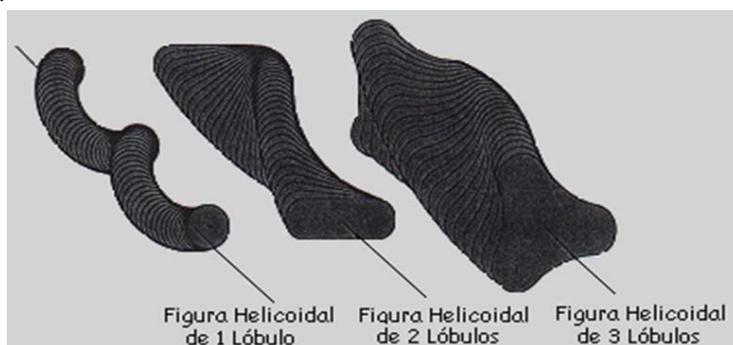


Figura 18. Rotores con diferente número de lóbulos

- Niple de paro

El Niple de paro (**Figura 19**) es un tubo de pequeña longitud el cual se instala bajo el estator y cuyas funciones principales son:

REPORTE TÉCNICO

- Servir de punto tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo
- Brindar un espacio libre al rotor de manera de permitir la libre elongación de la sarta de varillas durante la operación del sistema
- Impedir que el rotor y/o las varillas lleguen al fondo del pozo en caso de producirse rotura o desconexión de estas
- Servir de punto de conexión para accesorios tales como anclas de gas o anti-torque, filtros de arena, etc.



Figura 19. Niples de paro del aparejo de BCP

- Niple de maniobra

Su utilización es obligatoria, el movimiento excéntrico de la cabeza del rotor junto con el acople de unión a la primera varilla, forma un círculo de diámetro mayor que su propio diámetro. El diámetro que permitiría este movimiento es de $D+2E$, donde:

- D es el mayor de los dos diámetros, ya sea el de la cabeza del rotor o el diámetro externo del acople
- E es la excentricidad de la bomba (dato suministrado por el fabricante o distribuidor).

El niple de maniobra debe contar con un diámetro interno mayor que el resultado obtenido con la expresión $D+2E$. En cuanto a su longitud, deberá ser la suficiente de manera que la cabeza del rotor (en condiciones de operación) se encuentre en el interior de dicho niple.

Otra ventaja de este niple intermedio o niple de maniobra, es que durante las intervenciones a pozo, las cuñas, mordazas, llaves de apriete, etc.; se colocaran en él, en lugar del cuerpo del estator, evitando así cualquier daño.

REPORTE TÉCNICO

- Ancla de torque

Al girar la sarta de varillas, la fricción entre el rotor y el estator hace que la tubería también tienda a girar, en el sentido de su desenrosque. Este efecto puede originar la desconexión de la tubería, la utilización de un ancla de torque evita este riesgo. Este equipo se conecta debajo del niple de paro, se fija a la TR por medio de cuñas. Al arrancar la bomba el torque generado hace que las cuñas se aferren a la TR impidiendo el giro del Estator (Ver **Figura 20**).

- Ancla de gas

La eficiencia volumétrica de las bombas de cavidades progresivas, al igual que la de otros tipos de bombas, es afectada de manera significativa por la presencia de gas libre en su interior. Debido a lo anterior, en el fondo del aparejo se emplea un separador estático gas-líquido (ver Figura 20). La separación gas - líquido ocurre fuera del ancla desviando el gas al espacio anular y el líquido ya separado se envía a la succión de la bomba, sin embargo las anclas de gas no son 100% eficientes por lo que una porción de gas es succionado a la entrada de la bomba.

- Centraores de varillas

Los centraores de varillas se colocan en los pozos con desviaciones o inclinaciones muy pronunciadas. En la **Figura 20** se muestra un centraor de varillas.

- Niple de drenaje

El niple de drenaje se utiliza para desalojar el crudo de la tubería de producción en aquellos casos cuando no es posible sacar el rotor de la bomba, por ejemplo cuando existe una rotura en la sarta de varillas y no se puede pescar.



Figura 20. Accesorios sub-superficiales del BCP

5.4.4.4. Operación de la unidad de bombeo

En el interior del estator gira el rotor impulsado desde la superficie por las varillas de succión. Este movimiento genera cavidades de tal manera que el fluido que llega a la primera es inmediatamente impulsado hacia la siguiente forma progresiva ascendente, hasta la descarga de la bomba, la cual debe encontrarse permanentemente sumergida en el fluido que se bombea. En esta forma el fluido en su trayectoria hacia la superficie llega hasta la “tee” de flujo donde se canaliza hacia la línea de descarga.

5.4.4.5. Equipo superficial de BCP

En la **Figura 21** se muestra el equipo superficial del Sistema Artificial de Producción de Bombeo de Cavidades Progresivas, el cual está conformado por los siguientes elementos:

- Cabezal de rotación
- Motovariadores mecánicos
- Motorreductores
- Variadores de frecuencia
- Estopero
- Varilla pulida

- Cabezal de rotación

El cabezal de rotación es un cuerpo de hierro fundido donde se alojan dos cojinetes; uno de empuje para soportar las cargas verticales y el cojinete radial que es capaz de soportar las fuerzas radiales. Ahí mismo se tienen los engranes para reducir la velocidad del motor a la rotación de la sarta de varillas, que es del orden de 300 a 400 revoluciones por minuto.

- Motovariadores mecánicos

En este Sistema Artificial el acople entre motor y caja reductora no es directo; se realiza a través de un conjunto “variador de velocidad” formado por correas y poleas de diámetro variable, el cual cumple con la función de permitir el cambio de velocidad de rotación sin requerir la parada del equipo ni el cambio de componentes. Esta operación se realiza girando el volante que controla la polea motriz, al mover el volante se varía el diámetro de la polea separando los discos cónicos que la componen cambiando de esta forma la relación de transmisión.

Los equipos donde se instalan los motovariadores tienen la posibilidad de ser ajustados en un rango de velocidades desde 50 R.P.M. hasta 400 R.P.M.

REPORTE TÉCNICO

- Motorreductores

Generalmente en la práctica el rango de operación de las bombas de Cavidades Progresivas es de 40 a 350 R.P.M. Al girar los motores eléctricos a una velocidad nominal y fija de aproximadamente 1800 R.P.M., es necesario contar con una caja reductora de una relación de transmisión adecuada para llevar la velocidad angular del motor a velocidades más cercanas a la requerida por la bomba, además de ser el elemento que suministrará el torque exigido por el sistema.

- Variadores de frecuencia

Estos equipos son utilizados en conjunto con los motorreductores y con los equipos de polea-correa en los cuales la velocidad es constante para brindar la flexibilidad del cambio de velocidad en muy breve tiempo y sin recurrir a modificaciones mecánicas en los equipos.

El variador de frecuencia rectifica la corriente alterna requerida por el motor y la modula electrónicamente produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia, varía la velocidad de rotación ya que ambas son proporcionales.

- Estopero

El estopero permite el giro de la varilla pulida en su interior, proporcionando un sello que impide fuga de fluidos a la superficie

- Varilla pulida

La varilla pulida es el medio de conexión entre la caja de engranes y la sarta de varillas de succión.

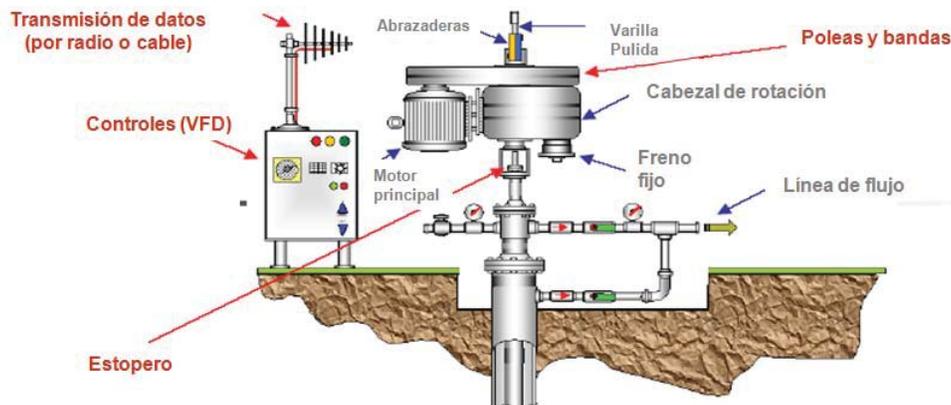


Figura 21. Equipo superficial de BCP

1.4.5. Bombeo Neumático (BN)

5.4.5.1. Antecedentes Históricos del BN¹⁰

La extracción de líquidos utilizando los principios del Bombeo Neumático, se remonta al siglo XVIII. El fluido para bombear era aire.

Su primera aplicación en la industria petrolera tuvo lugar en los campos petroleros de Pennsylvania, alrededor de 1865; la primera aplicación en los campos de la costa del Golfo de México fue en 1900; en el Estado de California se utilizó 10 años más tarde, usando por primera vez el gas de formación como medio para la extracción, comprobando que el gas natural provee un medio más satisfactorio de bombeo debido principalmente a que no tiene efectos corrosivos, es más seguro en las operaciones y se obtiene a presión en cantidades apreciables.

Las primeras instalaciones utilizaron el principio simple del tubo en “U” que tuvo amplia aplicación en pozos de alta capacidad productiva y con niveles de operación altos, por lo tanto, la aplicación del sistema quedaba limitada a todos aquellos pozos que tenían niveles de operación altos ya que en los pozos que tenían niveles bajos era necesario disponer de presiones superficiales de inyección sumamente altos, el caso común no es el de los pozos con niveles de operación altos, sino precisamente lo contrario, los niveles mencionados antes son bajos, y a lo largo de la caída productiva del pozo, éstos tienen que ser necesariamente cada vez menores, debido a la caída de presión de fondo ocasionada por la explotación.

El nivel de operación bajó en la mayor parte de los pozos en explotación, es lo que trajo como consecuencia el uso del método de elevación con gas de la producción en un yacimiento que presenta estas características.

El Bombeo Neumático se ha efectuado de diferentes formas, siendo una de las primeras, la perforación de un orificio en la tubería de producción, la cual se logra mediante una unidad, equipo y herramienta de línea de acero. Perforando un pequeño orificio en la tubería de producción. El pozo entra en producción por medio de la aeración. La alta presión requerida para desplazar el fluido del espacio anular (presión inicial de arranque) y la caída de presión necesaria después del arranque, hizo que este tipo resultara muy ineficiente.

Fue en este tipo de pozos en el cual dio por resultado el desarrollo de la válvula de inyección de gas, la cual permitía el paso de gas dentro de la tubería de producción en puntos seleccionados arriba del fondo. Las válvulas operaban automáticamente en respuesta a la presión diferencial entre la tubería de revestimiento y la tubería de

REPORTE TÉCNICO

producción. Cuando la diferencial disminuía a una presión predeterminada, la válvula abría y cuando se excedía la diferencial de la válvula ésta cerraba.

Otro problema fue encontrado en pozos de alta capacidad y baja presión de fondo. El gas a alta presión en la tubería de revestimiento, actuaba directamente contra el yacimiento, reduciendo la productividad del pozo. Este problema de operación fue resuelto colocando un empacador entre la tubería de producción y la de revestimiento, la cual mantiene el gas del espacio anular fuera de la formación entre los ciclos de inyección. La operación de pozos de baja capacidad y presión de fondo baja fue aún insatisfactoria hasta que fue colocada una válvula de pie en el fondo de la tubería de producción como un suplemento al empacador del espacio anular. La instalación fue entonces un sistema cerrado, usado económicamente para agotar pozos de baja capacidad.

5.4.5.2. Definición de BN

El Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático es un método que utiliza gas a alta presión, el cual se inyecta desde la superficie a través del espacio anular y pasa a la TP a determinada profundidad mediante válvulas de inyección. A partir de esta profundidad, el gas aligera la columna de fluidos de la TP y levanta los mismos hasta la superficie.

Existen 4 categorías de pozos para ser considerados en la aplicación del sistema de Bombeo Neumático:

1. Pozos de alto índice de productividad y alta presión de fondo
2. Pozos de alto índice de productividad y baja presión de fondo
3. Pozos de bajo índice de productividad y alta presión de fondo
4. Pozos de bajo índice de productividad y baja presión de fondo

Los mecanismos involucrados en el momento de la inyección del gas a la TP son los siguientes:

- Reducción de la densidad de fluido y el peso de la columna
- Expansión del gas inyectado de manera que éste empuje líquido delante de él, el cual posteriormente reduce el peso de la columna.
- Desplazamiento de baches de líquido mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones

5.4.5.3. Clasificación de las instalaciones de BN¹⁷

El tipo de instalación está condicionada por la decisión de hacer producir un pozo con Bombeo Neumático Continuo o Intermitente. Las válvulas están diseñadas de modo que funcionen como un orificio de apertura variable para el caso de Bombeo Neumático

REPORTE TÉCNICO

Continuo o tener un asiento amplio para el caso de Bombeo Neumático Intermitente y suministrar un volumen de gas rápidamente a la tubería de producción para desplazar el bache del líquido.

Existen tres tipos de instalaciones de Bombeo Neumático:

1. Instalación Abierta
2. Instalación Semicerrada
3. Instalación Cerrada

1. Instalación Abierta

En esta instalación el aparejo de producción queda suspendido dentro del pozo sin empacador. El gas se inyecta en el espacio anular formado entre las tuberías de revestimiento y producción y los fluidos contenidos en la tubería de producción son desplazados (**Figura 22**).

2. Instalación Semicerrada

Esta instalación es similar a la instalación abierta, excepto que se adiciona un empacador que sirve de aislante entre las tuberías de revestimiento y producción. Este tipo de instalación se puede usar tanto para Bombeo Neumático Continuo como Intermitente (**Figura 22**).

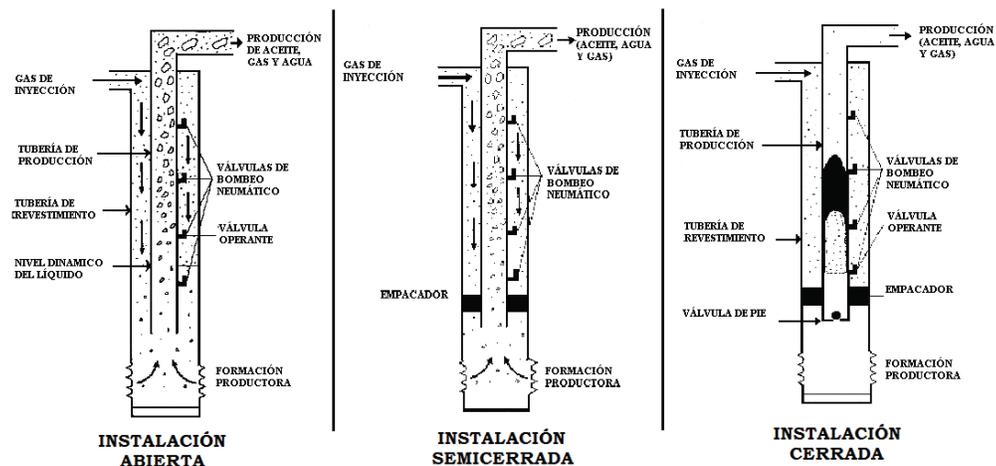


Figura 22. Tipos de instalaciones de BN

3. Instalación Cerrada

Este tipo de instalación es parecida a una instalación semicerrada excepto que se coloca una válvula de pie en la tubería de producción. Aunque la válvula de pie se coloca normalmente en el fondo del pozo, ésta se puede situar inmediatamente debajo de la válvula operante. Esta válvula de pie evita que la presión del gas de inyección actúe contra la formación (**Figura 22**).

5.4.5.4. Válvulas de inyección de gas para BN

Las válvulas de Bombeo Neumático son instaladas en el aparejo de producción, su función es controlar y permitir el paso del gas de inyección del espacio anular a la tubería de producción.

Las válvulas de Bombeo Neumático se clasifican en:

- Válvulas Balanceadas
- Válvulas Desbalanceadas

- Válvulas Balanceadas

Una válvula de presión balanceada no está influenciada por la presión en la tubería de producción cuando está en la posición cerrada o en la posición abierta. La presión en la tubería de revestimiento actúa en el área del fuelle durante todo el tiempo. Esto significa que la válvula abre y cierra a la misma presión. De acuerdo a esto la diferencia de presión entre la de cierre y la de apertura es cero.

- Válvulas Desbalanceadas

Las válvulas de presión desbalanceadas son aquellas que tienen un rango de presión limitado por una presión superior de apertura y por una presión inferior de cierre, determinada por las condiciones de trabajo del pozo; es decir, las válvulas desbalanceadas se abren a una presión determinada y cierran a una presión más baja.

Las válvulas de inyección de gas, de acuerdo al flujo de fluidos se dividen en:

- Válvulas para Flujo Continuo
- Válvulas para Flujo Intermitente

- Válvulas para Flujo Continuo

Consiste en mantener siempre la columna de fluidos ligera mediante una inyección de gas continua, logrando con esto que el gradiente de la columna disminuya y la presión del yacimiento junto con la expansión del gas facilite a los fluidos salir a la superficie.

REPORTE TÉCNICO

- Válvulas para Flujo Intermitente

Consiste en la inyección de un gran volumen de gas en el menor tiempo, debajo de la columna del fluido por levantar en la tubería de producción y así lograr que el aceite llegue a la superficie.

5.4.5.5. Principio de funcionamiento de las válvulas de BN

A continuación se explicará el principio de operación del Sistema Artificial de Bombeo Neumático, referenciado a la **Figura 23**:

1. El pozo se encuentra lleno de fluido de control tanto en tubería de producción como en la tubería de revestimiento. Al iniciar la inyección de gas, todas las válvulas están abiertas debido al principio de Arquímedes o de flotación circulando de esta manera el fluido de control del espacio anular a través de ellas hacia la tubería de producción; cabe señalar que el fluido de control está descargando en "U", ya que dado el nivel tan alto en el espacio anular, impide que haya flujo del gas de inyección a través de la válvula hacia la tubería de producción.
2. El nivel de fluido está justamente arriba de la primera válvula y continúa circulando a través de las válvulas hacia la tubería de producción.
3. El nivel del fluido está por debajo de la primera válvula, dejándola al descubierto eliminando el fenómeno de flotación y permitiendo que el mecanismo actúe cerrando la válvula, hasta que la presión de gas comprimido en el espacio anular, venza la presión de calibración de la válvula permitiendo el paso de gas a través de ella a la TP, impulsando de esta manera la columna de fluidos que se encuentran arriba de ella.
4. La primera válvula ha vencido su presión de calibración y se encuentra operando. El resto de las válvulas por debajo de la segunda continúan abiertas al estar aún sumergidas en fluido de control, pasando éste a través de las válvulas a la TP.
5. El nivel de fluido de control está por debajo de la segunda válvula, dejándola al descubierto y por lo tanto se encuentra cerrada hasta vencer su presión de calibración. Las válvulas por debajo de la segunda continúan aún abiertas, permitiendo seguir desalojando el fluido de control a través de ellas.
6. La tercera válvula ha quedado descubierta, permitiendo accionarse para permanecer cerrada hasta que la presión del gas en el espacio anular venza su presión de calibración. El gas continúa desplazando el fluido de control a través de la cuarta válvula.

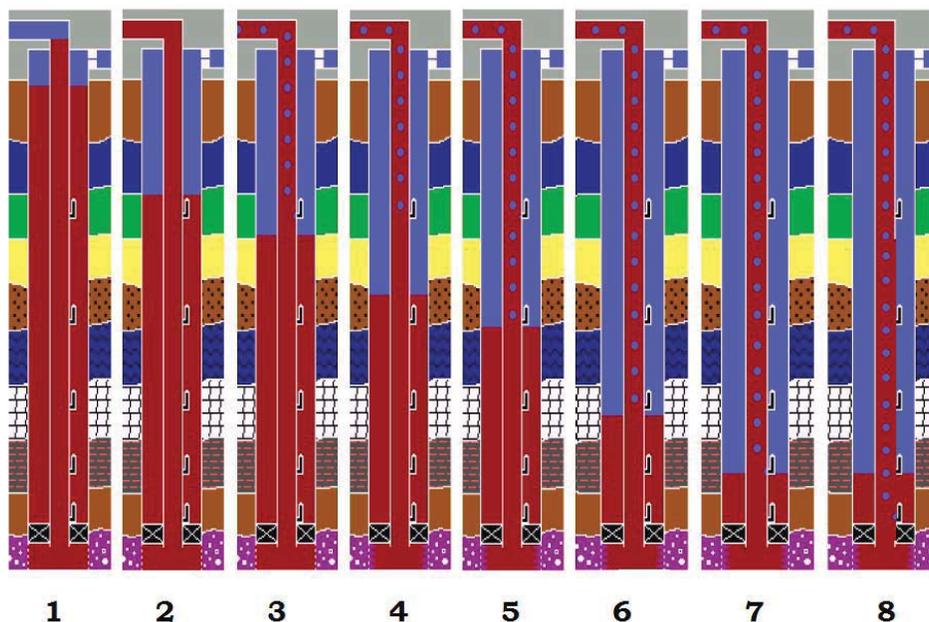


Figura 23. Principio de operación del BN

7. La aportación de fluidos del pozo va siendo mayor y los volúmenes de gas inyectado se incrementan al incrementar la profundidad de operación de la válvula operante. La cuarta válvula ha quedado descubierta y la presión ejercida por el gas de inyección ha vencido la presión de calibración de la válvula.
8. La quinta válvula finalmente se encuentra operando, todas las válvulas por encima de ésta y que sirvieron para desalojar el fluido de control se encuentran cerradas, por tal motivo a la última válvula del aparejo se le denomina válvula operante. El pozo está aportando volumen de fluido de acuerdo con su capacidad productiva.

5.4.5.6. Clasificación del BN

El Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático se clasifica en base a la operación y diseño en:

- Bombeo Neumático Continuo (BNC)
- Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

5.4.5.6.1. Bombeo Neumático Continuo (BNC)

5.4.5.6.1.1. Definición de BNC

En este método se introduce un volumen continuo de gas a alta presión por el espacio anular a la tubería de producción a través de las válvulas, para aligerar la columna de fluidos hasta que la reducción de la presión de fondo permita una diferencial suficiente a través de la formación causando que el pozo produzca el gasto deseado, para realizar esto, se utiliza una válvula en el punto de inyección más profundo con la presión disponible del gas de inyección, junto con la válvula reguladora en la superficie.

Los pozos candidatos para la implementación de este tipo de bombeo continuo son aquellos con alto índice de productividad y baja presión de fondo.

Para el diseño del aparejo de válvulas de flujo continuo se toman en cuenta las siguientes condiciones:

- Profundidad del intervalo productivo
- Diámetro de la TR y TP
- Presión de gas disponible
- Volumen de gas disponible
- Volumen de fluido por recuperar
- Gradiente de presión fluyendo

5.4.5.6.1.2. Ventajas y desventajas del BNC

A continuación se presentan las ventajas y desventajas del sistema de BNC:

Ventajas:

- Inversiones bajas para pozos profundos
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción
- Adaptable en pozos desviados
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero
- Se puede aplicar en instalaciones costa afuera

Desventajas:

- Requiere una fuente continua de gas
- Costos operativos altos si el gas es comprado
- Altos costos operativos al manejar gases amargos
- Se requieren niveles de líquido altos
- Se requiere alimentación de gas a alta presión

5.4.5.6.2. Bombeo Neumático Intermitente (BNI)

5.4.5.6.2.1. Definición de BNI

El Bombeo Neumático Intermitente es un Sistema Artificial de Producción cíclico, el cual produce periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión. El gas es inyectado desde la superficie al espacio anular por medio de un regulador, un interruptor o por la combinación de ambos, este gas pasa del espacio anular a la TP a través de una válvula insertada en la misma TP, cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación, que se ha estado acumulando dentro de la T.P es expulsado a la superficie en forma de tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas, sin embargo, debido a los fenómenos de resbalamiento y colgamiento de líquido que ocurre dentro de la tubería de producción, sólo una parte del volumen de aceite inicial se recupera en la superficie, mientras que el resto del aceite cae al fondo del pozo integrándose al siguiente bache de aceite en formación. Después de que la válvula cierra, transcurre un tiempo de inactividad aparente denominado tiempo de espera, en el cual la formación productora continúa aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicia otro ciclo. La **Figura 24** muestra el estado mecánico de un pozo típico del **AIATG** con Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente.

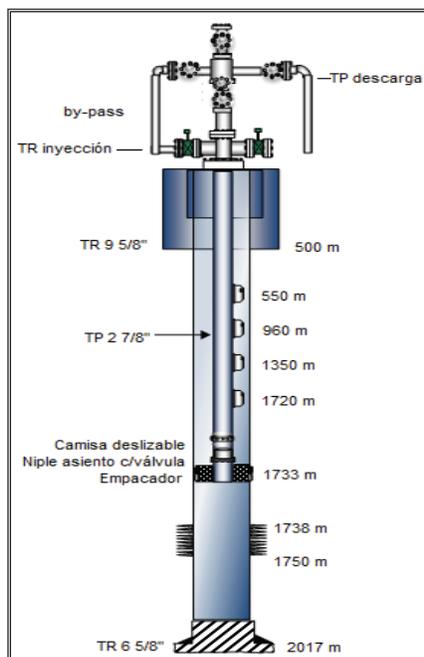


Figura 24. Pozo típico del AIATG con aparejo de BNI

5.4.5.6.2.2. Características de un pozo con BNI

El Bombeo Neumático Intermitente es un sistema artificial de producción que se emplea en pozos cuyos gastos de aceite y agua son relativamente bajos, o bien en aquellos pozos que presentan las siguientes características:

- a) Alto índice de productividad (mayor de 1 bpd/psi) y baja presión de fondo
- b) Bajo índice de productividad (menor de 0.3 bpd/psi) y alta presión de fondo

Una presión de fondo alta es cuando el pozo es capaz de sostener dentro de la TP una columna de fluidos equivalente al 70 % de la profundidad total del pozo desde la profundidad media de los disparos. En cambio, una presión de fondo baja es cuando el pozo sostiene una columna de fluido en la TP menor al 40 %.

5.4.5.6.2.3. Descripción del ciclo de BNI

Como antes ya se explicó, el BNI es un método cíclico de producción, en donde inicialmente se permite la formación de un bache de líquido en la TP (**Figura 25 Etapa 1**).

Cuando la presión ejercida por la columna de líquido dentro de la TP y frente a la válvula operante alcanza un valor determinado, gas a alta presión es inyectado desde la superficie al espacio anular. Al aumentar la presión en este espacio, se alcanza un valor tal que una de las válvulas del ABNI abre, iniciándose con esto el movimiento del bache de líquido hacia la superficie (**Figura 25 Etapa 2**). El objetivo de la instalación de BNI es trabajar con la válvula más profunda del aparejo, para reducir la presión de fondo y producir el mayor gasto de producción posible. Bajo condiciones ideales, el líquido se mueve ascendentemente en forma de bache o pistón por la energía que debajo de éste, transmite la expansión y flujo del gas inyectado. El gas viaja a una velocidad mayor que la del bache de líquido, ocasionando con esto que el gas penetre continuamente canalizándose dentro del bache. Esta penetración provoca la existencia de grandes fuerzas de corte en los extremos de la interfase gas-líquido, originando un arrastre o caída de pequeñas gotas de líquido como una película anular por las paredes de la TP (**Figura 25 Etapa 3**).

Cuando el bache de líquido llega a la superficie, ocurre un cambio en la presión hidrostática ejercida por éste, y en consecuencia la presión en la TP frente a la válvula operante disminuye, incrementándose la inyección de gas a través de ella. Cuando la inyección de gas en superficie se interrumpe, la presión en el espacio anular disminuye hasta la presión de cierre de la válvula operante.

Una vez que el bache de líquido se produjo, las gotas de líquido dentro de la corriente de gas y la película de líquido anular han llegado a la superficie, transcurre un tiempo llamado tiempo de estabilización de la presión, durante el cual las gotas de líquido del bache

anterior que no alcanzaron a llegar a la superficie caen a través de la TP para formar, junto con el líquido alimentado por la formación, el siguiente bache de líquido (**Figura 25 Etapa 4**).

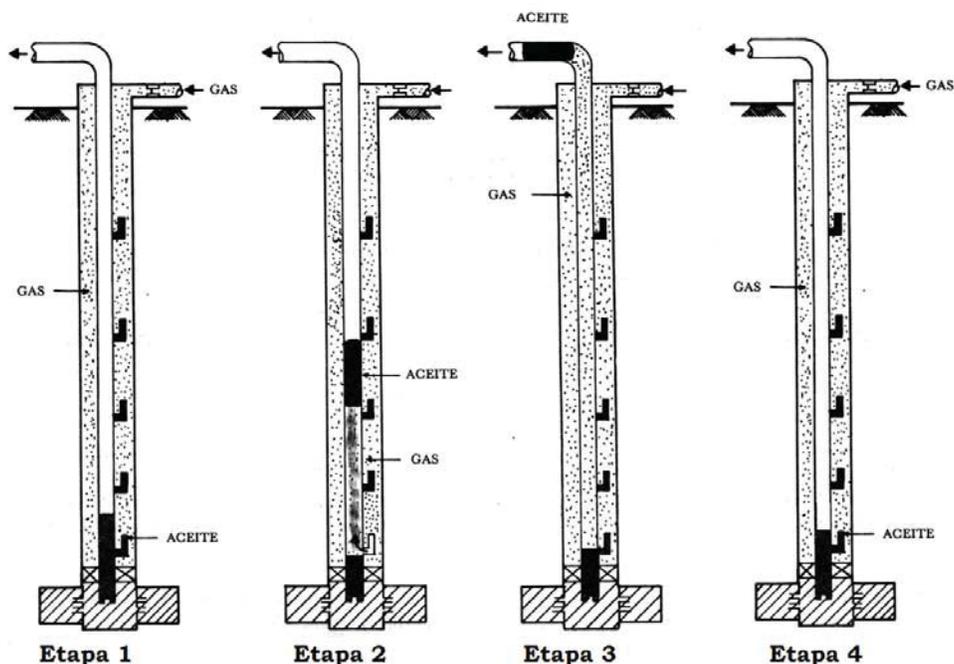


Figura 25. Ciclo de producción del BNI

5.4.5.6.2.4. Ventajas y desventajas del BNI

A continuación se presentan las ventajas y desventajas del Bombeo Neumático Intermitente:

Ventajas:

- Inversiones bajas para pozos profundos
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena
- Flexibilidad operativa al cambiar condiciones de producción
- Adaptable en pozos desviados
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación
- Su vida útil es mayor que la de otros sistemas
- Las válvulas de inyección pueden ser recuperadas con línea de acero, por lo que las reparaciones son baratas

Desventajas:

- Requiere de una fuente continua de gas
- Los gastos de producción son reducidos
- Su eficiencia es muy baja
- Gran cantidad de gas para producir un barril
- Se requiere alimentación de gas a alta presión
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión

5.4.5.6.2.5. Equipo superficial de BNI

Es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario de gas para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia la batería de separación. Consta de los siguientes elementos:

- Árbol de Válvulas
- Conexiones Superficiales
- Manifold de Inyección de Gas

- Árbol de Válvulas

Es el mecanismo de control con válvulas integradas a un tronco común (**Figura 26**) y cuya función es controlar y regular con seguridad, la comunicación de la presión que existe entre el subsuelo y la superficie, también nos permite realizar otras operaciones tales como: toma de información (registros), operaciones con línea de acero, intervenciones con equipo de Reparación y Terminación de Pozos (RTP), fracturamientos, estimulaciones, circulaciones, etc.

A continuación se describen cada una de las partes de un árbol de válvulas de un pozo típico del campo Coapechaca perteneciente al AIATG:

1.- Válvula Superior.- Se utiliza para tomar presión en TP, para diferentes operaciones sin interrumpir el flujo del pozo, tales como: colocar un lubricador para operaciones con línea de acero, circulación inversa, introducción de tubería flexible, calibración de TP, toma de registro sónico de nivel, etc.

2.- Distribuidor de flujo.- Distribuye los fluidos hacia uno u otro ramal de TP, hacia la línea de descarga.

3.- Válvulas laterales TP.- Permiten o impiden el paso de los fluidos producidos hacia la línea de descarga.

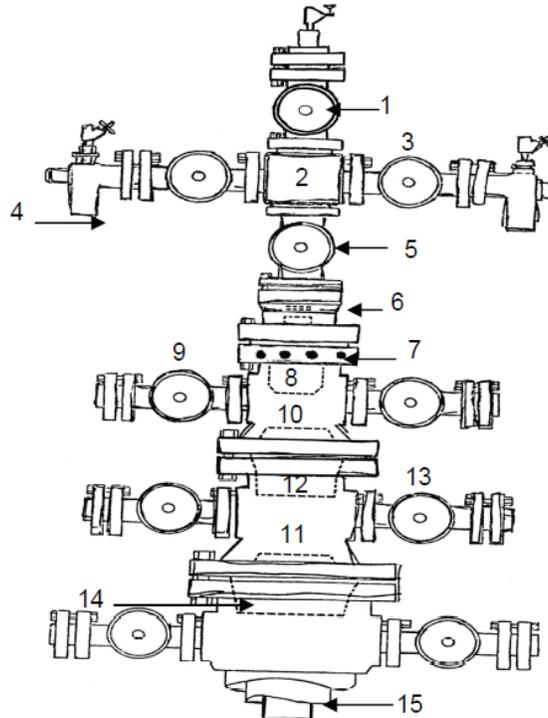


Figura 26. Árbol de válvulas de un pozo típico del campo Coapechaca

4.- Porta Estrangulador.- En el caso de que el pozo sea fluuyente, para instalar un estrangulador fijo.

5.- Válvula Maestra.- Permite tener un total control de la TP.

6.- Combinación o adaptador.- Permite acoplar medias bridas de diferente medida, la de la válvula maestra y la del cabezal de distribución de TR, en el interior se aloja la bola colgadora que suspende la TP.

7.- Opresores de la bola colgadora.- Sirven para centrar y fijar la bola colgadora.

8.- Asiento interior para la bola colgadora.- Es en donde se aloja la bola colgadora.

9.- Válvulas laterales de TR 5 1/2.- Sirven para tomar presiones de la TR y permitir o impedir el paso de fluidos al espacio anular, para el caso en especial, el gas de inyección de bombeo neumático y para tomar registro sónico de nivel.

REPORTE TÉCNICO

10.- Cabezal de TR 5 1/2.- Permite instalar el medio árbol superior, las válvulas laterales de TR y alojar la bola colgadora.

11.- Cabezal de TR 7 5/8.- Permite instalar el cabezal de TR 5 1/2 , se acopla para suspender roscada la TR de 7 5/8, instalar las válvulas laterales y en el asiento interior alojar la bola colgadora para TR 5 1/2.

12.- Asiento interior para la bola colgadora TR 5 1/2.- Es la parte del cabezal de TR 5 1/2, que permite alojar la bola colgadora de la cual va suspendida la TR 5 1/2.

13.- Válvula lateral TR 7 5/8.- Mecanismo que permite depresionar la TR 7 5/8.

14.- Rosca para TR 7 5/8.- Parte que permite roscar o acoplar la TR de 7 5/8.

15.- Tubería TR 10 3/4.- Tubería que representa la base o seguridad del pozo.

- Conexiones Superficiales

Son el conjunto de materiales, tuberías, niples, codos, tuercas unión, válvula de aguja, bridas, etc., que se conectan ordenadamente de acuerdo a las necesidades requeridas y tienen la función de conducir los fluidos producidos del pozo hacia la línea de descarga, así como también conducir el gas de inyección a presión al pozo.

Válvula de flote

Es la válvula de globo, compuerta o macho que está instalada en las conexiones superficiales de un pozo y cuya función es la de aislar, controlar y regular los fluidos producidos entre la línea de descarga y el árbol de válvulas (ver **Figura 27**).



Figura 27. Válvula de flote

REPORTE TÉCNICO

By-Pass

El by-pass es una conexión superficial que está colocada en un árbol de válvulas y cuya función es comunicar las presiones existentes entre la TP y TR con el objetivo de corregir algunas de las fallas que se presentan en el Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente, como es el caso de válvula operante calzada. En la **Figura 28** se muestra el árbol de válvulas de un pozo con by-pass.



Figura 28. Árbol de válvulas con by-pass

Otra de las funciones es para efectuar barridos en la línea de descarga de pozos que presentan alta contrapresión por taponamiento en zonas de bajo nivel por acumulación de líquidos.

Cabezal de Recolección

La producción proveniente de cada uno de los pozos que forma parte de una macropera, se reúne en el cabezal de recolección, en donde existen dos líneas; una de medición y otra de Producción General (PG). Desde el cabezal se hacen los movimientos necesarios a través de las válvulas para alinear un pozo a medición o a producción general y conducir los hidrocarburos hacia la batería de separación a través de la línea de descarga.

En algunos tipos de cabezales existen las conexiones necesarias para poder conectar equipos de medición portátiles, de tal manera que se pueda realizar la medición por pozo o el total de la macropera. En la **Figura 29** se observa el cabezal de recolección de una macropera perteneciente al campo Agua Fría.



Figura 29. Cabezal de recolección

- Manifold de Inyección de Gas

Denominado en campo como trineo de inyección de gas, el manifold es el conjunto de mecanismos interconectados estratégicamente para efectuar la inyección de gas a presión hacia el pozo. Su función es la de controlar, regular, medir y conducir con seguridad el gas de inyección requerido por un pozo con BNI.

Los elementos que conforman el manifold de inyección en sentido del flujo del gasoducto hacia el pozo se muestran en la **Figura 30** y son los siguientes:

- 2 Válvulas de Control, al inicio y final del manifold de inyección.
- Filtro
- Válvula de Aguja
- Válvula Motora
- Controlador de Ciclos (Piloto)
- Fitting
- Aparato Registrador de Flujo (ARF)
- Válvula de Retención o Check

- Válvulas de Control

Es la válvula de compuerta que inicia y termina el control del gas de inyección al pozo en el trineo de inyección. La válvula puede ser roscada o bridada, para el caso de los pozos en el **AIATG** en los que trabajé, el diámetro exterior es de 2" con 1000 lbs/pg² de capacidad de trabajo (ver **Figura 31**).



Figura 30. Manifold de inyección de gas

- Filtro

El filtro tiene la función de eliminar los condensados y sólidos del gas húmedo de inyección, los cuales ocasionan una serie de problemas asociados a la medición del gas de inyección y operaciones con el Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente (ver **Figura 31**).

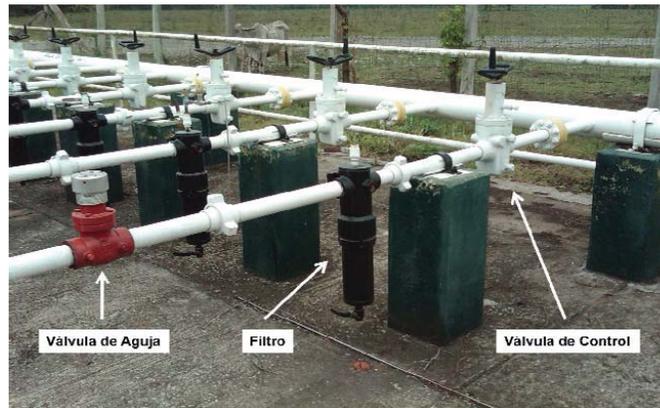


Figura 31. Válvula de control, filtro y válvula de aguja

- Válvula de Aguja

La función de la válvula de aguja es la de regular el volumen de gas de inyección requerido por un pozo, tienen la característica de permitir operar gradualmente según las necesidades requeridas (ver **Figura 31**).

- Válvula Motora

Es la válvula que actúa por medio de una señal neumática mandada por el controlador de ciclos, que permite manejar de manera automática los ciclos de inyección de gas. Cuando la

REPORTE TÉCNICO

válvula no recibe la señal, ésta permanece normalmente cerrada por el tiempo de espera fijado en el controlador de ciclos y actúa cuando el tiempo de inyección comienza (ver **Figura 32**).



Figura 32. Válvula motora y controlador de ciclos

- **Controlador de Ciclos (Piloto)**

Mecanismo electrónico que permite controlar los ciclos de inyección de gas, en él se fijan los tiempos de inyección y espera de manera digital o magnética, su fuente de energía es solar, foto celda o con pilas dependiendo de la marca y modelo. El controlador actúa mandando una señal neumática hacia la válvula motora para que ésta pueda abrir durante el tiempo de inyección y cerrar durante el tiempo de espera (ver **Figura 32**).

- **Fitting**

Mecanismo instalado en el manifold de inyección de gas y cuya función es medir a través de una placa de cierto diámetro de orificio el volumen de gas inyectado al pozo durante el tiempo de inyección (ver **Figura 33**). Los diámetros de orificio de la placa varían de $\frac{1}{2}$, $\frac{3}{4}$, 1 y $1\frac{1}{4}$ “.

Los medidores de orificio son dispositivos que registran la presión del flujo antes y después de una restricción de cierto diámetro. El principio de operación está basado en la relación que existe entre la velocidad del flujo y la caída de presión causada por la restricción, la cual es proporcional al cuadrado de la velocidad del flujo. La restricción hace que el flujo se contraiga y una vez que el flujo permanece constante, la velocidad de éste aumenta al paso por la restricción. La presión diferencial resultante queda dentro del rango del ARF para accionar la plumilla de la lectura diferencial.

REPORTE TÉCNICO

- Aparato Registrador de Flujo (ARF)

Instrumento de medición instalado en la línea de inyección de gas, lo componen una serie de mecanismos que permiten obtener la información graficada de las lecturas diferencial (LD) y estática (LE), valores y comportamiento de operación del Aparejo de Bombeo Neumático, generada a partir de la conexión con el fitting (ver **Figura 33**). El Aparato Registrador de Flujo queda definido al establecer el rango de presión estática y diferencial, en lb/lb² y pulgadas de agua respectivamente. Cabe recalcar que lo graficado por las plumillas del Registrador de Flujo son lecturas, para poder convertir dichas lecturas a presión, se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\text{Presión Estática} = \frac{LE^2 * \text{Rango Estática}}{100} [\text{lb} / \text{pg}^2]$$

$$\text{Presión Diferencial} = \frac{LD^2 * \text{Rango Diferencial} * 0.3606}{100} [\text{lb} / \text{pg}^2]$$

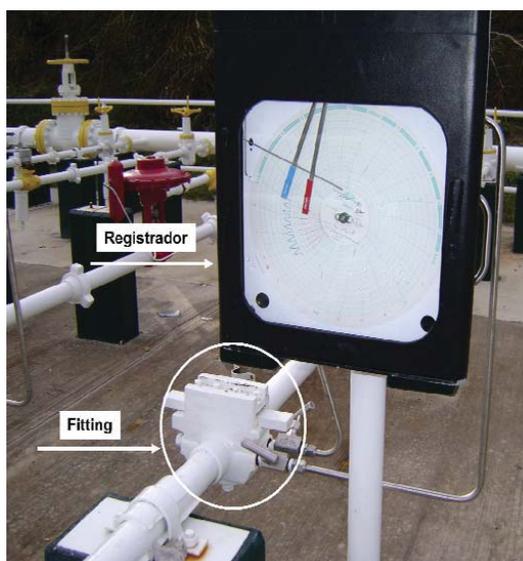


Figura 33. Aparato registrador de flujo y fitting

- Válvula de Retención o Check

Mecanismo instalado en el manifold de inyección de gas en último lugar, según el orden progresivo de acuerdo al sentido de flujo de gas inyectado. También se le conoce como válvula de retención y su función es evitar el retroceso del fluido, es decir permitir el flujo del gas en una sola dirección.

5.4.5.6.2.6. Equipo sub-superficial de BNI

Es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación, contribuyen para que el pozo logre elevar la producción a la superficie. El equipo sub-superficial está constituido por los siguientes elementos:

- Tubería de Producción (TP)
- Tubería de Revestimiento (TR)
- Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente
 - Válvulas Desbalanceadas Operadas por Fluido
 - Válvulas Desbalanceadas Operadas por Presión
- Válvula de Pie
- Empacador

- Tubería de Producción (TP)

La TP que se considera en los diseños de los aparejos y que actualmente tienen todos los pozos fluyentes, con sistema artificial de producción de bombeo neumático y bombeo mecánico en el **AIATG** son de 2 3/8" ó 2 7/8".

- Tubería de Revestimiento (TR)

La TR que se considera en los diseños de los aparejos y que actualmente tienen todos los pozos fluyentes, con sistema artificial de producción de bombeo neumático y bombeo mecánico en el **AIATG** son de 5 1/2", 6 5/8" ó 7".

- Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente

Las válvulas para instalar en Aparejos de Bombeo Neumático Intermitente son diferentes a las utilizadas en Bombeo Neumático Continuo, la característica principal de estas válvulas es obtener una respuesta instantánea de apertura y cierre, a fin de lograr un desplazamiento de tipo balístico del bache de líquido.

Para una instalación de Bombeo Neumático Intermitente se utilizan válvulas del tipo desbalanceadas con sección piloto y motriz, ya sean operadas por presión de TR o bien operadas por fluido, con la característica de que la válvula debe de abrir en forma instantánea sin estrangular el paso de gas.

Como antes ya se mencionó, las válvulas empleadas para flujo intermitente deben de abrir y cerrar instantáneamente y el orificio de paso principal de gas no debe de ser menor a 1/2 pulgada. Es decir que la válvula para flujo intermitente no debe estrangular el paso de gas. Entre más grande es el paso principal de gas, mayor será la eficiencia del sistema.

➤ Válvulas Desbalanceadas Operadas por Fluido

En las válvulas desbalanceadas operadas por fluido, la respuesta a la apertura y cierre de la válvula dependen de la presión en la tubería de producción. Al igual que las válvulas desbalanceadas operadas por presión, pueden ser de uno o doble elemento de carga, el domo solo es recomendable cargarlo cuando se requieran altas presiones de calibración.

➤ Válvulas Desbalanceadas Operadas por Presión

Las válvulas operadas por presión, son llamadas así porque la respuesta a la apertura o cierre de la válvula, es principalmente por la presión del gas de inyección en la tubería de revestimiento. Estas válvulas pueden ser de uno o doble elemento de carga, ya sea domo cargado con nitrógeno, con o sin resorte y válvulas cuyo elemento de carga es simplemente un resorte. Constan de una sección piloto y una sección motriz, para que la apertura y cierre de la válvula sea instantánea.

Los Aparejos de Bombeo Neumático Intermitente de los pozos en los que trabajamos, tienen instaladas válvulas desbalanceadas operadas por presión, con resorte como elemento de carga. Éste tipo de válvulas constan de dos secciones:

- Sección Piloto
- Sección Motriz

La sección piloto permite regular la cantidad de gas por inyectar al pozo (amplitud) y la sección motriz permite la inyección rápida del gas, característica importante e indispensable para el levantamiento de fluidos en pozos con BNI.

- Sección Piloto

En la **Figura 34** se muestran las partes que integran la sección piloto de una válvula desbalanceada operada por presión. La parte principal de ésta sección es el fuelle, ya que proporciona la fuerza necesaria para mantener la calibración de la válvula. En el caso de que presente alguna deformación, ésta ocasionará la pérdida de presión del fuelle, la sección piloto dejará de actuar y como consiguiente la sección motriz, quedando la válvula fuera de operación por descalibración.

Los rangos de fuelle considerados en el diseño del Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente de los pozos del **AIAT** se especifican en la **Tabla 2**.

REPORTE TÉCNICO

Área [pg^2]	Rango [psi]
0.31	Presión baja (0 – 600)
0.28	Presión baja o intermedia (0 – 800)
0.23	Presión alta (800 – 1500)

Tabla 2. Rangos de fuelle de válvulas utilizadas en el AIATG

Otra de las partes fundamentales en este tipo de válvulas son las combinaciones, las cuales están relacionadas de acuerdo al rango del fuelle que se va a utilizar, constan de un asiento y una esfera o bola.

El asiento presenta un ángulo de inclinación en su cuerpo, la esfera o bola está construida en acero, los ángulos y diámetros utilizados en el diseño de los Aparejos de Bombeo Neumático Intermitente en el **AIATG** se especifican en la **Tabla 3**.

Diámetro de la Esfera [pg]	Inclinación del Asiento [°]	Rango [psi]
5/16	37	Presión alta (800 – 1500)
3 / 8	38	Presión baja (0 – 600)
3 / 8	45	Presión baja o intermedia (0 – 800)

Tabla 3. Combinaciones de asiento y esfera de válvulas utilizadas en el AIATG

Al combinar el diámetro de la esfera con el ángulo de inclinación del asiento, se tiene como resultado el pase de gas requerido para el tipo de área. La función principal de esta combinación es la de proporcionar un sello hermético, antes de vencer la presión a la que está calibrada la válvula, este sello hermético se logra al unirse el asiento y la esfera.

Al conjunto de combinación mas el rango del fuelle se denomina arreglo, los arreglos que se utilizan en el diseño de los Aparejos de Bombeo Neumático Intermitente en el **AIATG** se especifican en la **Tabla 4**.

Diámetro de la Esfera [pg]	Inclinación del Asiento [°]	Área del fuelle [pg^2]	Rango [psi]
5/16	37	0.23	Presión alta (800 – 1500)
3 / 8	38	0.28	Presión baja o intermedia (0 – 800)
3 / 8	45	0.31	Presión baja (0 – 600)

Tabla 4. Arreglo de rangos de fuelle, asiento y esfera

- Sección Motriz

Las partes que componen a la sección motriz se muestran en la **Figura 34**, dichas partes van armadas en el mandril, provisto de un cople y orificio para dar paso al gas hacia el interior de la TP.

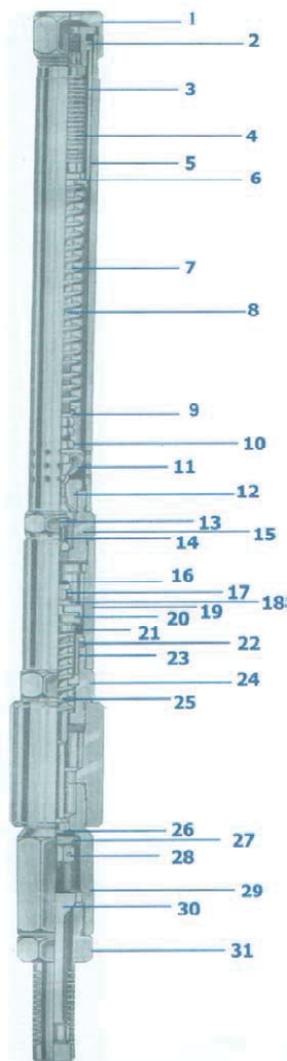


Figura 34. Válvula desbalanceada para BNI

1	SECCIÓN PILOTO	Tapa Superior
2		Adaptador del fuelle
3		Camisa del fuelle
4		Fuelle
5		Caja del resorte
6		Tope del resorte
7		Resorte
8		Vástago
9		Roldana
10		Tuerca de Sujeción
11		Válvula piloto
12		Asiento de la válvula
13		Arosello
14		Válvula de retención
15		Adaptador del asiento
16	SECCIÓN MOTRIZ	Candado del pistón
17		Tuerca de sujeción del pistón
18		Roldana de ajuste
19		Caja del pistón
20		Anillo del pistón
21		Pistón
22		Amortiguador del pistón
23		Reten del amortiguador del pistón
24		Adaptador de la caja del pistón
25		Resorte del pistón
26	Arosello	
27	Ensamble de la válvula de admisión	
28	Chaveta de la válvula de admisión	
29	Dedal de admisión	
30	Válvula de retención de admisión	
31	Filtro de admisión	

REPORTE TÉCNICO

Principio de funcionamiento

Las válvulas operadas por presión, son válvulas que van a estar normalmente cerradas por la acción o fuerza comprimida en el fuelle y la fuerza adicional del resorte.

En el momento que se inicia la inyección de gas y se empieza acomodar en el espacio anular, al estar provista la válvula de inyección de gas de orificios en el extremo inferior de la sección piloto, el gas penetra al interior de la sección piloto, ejerciendo una presión sobre el área transversal del fuelle; esto, aunado a la presión que se ejerce en la parte inferior de la esfera de la combinación, la cual proviene del interior de la T.P.(efecto de T.P.), vence la presión que ejerce el fuelle y el resorte, si es el caso, obligando a que el fuelle se contraiga, separando de esta manera la esfera del asiento, permitiendo el paso de gas a través de éste al interior de la T.P., si se trata de una válvula de un solo elemento (sección piloto); si se trata de una válvula de 2 elementos, el gas pasaría al segundo elemento (Sección Motriz) poniéndola en operación para permitir el paso de un volumen mayor de gas en forma brusca al interior de la T.P. En la **Figura 35** se muestran las partes de una válvula operada por presión y su principio de funcionamiento.

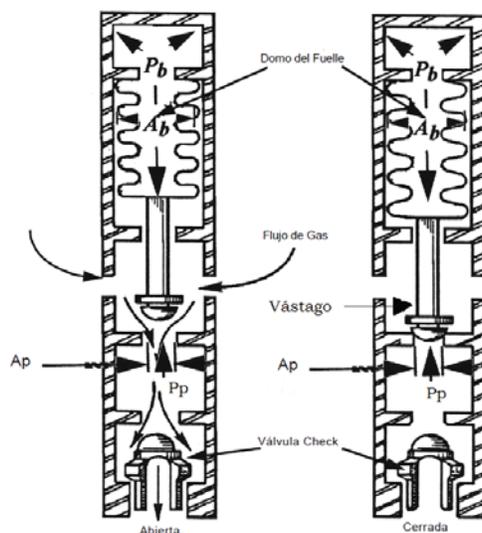


Figura 35. Principio de funcionamiento de una válvula operada por presión

- Válvula de Pie

Es una válvula conocida también como válvula de retención (**Figura 36**), permite el paso del fluido a través de ella en un solo sentido y van alojadas en un niple de asiento que se encuentra instalado en la parte inferior de la TP. Es necesario en pozos de baja recuperación, es decir con mínima presión de fondo, ya que de no instalarse, el fluido puede ser forzado hacia dentro de la formación en lugar de elevarse a la superficie.

REPORTE TÉCNICO

Estas válvulas pueden bajarse junto con la TP o posteriormente, así como también recuperarse con línea de acero durante cualquier etapa de producción del pozo. Cuando un pozo tiene alojada una válvula de pie, a esta instalación se le conoce como instalación cerrada.

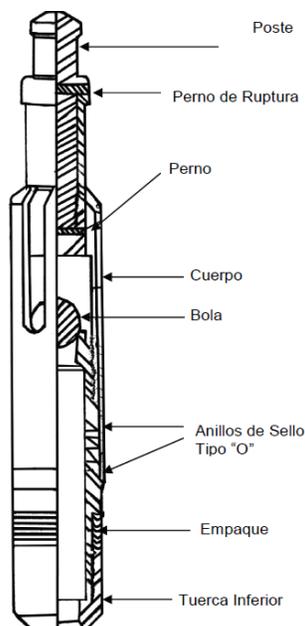


Figura 36. Válvula de pie

- Empacador

El empacador es un dispositivo que se utiliza para aislar el paso de fluidos del espacio anular a la tubería de producción y del espacio anular a la formación productora.

La característica es que aísla la TP de la TR, incrementando la eficiencia del flujo, a la vez da ventajas considerables, ya que aísla los intervalos productores, se pueden producir independientemente 2 ó más en un mismo pozo.

El mecanismo de accionamiento está constituido fundamentalmente por cuñas metálicas que se adhieren a las paredes interiores de la TR, mediante una acción mecánica o hidráulica, que varía según el tipo y diseño del empacador. Esta acción permite también que el elemento de hule se expanda contra la TR, formando así un sello hermético en el espacio anular.

REPORTE TÉCNICO

5.4.5.6.2.7. Registro para el análisis del comportamiento del BNI

Para analizar el comportamiento de un pozo con BNI, es necesario determinar cuál de las válvulas del aparejo de bombeo neumático intermitente es la que se encuentra operando. Para determinar cuál es la probable válvula operante del aparejo de BNI, se utiliza un registro sónico de nivel, comúnmente denominado como ecómetro.

El principio de operación del registro sónico está basado en la acústica, y permite determinar la profundidad del nivel de líquido en un pozo, ya sea en la tubería de producción o en la tubería de revestimiento.

Principio de operación

Se genera un pulso de presión el cual viaja a través de la tubería de producción ó espacio anular, al “chocar” con los coples, fluidos o alguna otra obstrucción se genera un eco, el cual es captado por un micrófono que lo convierte de un pulso de presión a un pulso eléctrico que es amplificado, filtrado y finalmente grabado en la computadora para su interpretación.

Técnicas para la toma del registro

El registro ecómetro se puede tomar de las siguientes dos formas:

- Explosión
- Implosión

Explosión

Para llevar a cabo esta técnica, se alimenta de forma externa a la pistola con una carga de gas a alta presión (mayor que la del pozo) hacia dentro del domo de la pistola, una vez cargada la pistola, se dispara por medio de un gatillo hacia el interior del pozo. Al momento de comunicar la alta presión inyectada, con la baja presión del pozo, se ejecuta un choque que es suficiente para poder detectar el nivel dentro del pozo.

Implosión

Esta operación es similar, pero con la diferencia de que con esta técnica se aprovecha la misma energía o presión que se encuentra contenida dentro de la TR o TP y que es expulsada hacia dentro del domo de la pistola neumática, donde de igual manera al cambio de alta presión a baja presión, originada por el accionar de un obturador o gatillo, genera el disparo requerido (ruido).

En la **Figura 37** se muestra el resultado de la toma de un registro sónico de nivel tomado a través de la TP para un pozo del campo Tajín.

REPORTE TÉCNICO

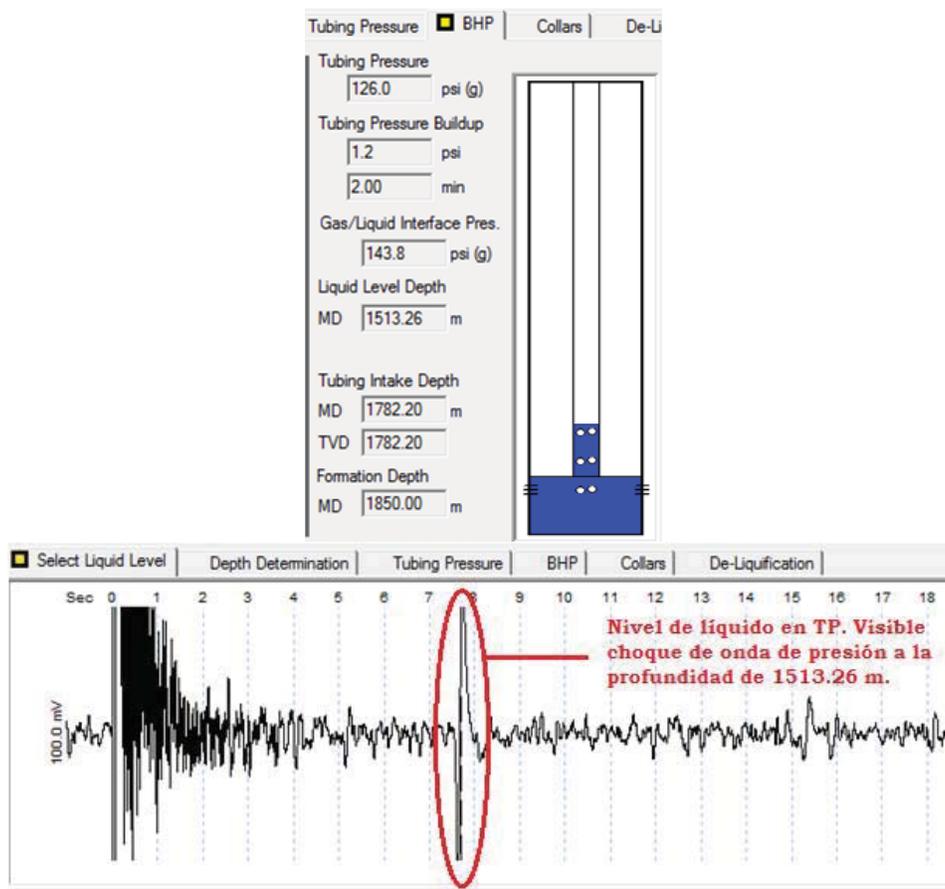


Figura 37. Registro sónico de nivel tomado a través de la TP

Procedimiento de operación

A continuación se describe cada uno de los pasos a seguir en la toma de un ecómetro:

1. Con la válvula de purgado abierta se carga la pistola de gas a una presión mayor a la que se encuentra en la tubería a tomar, el pistón se mantiene abajo debido a la diferencia de presiones.
2. Se cierra la válvula de purgado y se abre la válvula en el árbol de válvulas correspondiente a la tubería en la que se tomará el registro (válvula maestra para el caso de TP y válvula de TR para el caso de TR), lo suficiente para tener un buen registro.

REPORTE TÉCNICO

3. Se efectúa el disparo, el selenoide genera un campo el cual atrae al vástago y a su vez este libera al pin permitiendo que el gas contenido en la pequeña cámara del pistón se libere.
4. El pistón comienza a subir debido a la diferencial de presiones, y el gas de la cámara pasa por el tubo de disparo hacia la tubería en la que se tomó el registro, generando una onda de presión, que detecta el micrófono.
5. Los rebotes de este pulso (eco) son registrados por el micrófono y convertidos en una señal eléctrica.

5.4.5.6.2.8. Metodología para el diseño del BNI¹⁷

Para poder evaluar si los pozos se encuentran operando en condiciones óptimas de producción, es necesario tener conocimiento del procedimiento de diseño de instalaciones con Bombeo Neumático Intermitente, y de esta manera, conocer las causas que originan determinado comportamiento del aparejo de BNI.

En este trabajo se presentará un método para diseñar una instalación de bombeo neumático intermitente, el diseño se realiza para pozos con instalación de tipo cerrado, las válvulas que se utilizan en el diseño son válvulas desbalanceadas operadas por presión y el pozo se encuentra totalmente lleno de un fluido de control.

El diseño de una instalación de bombeo neumático intermitente consiste en determinar lo siguiente:

- Espaciamiento de las válvulas
 - Características de operación de las válvulas
 - Volumen de gas requerido por ciclo
 - Reducción de la presión del espacio anular
 - Diámetro del orificio de las válvulas
 - Profundidad de la válvula operante
 - Longitud de bache de líquido inicial
 - Tiempo entre ciclos de inyección
 - Volumen de líquido recuperado por ciclo
-
- Espaciamiento de las válvulas

Existen diversos procedimientos de espaciamiento de válvulas en instalaciones con BNI, varían según las recomendaciones de los fabricantes y de acuerdo al tipo de válvulas a emplear, estas pueden ser balanceadas o desbalanceadas. La localización de la válvula superior es muy importante, debido a que por una parte se trata de colocarla a la mayor profundidad posible, de acuerdo a la máxima presión disponible en la superficie a fin de

REPORTE TÉCNICO

evitar el mayor número de válvulas en la instalación, y por otra parte no debe colocarse a una profundidad tal que el pozo no pueda iniciar la descarga del fluido de control y el pozo se quede represionado.

El diseño gráfico del espaciamiento de las válvulas desbalanceadas, consiste en graficar en papel milimétrico las variables presión (eje de las abscisas) vs profundidad (eje de las ordenadas). El espaciamiento de las válvulas se puede realizar por cualquiera de los dos procedimientos siguientes:

- Espaciamiento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante
- Espaciamiento de válvulas con decrementos constantes en la presión de operación

A continuación se describirá el procedimiento de diseño del método gráfico para el espaciamiento de las válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante, tomando como referencias las gráficas y tablas del **Anexo 9.3**:

- 1) Realizar una escala de presión vs profundidad, marcar la presión de operación del gas de inyección y la presión de cierre de las válvulas (se recomienda fijar la presión de cierre de las válvulas a 100 psi por debajo de la presión de operación) a la profundidad cero. Con la **Gráfica A1**, a partir de los datos de densidad relativa del gas de inyección y la profundidad total, obtener el gradiente del gas de inyección corregido por el peso de la columna.
- 2) Extender las líneas de gradiente del gas a partir de la presión de operación disponible y la presión de cierre de las válvulas hasta la profundidad total.
- 3) Estimar el gasto máximo de producción del pozo por el método de Vogel con la **Gráfica A2**. Con la **Gráfica A3**, seleccionar un gradiente de descarga en base al gasto esperado de producción (mayor que el gasto actual y menor que el gasto máximo).
- 4) A partir de la contrapresión en la superficie, trazar la línea correspondiente al gradiente de descarga seleccionado en el paso anterior, hasta la profundidad total.
- 5) A partir del valor de la contrapresión, trazar la línea del gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de operación. A esta profundidad deberá instalarse la primera válvula.

REPORTE TÉCNICO

- 6) Por el punto de intersección anterior, trazar una línea horizontal hasta la línea del gradiente de descarga y de este punto una línea paralela a la línea del gradiente del fluido de control, hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de cierre constante, a esta profundidad deberá colocarse la segunda válvula.
- 7) Repetir el procedimiento del paso anterior hasta alcanzar la profundidad total del pozo.
- 8) En la misma gráfica, trazar una escala de Temperatura vs profundidad y trazar una línea de gradiente de temperatura y determinar la temperatura a la colocación de cada válvula.

A continuación se describirá el procedimiento de diseño del método gráfico para el espaciamiento de las válvulas, con decrementos constantes en la presión de operación, tomando como referencias las gráficas y tablas del **Anexo 9.3**:

- 1) Realizar una escala de presión vs profundidad, marcar la presión de operación del gas de inyección a la profundidad cero. A partir de la presión de operación, tomar una caída de presión en superficie constante de 25 psi entre cada válvula y marcar estos puntos.
- 2) Con la **Gráfica A1**, a partir de los datos de densidad relativa del gas de inyección y la profundidad total, obtener el gradiente del gas de inyección corregido por el peso de la columna.
- 3) Extender las líneas de gradiente del gas a partir de la presión de operación disponible y las caídas de presión constantes en superficie, hasta la profundidad total.
- 4) Estimar el gasto máximo de producción del pozo por el método de Vogel. Con la **Gráfica A2**, seleccionar con la **Gráfica A3** un gradiente de descarga en base al gasto esperado de producción (mayor que el gasto actual y menor que el gasto máximo).
- 5) A partir de la contrapresión en la superficie, trazar la línea correspondiente al gradiente de descarga seleccionado en el paso anterior, hasta la profundidad total.
- 6) A partir del valor de la contrapresión, trazar la línea del gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de operación. A esta profundidad deberá instalarse la primera válvula.

REPORTE TÉCNICO

- 7) Por el punto de intersección anterior, trazar una línea horizontal hasta la línea del gradiente de descarga y de este punto una línea paralela a la línea del gradiente del fluido de control, hasta intersectar la línea correspondiente a la primera caída de presión en superficie, a esta profundidad deberá colocarse la segunda válvula.
- 8) Repetir el procedimiento del paso anterior hasta alcanzar la profundidad total del pozo, intersectando las líneas de las respectivas caídas de presión en superficie.
- 9) En la misma gráfica, trazar una escala de Temperatura vs profundidad y trazar una línea de gradiente de temperatura y determinar la temperatura a la colocación de cada válvula.

- Volumen de gas requerido por ciclo

Después de haber determinado la presión de apertura de la válvula operante, a la profundidad de colocación (Pvo), se procede a determinar el volumen de gas requerido por ciclo de inyección. Para ello se utiliza la **Gráfica A4**, a partir de los datos de Pvo y profundidad de la válvula operante.

- Reducción de la presión del espacio anular

El volumen de gas necesario para efectuar el levantamiento, es suministrado del espacio anular, por lo tanto, el siguiente paso consiste en determinar el abatimiento de presión que debe de existir en el espacio anular, para inyectar el volumen de gas requerido a la TP para elevar el bache de líquido. Con la **Gráfica A5** se obtiene el valor de reducción de la presión del espacio anular.

Conocido el valor de la caída de presión en el espacio anular, se obtiene la presión de cierre a la profundidad de la válvula (Pvc), restando la presión de apertura a la profundidad de la válvula (Pvo) menos el valor obtenido de la caída de presión.

La carga de líquido a ser levantada (Pt) por la válvula operante, se obtiene multiplicando $\frac{1}{2}$ por la presión estática:

$$P_t = \frac{1}{2} P_{ws}$$

Se ha escogido este valor debido a que pruebas de laboratorio han demostrado que cuando existe esta diferencia de presión de levantamiento y la carga de la TP, puede garantizarse una velocidad de levantamiento eficiente, aproximadamente de 1000 pies/min. Para el resto de las válvulas, la carga de líquido se obtiene de la gráfica generada del espaciamiento de las válvulas.

REPORTE TÉCNICO

- Diámetro del orificio de las válvulas

El siguiente paso consiste en determinar el tamaño de orificio de la válvula operante, para que la válvula sea capaz de abrir a la P_{vo} , cerrar a P_{vc} y levantar una carga P_t . La **Tabla A6** muestra los valores de R para válvulas con $O.D= 1$ y $1 \frac{1}{2}$ [pg], con $A_b=0.77$ [pg²]. Con la siguiente ecuación se calcula el valor de R :

$$R = \frac{A_p}{P_{vo} - P_t}; \frac{P_{vo} - P_{vc}}{P_{vo} - P_t}$$

Para una operación de descarga en un pozo intermitente es recomendado utilizar un tamaño de asiento principal en las válvulas de $9/16''$ con un orificio de control de $3/8''$ para tuberías de $2'$ y $2 \frac{1}{2}''$, no así para la válvula operante la cual requiere un tamaño de orificio principal tan grande como sea posible, ya que la eficiencia del levantamiento en una instalación de bombeo neumático intermitente, aumenta considerablemente cuando se utiliza un tamaño de orificio grande.

- Válvulas operadas con presión con carga de nitrógeno en el fuelle

Para válvulas operadas con presión con carga de nitrógeno en el fuelle, calcular la presión al domo del fuelle (P_d) a la temperatura de 60 [°F], para proveer a la válvula la fuerza necesaria a fin de mantenerla cerrada hasta que las fuerzas que tiendan a abrirla logren vencerla. La P_d se obtiene utilizando la **Tabla A7**.

Obtenida la P_d , se calcula la presión de apertura en el taller (P_{tro}) con la siguiente fórmula:

$$P_{tro} = \frac{P_d \text{ a } 60^\circ F}{1 - R}$$

- Tiempo entre ciclos de inyección¹¹

Es importante conocer con la mayor exactitud posible, el índice de productividad del pozo, ya que de él depende en gran parte el éxito o fracaso del diseño de una instalación. Cuando el J es conocido, el tiempo entre ciclos de inyección puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$T_c = \frac{2880(1 - 7 \times 10^{-5} D_v)}{qL} C_t \cdot \left[D_v - D_t + \frac{P_{ws} - P_{sp}}{GL} - \frac{qL}{GLJ} \right]$$

Donde:

- T_c = Tiempo entre ciclos [min]
- D_v = Profundidad de la válvula operante [pie]
- C_t = Capacidad de la TP [bls/pie]
- D_t = Profundidad total [pie]
- P_{ws} = Presión de fondo estática [lb/pg²]

REPORTE TÉCNICO

- Psp= Contrapresión de la TP en la superficie [lb/pg²]
- qL= Gasto de líquido requerido [BPD]
- GL= Gradiente del líquido en la TP [lb/pg²/pie]
- J= índice de Productividad [BPD/lb/pg²]

- Longitud del bache inicial¹¹

Después de haber determinado el tiempo entre ciclos de inyección, se procede a calcular la longitud del bache inicial, ésta se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$L_{SI} = \frac{qL \cdot Tc}{1440(1 - 7 \times 10^{-5} Dv) \cdot Ct}$$

Donde:

- L_{SI} = Longitud del bache inicial [pie]
- qL = Gasto de líquido requerido [BPD]
- Tc = Tiempo entre ciclos de inyección [min]
- Dv = Profundidad de la válvula operante [pie]
- Ct = Capacidad de la TP [bls/pie]

La presión en la TP frente a la válvula operante, está compuesta por la contrapresión en la superficie (Psp), el incremento de presión por efecto de la columna de gas (Ap) y la presión ejercida por el bache de líquido (G_L L_{SI}), por lo tanto:

$$P_T = P_{SP} + A_p + G_L L_{SI}$$

- Volumen de líquido recuperado por ciclo¹¹

El volumen de líquido recuperado por ciclo, puede calcularse mediante la siguiente fórmula:

$$V_{rc} = L_{SI} \cdot (1 - 7 \times 10^{-5} Dv) \cdot Ct$$

Donde:

- V_{rc} = Volumen de líquido recuperado por ciclo [Bls/ciclo]
- L_{SI} = Longitud del bache inicial [pie]
- Dv = Profundidad de la válvula operante [pie]
- Ct = Capacidad de la TP [bls/pie]

Finalmente el volumen recuperado por día se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$qL = \frac{V_{rc} \times 1440}{Tc}$$

REPORTE TÉCNICO

Donde:

- Q_l = Gasto de líquido recuperado [BPD]
- V_{rc} = Volumen de líquido recuperado por ciclo [Bls/ciclo]
- T_c = Tiempo entre ciclos de inyección [min]

Con esto se da por terminado el diseño de la instalación, debido a todos los pasos anteriores, se puede concluir que para lograr un buen diseño de una instalación de BNI, es indispensable contar con datos verdaderos del pozo, así como tener un amplio conocimiento de los distintos tipos de válvulas y conocer si se inyectará el gas con estrangulador o mediante controlador de ciclos en superficie, ya que a cada una de las condiciones, se requiere un diseño especial.

5.4.5.6.2.9. Estimación de la capacidad de producción¹⁷

La capacidad de producción de un sistema de bombeo neumático intermitente depende de tres factores:

- La carga inicial
- La eficiencia de levantamiento
- El número de ciclos por día

La columna de líquido inicial refleja la presión en la válvula operante cuando la válvula abre, representa la presión impuesta en la válvula operante por la acumulación de líquido en la tubería por encima de ella.

Operaciones en campo han demostrado que una carga inicial del 65 al 75 % de la presión del gas en el espacio anular a la profundidad de la válvula operante resultará en una velocidad de bache para un rango óptimo de recuperación. La presión del gas a la profundidad de la válvula operante debería ser de 1.3 a 1.5 veces mayor que la presión en la TP cuando la válvula abre para comenzar el desplazamiento. Ha sido demostrado que una presión diferencial de este rango proveerá velocidades de bache de 900 a 1200 [pie/min], la cual se requiere para una óptima recuperación.

Primero se procede a calcular la presión en el espacio anular ejercida por el gas de inyección a la profundidad de la válvula operante (P_c):

$$P_c = P_{so} + Gg (Dv) \text{ [lb / pg}^2 \text{]}$$

REPORTE TÉCNICO

Donde:

P_{so} = Presión superficial de apertura de la válvula [lb/pg²]

G_g = Gradiente del gas [lb/pg²/pie]

D_v = Profundidad de la válvula operante [pie]

Posteriormente se procede a calcular la presión en la TP a la profundidad de la válvula operante al momento del levantamiento (P_t), para lo cual se considera un factor de carga del 65 al 75 % (FC). El valor del factor de carga depende de la longitud de la columna de líquido en la TP.

$$P_t = FC (P_c)$$

Calculada P_t y midiendo directamente la contrapresión en la superficie, se procede a calcular Δp , que es la presión impuesta por el fluido en la TP por encima de la válvula. Es igual a la presión en la TP a la profundidad de la válvula al momento del levantamiento (p_t) menos la contrapresión en la superficie (P_s).

$$\Delta p = P_t - P_s$$

El siguiente paso es convertir la presión existente entre la válvula operante y la superficie en una columna de líquido con cierta longitud (h).

$$h = \frac{\Delta p}{G_s}$$

Donde:

G_s = Gradiente de presión del líquido producido [lb/pg²/pie]

Con la longitud calculada del bache de líquido, se procede a convertirla en unidad de volumen (Be), que representa el volumen de líquido disponible en la TP para levantar durante cada ciclo de inyección de gas.

$$Be = (h)C_i$$

Donde:

C_i = capacidad de la TP [bls/pie]

Hasta el momento se ha calculado el volumen de líquido acumulado en el fondo de la TP por cada ciclo de inyección de gas, sin embargo el volumen producido en superficie es menor debido al colgamiento de líquido y resbalamiento de fases. La diferencia de

REPORTE TÉCNICO

compresibilidades entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.

Pruebas de campo han mostrado factores de pérdida de entre 5 y 7 % por cada 1000 pies de levantamiento.

La siguiente ecuación se utiliza para calcular la eficiencia de levantamiento:

$$E = \left[1 - \frac{FP \cdot Dv}{1000} \right] \cdot 100$$

Donde:

FP= Factor de pérdida.

Dv= Profundidad de la válvula operante [pie]

Con los cálculos realizados anteriormente se calcula el líquido producido por ciclo (Bt).

$$Bt = \frac{E}{100} \cdot Be$$

Una vez calculado el volumen producido por ciclo, se procede a calcular el número de ciclos por día, el cual depende de la profundidad de levantamiento. El tiempo del ciclo es ajustado en campo con base a las condiciones de operación, sin embargo se pueden realizar estimaciones iniciales. Como problema práctico, la literatura asume que el mínimo de tiempo por ciclo está en el rango de 1.5 a 3 minutos de inyección por cada 1000 pies de profundidad. Asumiendo 3 minutos por cada 1000 pies, el número máximo de ciclos por día (Nc) es aproximadamente igual a:

$$Nc = \frac{1440 \cdot 1000}{3 \cdot Dv}$$

Donde:

Nc= ciclos/día

1440= minutos/día

En campo es donde realmente se determina el número de ciclos por día con base a la experiencia, el cual es menor que éste valor máximo, sin embargo esta estimación provee un buen punto de partida. Es a través de las pruebas en campo que se determinará el número apropiado de ciclos por día.

Finalmente se puede calcular la producción en barriles de líquido por día (Ql) mediante la siguiente ecuación:

$$Ql = Nc \cdot Bt$$

REPORTE TÉCNICO

5.4.5.6.2.10. Cálculo del volumen de gas de inyección⁹

Para realizar una correcta optimización es necesario conocer el volumen de gas que se inyecta al pozo, para poder cuantificar si éste es mucho o poco comparado con el gas que el pozo necesita para llevar a cabo el levantamiento de líquido sin que exista colgamiento y/o canalización de gas por exceso o por el lado contrario que no pueda realizar el levantamiento por falta de gas. A continuación se muestra el procedimiento para calcular el volumen de gas de inyección al pozo.

Lo primero que se necesita conocer es el rango de presión del Barton del registrador de flujo, el cual está especificado dentro del ARF. El rango del Barton queda definido conociendo el rango de presión diferencial y estática. El rango de presión diferencial está especificado en pulgadas de agua y el de estática en lb/pg². Conocidos dichos valores, se utiliza la siguiente fórmula para calcular el valor de AR:

$$AR = \frac{\sqrt{\text{Rango del Barton}}}{1.0682287} / 100$$

Para continuar con el cálculo se requiere conocer el diámetro de la placa que contiene el fitting y el diámetro interno de la tubería por el que pasa el flujo de gas, para determinar el factor básico de orificio (DP) a través de la **Tabla 5**.

Conocido el valor de AR y del factor básico de orificio DP, se calcula el valor del factor constante K mediante la siguiente ecuación:

$$K = \frac{(AR)(DP)(35.314)}{1000} [\text{mpcd}]$$

A continuación se obtienen los valores promedio de las lecturas estática (LE) y diferencial (LD) en las gráficas del ARF. El volumen de gas de inyección por día considerando una inyección continua se obtiene con la siguiente ecuación:

$$Q_{\text{gas}} = \frac{(LE)(LD)(K)}{1000} [\text{mmpcd}]$$

Sin embargo, para el caso de BNI, el volumen de gas de inyección es menor, ya que se realiza por lapsos de minutos en cada descarga. Considerando el número de Descargas Por Día (DPD) y el tiempo de inyección en minutos, el volumen de gas de inyección por día para un pozo con BNI se obtiene con la siguiente fórmula:

$$Q_{\text{gas}} = \frac{(LE)(LD)(K)(DPD)(T.\text{Inyección})}{1000 * 1440} [\text{mmpcd}]$$

REPORTE TÉCNICO

Fb, Factores básicos de orificios, toma de presión en brida, Temperatura base 60 °F, Temperatura de flujo 60 °F, presión base 14.73 psia, gravedad específica = 1

Diámetro de orificio [pg]	2			3				4			
	Diámetro Interno de Tubería [pg]										
	1.689	1.939	2.067	2.300	2.626	2.900	3.068	3.152	3.438	3.826	4.026
0.250	12.70	12.71	12.71	12.71	12.71	12.71	12.71	12.70	12.70	12.69	12.68
0.375	28.47	28.44	28.43	28.41	28.39	28.38	28.38	28.37	28.36	28.35	28.35
0.500	50.78	50.59	50.52	50.44	50.36	50.31	50.29	50.28	50.26	50.23	50.22
0.625	80.09	79.51	79.31	79.05	78.82	78.69	78.63	78.60	78.52	78.45	78.42
0.750	117.09	115.62	115.14	114.52	113.99	113.70	113.56	113.59	113.33	113.15	113.08
0.875	162.95	159.56	158.47	157.12	156.00	155.41	155.14	155.03	154.71	154.40	154.27
1.000	219.77	212.47	210.22	207.44	205.18	204.04	203.54	203.33	202.75	202.20	201.99
1.125	290.99	276.20	271.70	266.35	262.06	259.95	259.04	258.65	257.63	256.69	256.33
1.250	385.78	353.58	345.13	335.12	327.39	323.63	322.03	321.37	319.61	318.03	317.45
1.375		448.57	433.50	415.75	402.18	395.80	393.09	391.94	389.03	386.45	385.51
1.500			542.26	510.86	487.98	477.36	472.96	471.11	466.39	462.27	460.79
1.625				623.91	586.82	569.65	562.58	559.28	552.31	545.89	543.61
1.750					701.27	674.44	663.42	658.95	647.54	637.84	634.39
1.875					834.88	793.88	777.18	770.43	753.17	738.76	733.68
2.000						930.65	906.01	896.06	870.59	849.41	842.12
2.125						1091.20	1052.50	1038.10	1001.40	970.95	960.48
2.250							1223.20	1199.90	1147.70	1104.70	1089.90
2.375									1311.70	1252.10	1231.70
2.500									1498.40	1415.00	1387.20
2.625										1595.60	1558.20
2.750										1797.10	1746.70
2.875											1955.60
3.000											2194.90

Diámetro de orificio [pg]	6				8				10	12	16
	Diámetro Interno de Tubería [pg]										
	4.897	5.189	5.761	6.065	7.625	7.981	8.071	10.136	12.090	15.250	
0.250											
0.375											
0.500	50.20	50.19	50.18	50.18							
0.625	78.34	78.32	78.30	78.29							
0.750	112.87	112.82	112.75	112.72							
0.875	153.88	153.78	153.69	153.56	153.34	153.31	153.31				
1.000	201.34	201.19	200.96	200.85	200.46	200.39	200.38				
1.125	255.31	255.08	254.72	254.56	253.99	253.89	253.87	253.47			
1.250	315.83	315.48	314.95	314.72	313.91	313.78	313.74	313.18	312.83		
1.375	382.99	382.47	381.70	381.37	380.25	380.06	380.02	379.26	378.79		
1.500	456.93	456.16	455.03	454.57	453.02	452.78	452.72	451.72	451.10		
1.625	537.77	536.64	535.03	534.38	532.27	531.95	531.87	530.57	529.78	528.94	
1.750	625.73	624.09	621.79	620.88	618.02	617.60	617.50	615.83	614.84	613.78	
1.875	721.03	718.69	715.44	714.19	710.32	709.77	709.64	707.51	706.28	704.99	
2.000	823.99	820.68	816.13	814.41	809.22	808.50	808.34	805.65	804.13	802.55	
2.125	934.97	930.35	924.07	921.71	914.79	913.86	913.64	910.24	908.39	906.49	
2.250	1054.40	1048.10	1039.50	1036.30	1027.10	1025.90	1025.60	1021.30	1019.10	1016.80	
2.375	1182.90	1174.20	1162.60	1158.30	1146.20	1144.70	1144.30	1139.00	1136.20	1133.50	
2.500	1320.90	1309.30	1293.80	1288.20	1272.30	1270.30	1269.80	1263.10	1259.80	1256.60	
2.625	1469.20	1453.90	1433.50	1426.00	1405.40	1402.90	1402.30	1393.90	1389.90	1386.10	
2.750	1628.90	1608.70	1582.10	1572.30	1545.70	1542.50	1541.80	1531.30	1526.50	1522.10	
2.875	1801.00	1774.50	1740.00	1727.50	1693.40	1689.30	1688.40	1675.40	1669.60	1664.50	
3.000	1986.60	1952.40	1907.80	1891.90	1848.60	1843.50	1842.30	1826.30	1819.30	1813.30	
3.125	2187.20	2143.40	2086.40	2066.10	2011.60	2005.20	2003.80	1984.00	1975.60	1966.60	
3.250	2404.20	2348.80	2276.50	2250.80	2182.60	2174.60	2172.90	2148.60	2138.60	2130.40	
3.375	2639.50	2569.80	2479.10	2446.80	2361.80	2352.00	2349.90	2320.20	2308.20	2298.70	
3.500	2895.50	2808.10	2695.10	2654.90	2549.70	2537.70	2535.00	2498.90	2484.60	2473.50	
3.625	3180.80	3065.30	2925.70	2876.00	2746.50	2731.80	2728.60	2684.70	2667.70	2654.80	
3.750		3345.50	3172.10	3111.20	2952.60	2934.80	2930.80	2877.90	2857.70	2842.70	
3.875		3657.70	3435.70	3361.50	3168.30	3146.90	3142.10	3078.50	3054.60	3037.20	
4.000			3178.20	3628.20	3394.30	3368.50	3362.90	3286.80	3258.50	3238.30	
4.250			4354.80	4216.60	3879.40	3842.30	3834.20	3726.70	3687.50	3660.50	
4.500				4900.90	4412.80	4360.50	4349.00	4199.20	4145.50	4109.70	
4.750					5000.70	4928.10	4912.20	4706.20	4633.40	4586.00	
5.000					5660.00	5551.10	5529.50	5249.60	5152.30	5090.10	
5.250					6369.30	6236.40	6207.30	5831.80	5703.30	5622.20	
5.500					7178.90	6992.00	6953.60	6456.30	6287.90	6183.10	

Tabla 5. Factores básicos de orificios

REPORTE TÉCNICO

6. DESARROLLO

El proyecto estuvo enfocado en realizar la revisión diaria de los pozos de BNI e identificar los que estaban operando bajo condiciones no óptimas de producción para tomar medidas correctivas y optimizar su comportamiento en base a la toma, interpretación, análisis y evaluación de la información generada y estado de los pozos, para implementar mejores condiciones de producción:

- Volumen óptimo de inyección de gas
- Tiempo de espera e inyección óptimos
- Operación de la válvula más profunda de inyección

6.1. Área de trabajo

La revisión diaria y optimización de los pozos de BNI se llevó a cabo en el sector 7 del **AIATG**, el cual comprende los campos Tajín, Coapechaca y Agua Fría. Las **Figuras 38 y 39** muestran los planos de localización de las macroperas en las que trabajamos. En la **Tabla 6** se mencionan las macroperas del área de trabajo asignadas por PEP para su estudio.

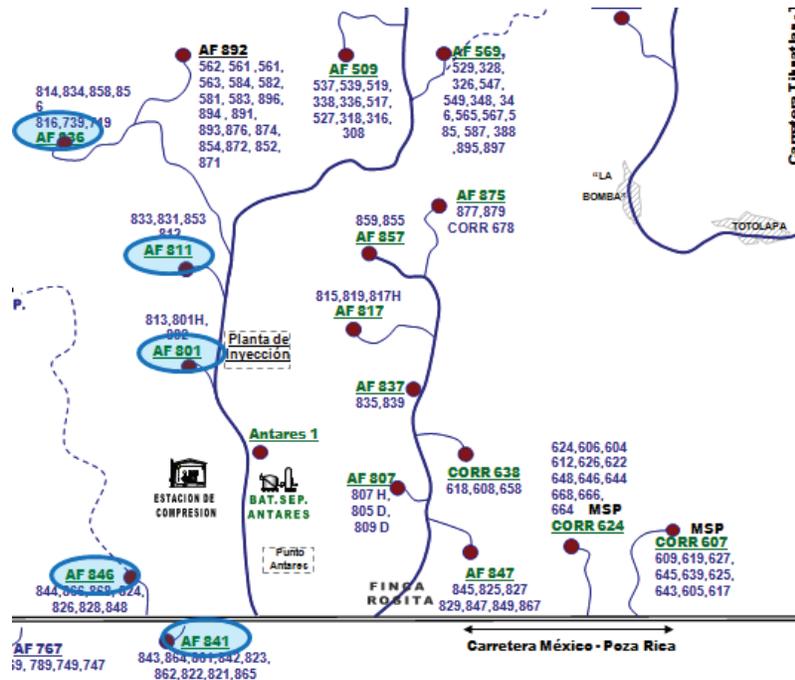


Figura 38. Plano de localización del campo Agua Fría

REPORTE TÉCNICO

Campo Coapechaca	Campo Tajín	Campo Agua Fría
Coap - 595	Taj -08	AF-836
Coap - 502	Taj -64	AF-841
Coap - 537	Taj -81	AF-811
Coap - 241	Taj -168	AF-846
Coap - 563	Gaspar-1	AF-801
Coap - 877	Miranda-1	
Palma Sola Oriente - 1		

Tabla 6. Macroperas del área de trabajo

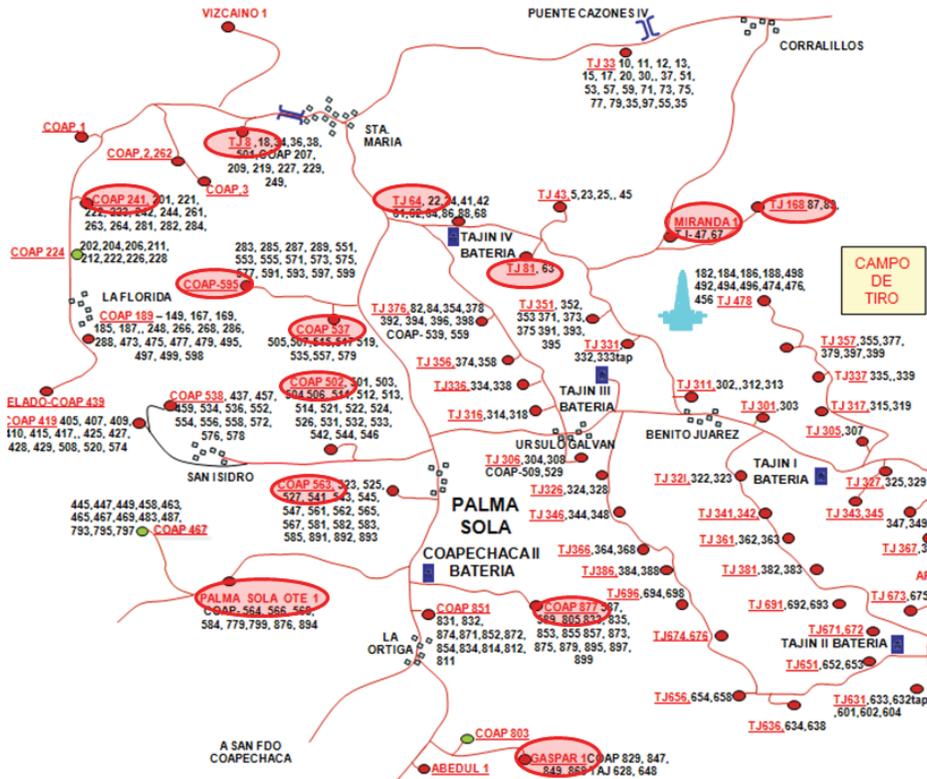
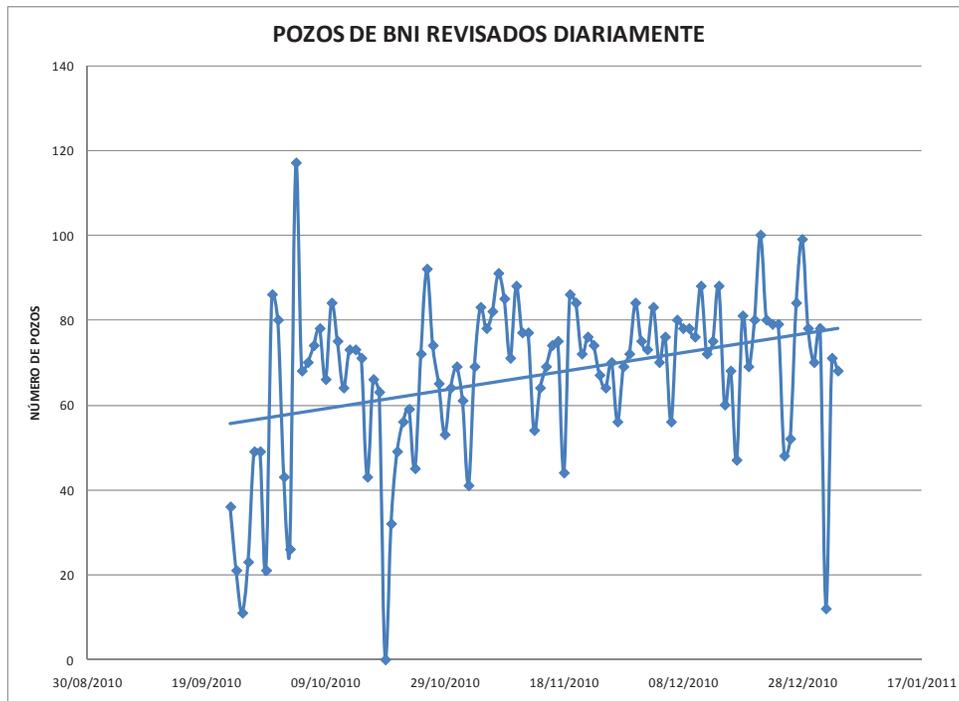


Figura 39. Plano de localización de los campos Tajín - Coapechaca

REPORTE TÉCNICO

El proyecto comenzó el 23 de Septiembre del 2010, se revisaban diariamente las macroperas antes mencionadas en la **Tabla 6**. En la **Gráfica 4** se muestra el número de pozos que se revisaban diariamente desde el comienzo hasta el final del proyecto, llegando a un promedio hacia el final del proyecto de 80 pozos. La revisión de pozos consistió en obtener presiones de apertura y cierre de válvulas, contrapresión, presión de flujo en la cabeza del pozo, descargas por hora, tiempo de inyección, tiempo de espera y se verificaba que existiera aporte de producción en superficie, en caso contrario se toman acciones correctivas.

La revisión de pozos se realizaba con el objetivo de identificar los pozos candidatos con oportunidad de optimización, para posteriormente ingresarlos al Programa de Operación Semanal de PEP y optimizar su comportamiento de producción siguiendo la metodología desarrollada por el grupo de trabajo.



Gráfica 4. Pozos de BNI revisados diariamente

6.2. Condición actual del BNI

Como antes ya se mencionó, el 19% del total de pozos abiertos cuentan con Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático Intermitente, es decir 315 pozos. Para éste proyecto PEP asignó 134 pozos para su estudio distribuidos en 18 macroperas.

El panorama general de las condiciones en las que se encontraban operando dichos pozos, es el siguiente:

Macroperas

Una macropera se define como un conjunto de pozos en una misma área, los cuales se conectan a una misma línea de descarga para llevar la producción hacia la batería de separación. En el AIATG existen macroperas hasta con 20 pozos.

Anillo de Distribución de Gas de Inyección

El anillo de distribución de gas de inyección para los pozos con BNI es el gasoducto que conduce el gas proveniente de la estación de compresión hacia cada una de las macroperas. La presión que existe en el anillo del área Tajín – Coapechaca es de 50 kg/cm² y en Agua Fría de 42 kg/cm², ambos con alta presencia de condensados.

Manifold de Inyección de Gas

La mayoría de los manifolds de inyección de gas presentan falta de mantenimiento y en algunos casos falta de instrumentación (gráficas, registradores de flujo, manómetros, pilotos, válvulas motoras, etc.), lo cual origina falta de conocimiento y evaluación del comportamiento del aparejo de BNI.

Aparejos de BNI

En general los pozos con aparejo de bombeo neumático intermitente del **AIATG** tienen tuberías de revestimiento de 5 ½" y 6 5/8", tuberías de producción de 2 3/8" y 2 7/8", un promedio de 3 a 4 válvulas de inyección y todos los pozos tienen instalada una válvula de pie. La **Figura 40** muestra un estado mecánico de un pozo típico con bombeo neumático intermitente del **AIATG**.

REPORTE TÉCNICO

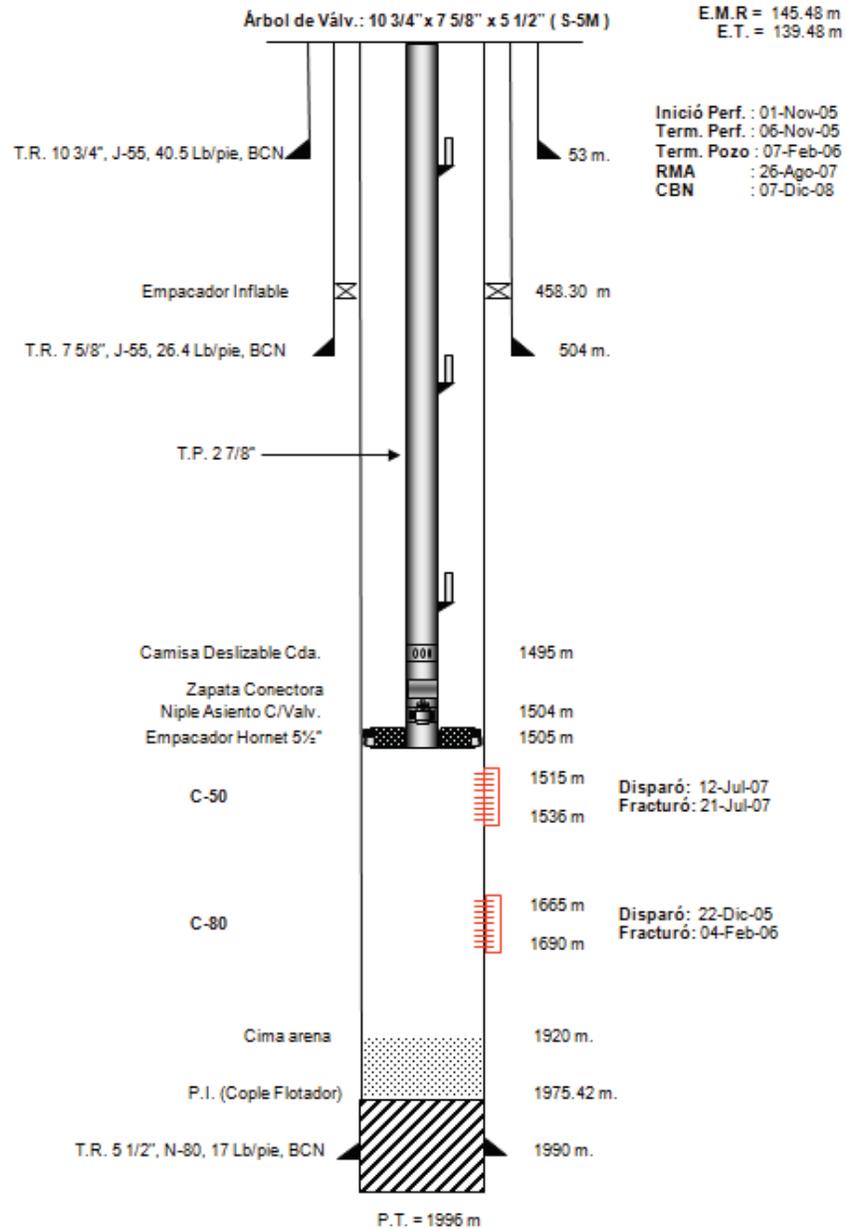


Figura 40. Estado mecánico de un pozo típico con BNI en el AIATG

6.3. Problemáticas del BNI

- Falta de toma de información para el análisis y simulación nodal de cada pozo
- Alta presencia de condensado en las líneas de inyección de gas
- Falta de instrumentación para la medición y evaluación del comportamiento de cada pozo
- Dificultad para operar la válvula más profunda del aparejo de BNI
- Falta de mantenimiento al equipo superficial y sub-superficial
- Variaciones de la presión en el anillo de distribución de gas
- Robo de gas de inyección entre pozos, al existir macroperas hasta con 20 pozos

6.4. Metodología de optimización

Para llevar a cabo la optimización del BNI, el grupo de trabajo desarrolló una metodología para lograr el objetivo del proyecto y asignar tareas específicas para cada uno de los integrantes del equipo. En la **Figura 41** se muestra la metodología de optimización.

6.4.1. Conocimiento inicial del pozo

El proceso de optimización de los pozos con BNI comenzaba con la búsqueda e integración de la información, para poder tener en nuestras bases de datos, la información disponible del historial de cada uno de los pozos a optimizar.

6.4.1.1. Recabar información del pozo

El personal de PEP, específicamente del grupo de productividad de pozos, proporcionó toda la información con la que se contaba de cada pozo, a partir de ella se elaboraron los estados mecánicos, los cuales fueron necesarios para la toma de registros sísmicos de nivel (ecómetros), y en la base de datos de la COPIE se obtuvieron datos de volúmenes de producción y estatus de los pozos. De la información de PEP, se tenía la siguiente:

- Diseño del BNI
- Estado Mecánico
- Producción del Pozo
- Estatus del Pozo

Para mostrar el proceso de optimización, se presentará el caso particular de Les-1, un pozo típico del **AIATG** que presentó oportunidad de optimización y tuvo resultados positivos.

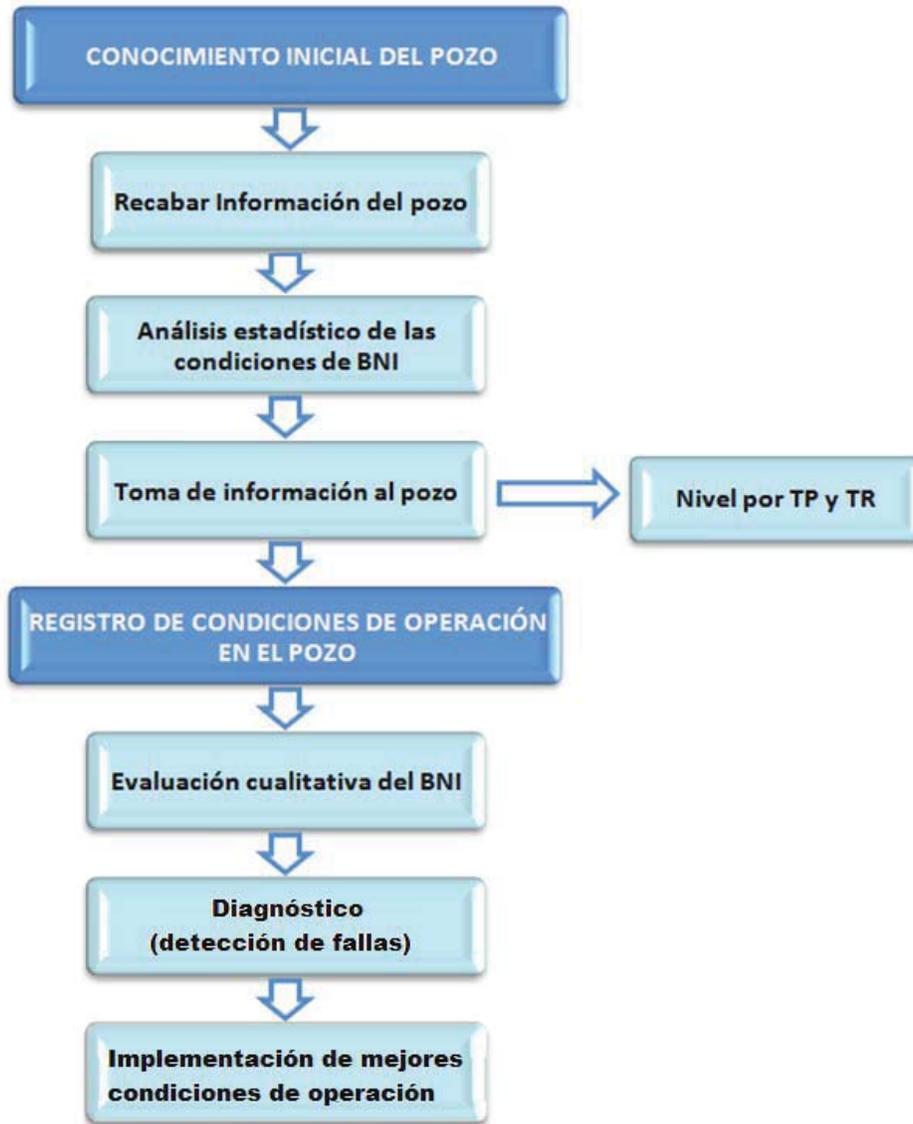


Figura 41. Metodología de optimización

REPORTE TÉCNICO

- Diseño del BNI

Las presiones superficiales de apertura y cierre obtenidas en campo y los niveles de líquido identificados por el registro sónico de nivel, se comparaban con los datos de diseño proporcionados por PEP, para identificar la válvula operante del aparato de BNI. En la **Tabla 7**, se tienen los datos de diseño del pozo Les-1.

VALV. No	PROF (M)	DIAM ORIF (PG)	Angulo	Pso (PSI)	Psc (PSI)	Pvo (PSI)	Pvc (PSI)
1	500	5/16	37°	640	580	670	610
2	905	5/16	37°	590	535	640	580
3	1280	5/16	37°	535	485	595	540
4	1582	3/8	38°	470	450	535	515

Tabla 7. Diseño del aparato de BNI del pozo Les-1

- Estado Mecánico

El estado mecánico es la información indispensable para evaluar el comportamiento de producción de un pozo. A partir de la información compartida por PEP, el grupo de trabajo generó los estados mecánicos de los pozos pertenecientes al área de trabajo. El estado mecánico del pozo Les-1 se muestra en la **Figura 42**.

- Producción y Estatus del Pozo

Para realizar una evaluación integral de cada uno de los pozos, se proporcionaron los datos de gasto de producción de aceite bruto y neto, así como el gasto de gas de inyección y producción, corte de agua, RGA, etc., que tenía cada pozo con BNI. Estos datos de producción fueron importantes, ya que a partir de ellos, el equipo de trabajo realizaba propuestas de optimización. La **Tabla 8** muestra los datos de producción y estatus del pozo Les-1.

POZO	No.	ESTADO	SISTEMA	EST.	PROD. BASE BPD			GAS PRODUCIDO		GAS DE INYECCIÓN	GAS DE INYECCIÓN	RGA
					BRUTA (BPD)	AGUA (%)	NETA (BPD)	m3/100	mmpcd	m3/100	MMPCD	M3/M3
LES	1	ABIERTO	BNI	L	27	5	26	8.4	0.0298	106.6	0.3764	204

Tabla 8. Producción y estatus del pozo Les-1

REPORTE TÉCNICO

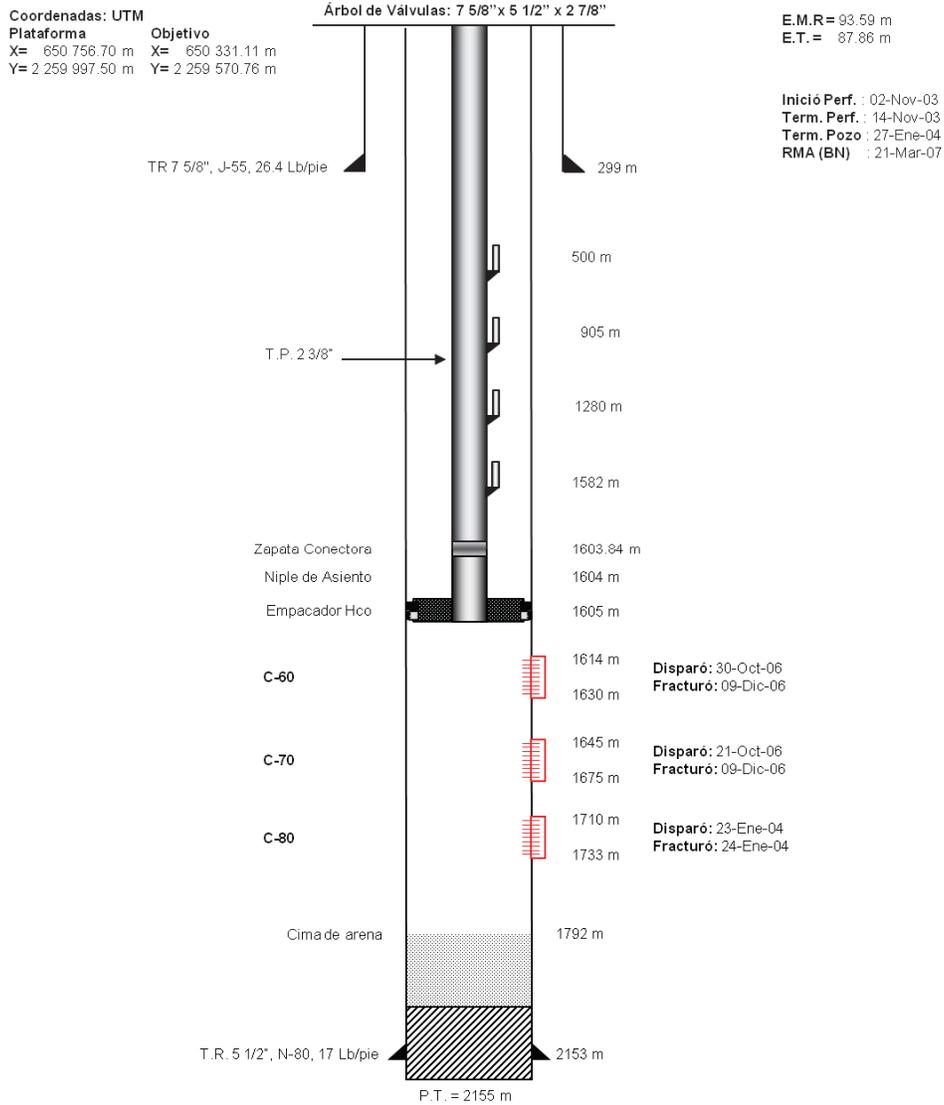


Figura 42. Estado mecánico del pozo Les-1

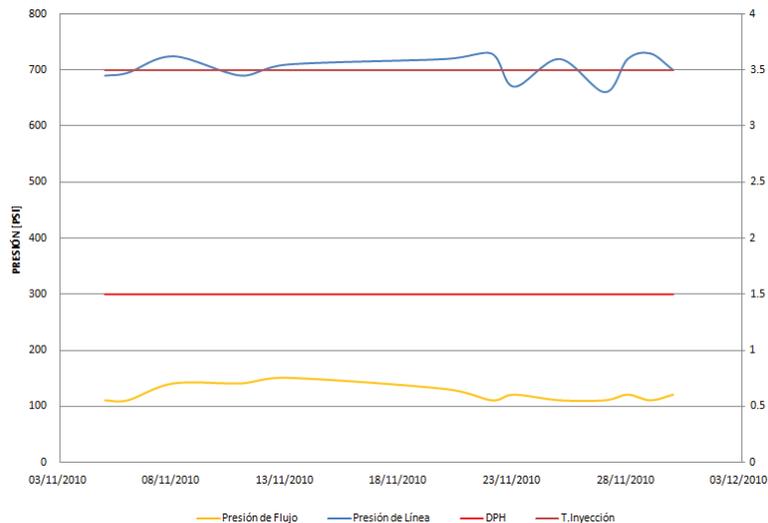
REPORTE TÉCNICO

6.4.1.2. Análisis estadístico de las condiciones de BNI

Para poder evaluar el comportamiento de los pozos, fue necesario recabar toda la información disponible que se obtuvo en campo por parte de las cuadrillas de trabajo de la compañía, desde el momento en que comenzó la supervisión de los pozos hasta el momento en que el pozo aparecía en el Programa de Operación Semanal (POS) para optimizar, dicha información se obtuvo de los reportes diarios de campo que el personal elaboraba. El reporte se llenaba con la siguiente información:

- Presión en el manifold de Inyección de Gas
- Presiones Superficiales de Apertura y Cierre de la Válvula Operante
- Contrapresión en la cabeza del pozo
- Presión de Flujo en la cabeza del pozo
- Descargas Por Hora (DPH)
- Tiempos de Inyección y Espera
- Lecturas Diferencial y Estática

En la **Gráfica 5**, se muestra el análisis estadístico de las condiciones de operación y flujo del pozo Les-1. Desde que comenzó la revisión, el pozo operaba con 1.5 Descargas Por Hora (DPH) y 3.5 minutos de tiempo de inyección, tenía una presión de flujo en superficie promedio de 110 [psi] en cada descarga. Lo siguiente que se realizó, fue evaluar si estas condiciones de operación eran las óptimas con base a la válvula operante del pozo, al nivel de líquido por encima de dicha válvula, al volumen de inyección de gas y la producción de líquido.



Gráfica 5. Análisis estadístico de las condiciones de operación y flujo del pozo Les-1

REPORTE TÉCNICO

6.4.1.3. Toma de información al pozo

En el proceso de optimización, fue necesario contar con información confiable, precisa y actualizada del comportamiento de flujo en el pozo, para ello se tomaba el registro sónico de nivel (ecómetro) a través de la TR y TP antes de la optimización. A través del registro sónico, se determinaba el nivel de fluido de terminación en el espacio anular, con el objetivo de identificar la probable válvula operante del pozo. También se tomaba el nivel en la TP para precisar la longitud de la columna de líquido que se encontraba por encima de la probable válvula operante.

A continuación se presentan los resultados de los registros sónicos de nivel tomados para el pozo Les-1 a través de la TP y TR.

Para el registro tomado en la TP, en la **Figura 43**, se observa el evidente choque de la onda de presión a la profundidad de 908 m, la cual es la profundidad del nivel de líquido en la TP

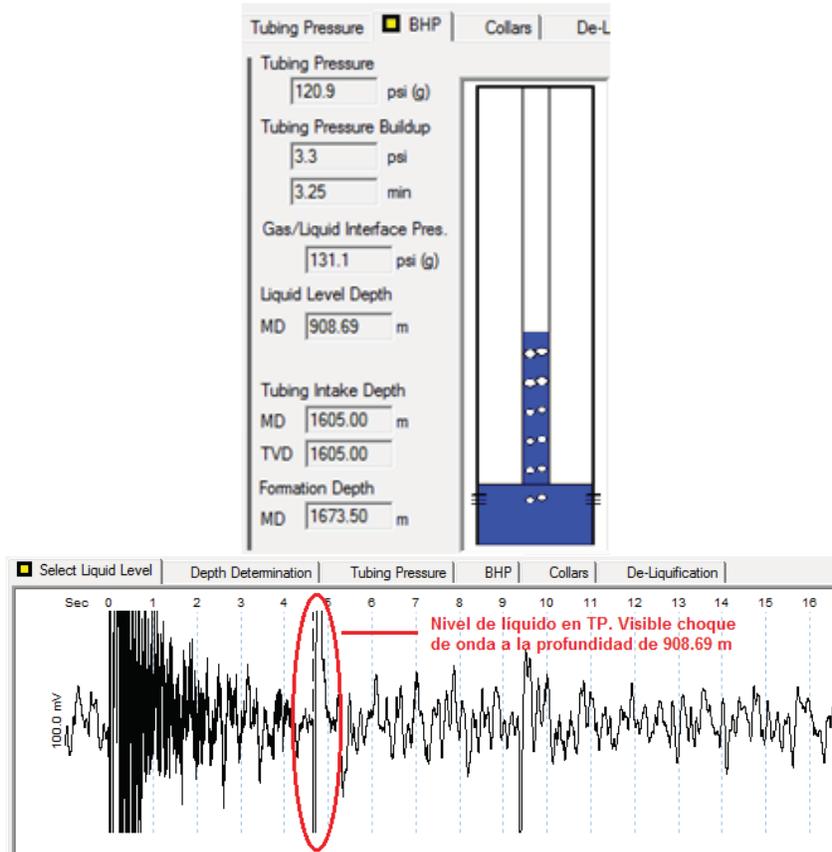


Figura 43. Registro sónico de nivel tomado a través de la TP del pozo Les-1

REPORTE TÉCNICO

A través del registro sónico de nivel a tomado a la TR, es posible obtener una aproximación de la profundidad verdadera de la colocación de las válvulas de BNI, siempre y cuando las condiciones en el interior del pozo lo permitan. Dichas condiciones son las siguientes:

- No debe existir ruido en el espacio anular, el cual es ocasionado por el proceso de inyección de gas
- Las válvulas de BNI no deben estar cubiertas por fluido de terminación, ya que el registro detectaría primero el nivel de fluido por encima de ellas

Para el registro tomado en la TR, en la **Figura 44**, se observa el evidente choque de la onda de presión a la profundidad de 1577 m, la cual es la profundidad del nivel de líquido en la TR.

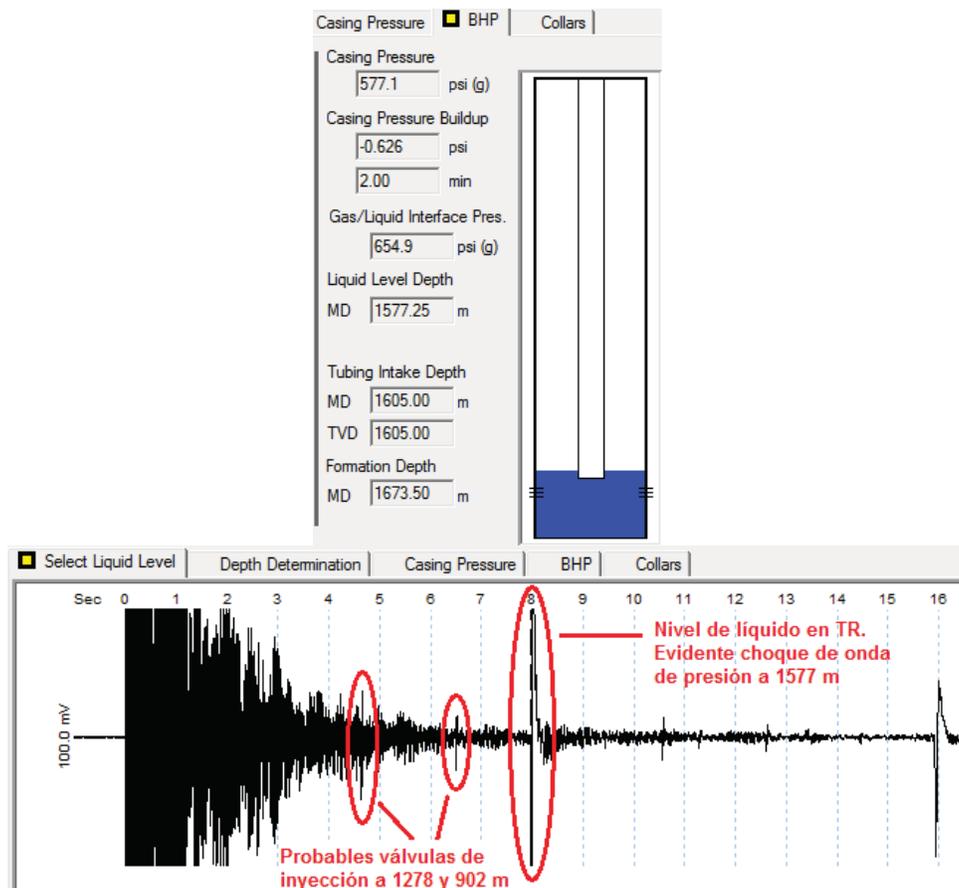


Figura 44. Registro sónico de nivel tomado a través de la TR del pozo Les-1

REPORTE TÉCNICO

A continuación se presenta la **Figura 45**, donde se muestra el estado mecánico del pozo Les-1 con los resultados de los registros sónicos de nivel tomados a través de la TP y TR.

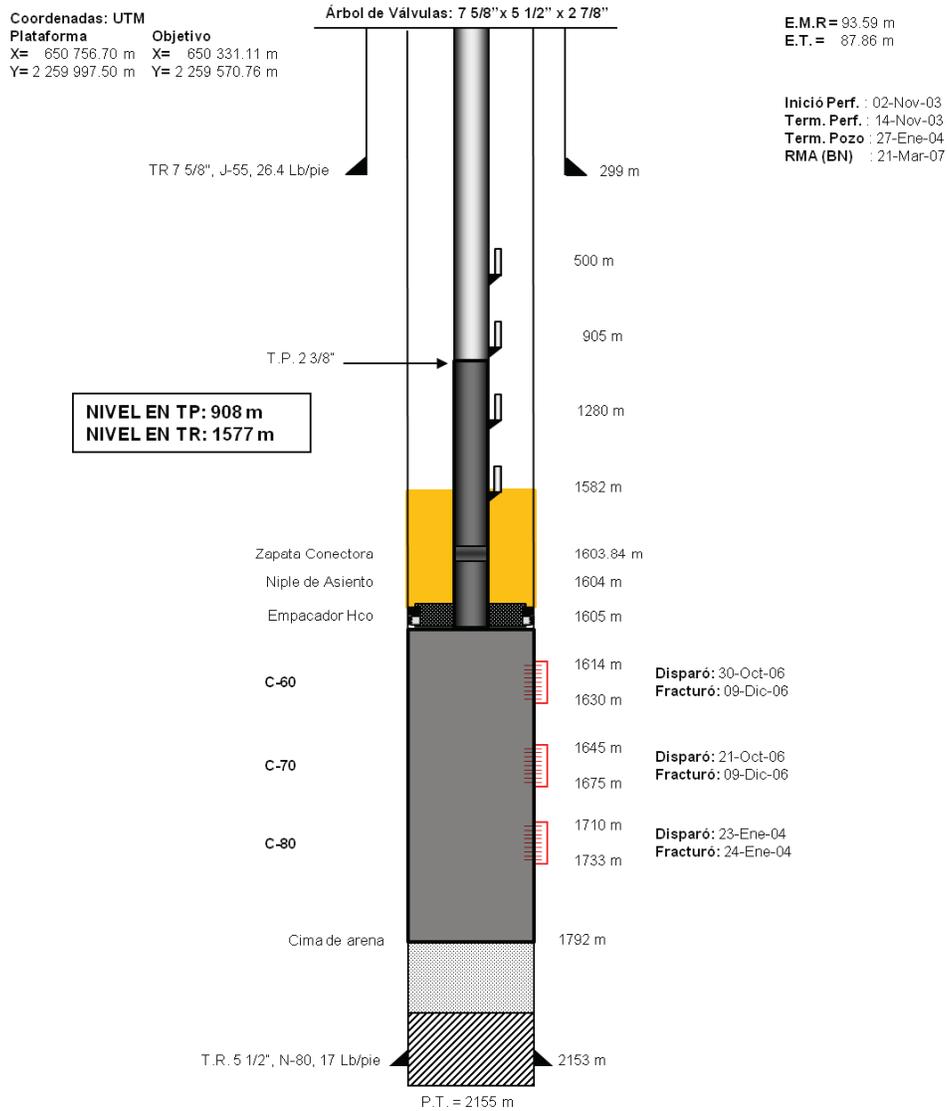


Figura 45. Estado mecánico del pozo Les-1, con niveles de líquido en TP y TR

REPORTE TÉCNICO

De acuerdo a la **Figura 45**, el nivel de líquido en el espacio anular está 5 metros por encima de la última válvula y en la TP se encuentra 3 metros por debajo de la segunda válvula a la profundidad de 905 m, por lo que se concluyó que la tercera válvula a 1280 metros es la probable válvula operante con una longitud de bache de líquido por encima de ella de 375 metros, la cual corresponde al espaciamiento entre la segunda y tercera válvula. En base al nivel de líquido en TR, se concluye que la última válvula está próxima a operar, ya que la válvula está por descubrirse del nivel de líquido, por lo que se decidió tomar acción en campo para inducir a la válvula a operar mediante técnicas de acción campo.

Para corroborar la válvula operante, se compararán las operaciones tomadas diariamente en el pozo (Pso y Psc) con el diseño de BNI.

6.4.2. Registro de condiciones de operación en el pozo

Una vez que se contaba con toda la información de diseño, datos de producción, registros sínicos de nivel, etc., acerca de los pozos, el siguiente paso consistía en recabar sus condiciones de operación y flujo en sitio. Es aquí en donde el personal técnico de campo realizaba su trabajo, verificando aporte de producción en superficie, identificando bajas o nulas presiones de flujo de baches en superficie, exceso de volumen y tiempo de gas de inyección a los pozos, fallas en los aparejos de BNI, etc., con el objetivo de proponer acciones de solución en campo sustentadas mediante la ingeniería, para poder optimizar el comportamiento de producción de los pozos con bombeo neumático intermitente.

6.4.2.1. Evaluación cualitativa del BNI

Con la información generada diariamente en campo y con el registro sínico de nivel, se evaluaba si existía posibilidad de mejorar las condiciones de flujo, identificando mediante la ingeniería, los parámetros operacionales que se tenían que modificar (T.Inyección, volumen de gas, T. Espera, descargas por hora, etc) o de ser necesario proponer intervenciones a pozos (Inducción mecánica, inducción con N₂, equipo de reparación, etc.), para obtener como consecuencia un incremento de producción.

La evaluación cualitativa de un pozo con BNI se llevaba a cabo realizando las siguientes actividades:

- Verificando existencia de condensados en las líneas de inyección de gas
- Registrando las variaciones de presión de la red de BNI
- Identificando las condiciones de la instrumentación de los manifolds de inyección
- Clasificando pozos con exceso de gas, poco o nulo aporte de producción, alta presión del bache en superficie, con rápida recuperación de nivel de líquido en el fondo, etc.
- Identificando las propiedades de los fluidos producidos: fluido pesado, ligero, viscoso, emulsionado, con alto % de agua, etc.

REPORTE TÉCNICO

- Verificando existencia de condensados en las líneas de inyección de gas

La presencia de condensados en las líneas de inyección de gas son una causa por la cual los instrumentos de medición y operación superficiales fallan. Las siguientes son las fallas más frecuentes que se presentan comúnmente por la presencia de condensados:

- Atascamiento del asiento de la válvula motora
- Desgaste de los empaques y partes que integran el fitting
- Atascamiento de vástagos y asientos de válvulas checks
- Descalibramiento del Aparato Registrador de Flujo (ARF)
- Taponamiento de líneas de inyección de gas.
- Avería de interruptores

La causa por la que existe exceso de condensados en las líneas de inyección se debe al circuito cerrado de BNI, ya que el gas que se produce de los pozos es separado, calentado y elevado de presión por los compresores en las baterías e incorporado a la red de BNI sin realizarle ningún tratamiento para eliminar dichos condensados.

- Registrando las variaciones de presión de la red de BNI

Ésta presión es el sustento del diseño del BNI, es la presión de operación disponible en superficie para el accionamiento de las válvulas de inyección de gas, las cuales están calibradas en base a la presión de la red de BNI. Debido a lo anterior, variaciones en la presión del anillo de BNI afectan significativamente la correcta operación de las válvulas de inyección de cada pozo, ya que existe la posibilidad de que las válvulas operantes no abran y existan operaciones de válvulas que no deberían estar operando.

En la **Figura 46** se muestra la red de BNI de los campos Tajín-Coapechaca. La red conduce el gas de inyección a través de una tubería de 12 [pg] de diámetro, la cual es alimentada desde la batería Tajín-IV para suministrar gas de inyección a 25 macroperas con un promedio de 10 pozos en cada una de ellas. La presión en la red de BNI es de 700 a 730 lb/pg², dependiendo del número de compresores que trabajan y de las limpiezas de gasoductos (corridas de diablo) que se realizan, ya que cuando éstas operaciones se llevan a cabo, la presión llega a disminuir hasta 620 lb/pg² en las macroperas más alejadas de la red.

En la **Figura 47** se muestra la red de BNI del campo Agua Fría. La red conduce el gas de inyección a través de una tubería de 6 [pg] de diámetro, la cual es alimentada desde la batería Antares 1 para suministrar gas de inyección a 13 macroperas con un promedio de 7 pozos en cada una de ellas. La presión en la red de BNI es de 700 lb/pg² en promedio, a excepción de la macropera Agua Fría 841, la cual tiene un compresor a boca de pozos, que succiona el gas de la red y lo comprime a 850 lb/pg². Éste mismo compresor alimenta 2 macroperas más y comprime el gas a una presión de 800 lb/pg².

REPORTE TÉCNICO

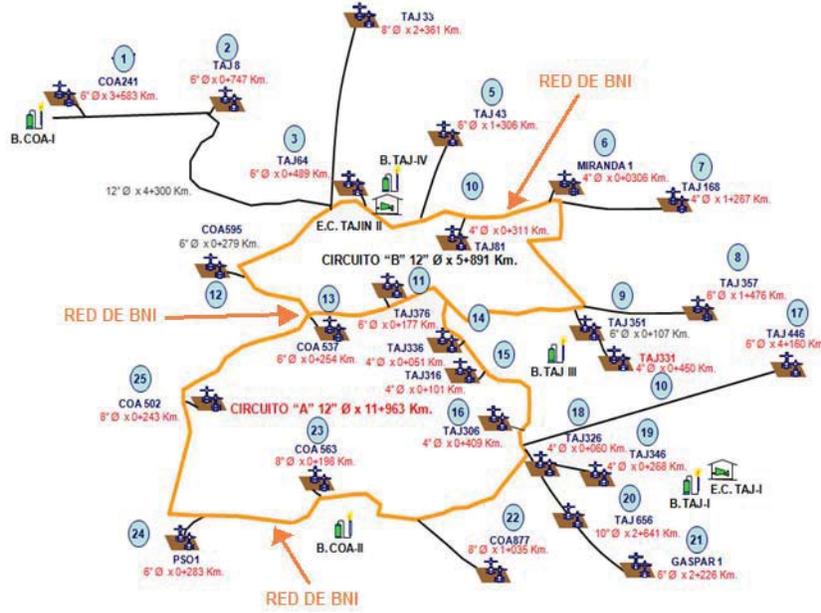


Figura 46. Red de BNI de los campos Tajín-Coapechaca

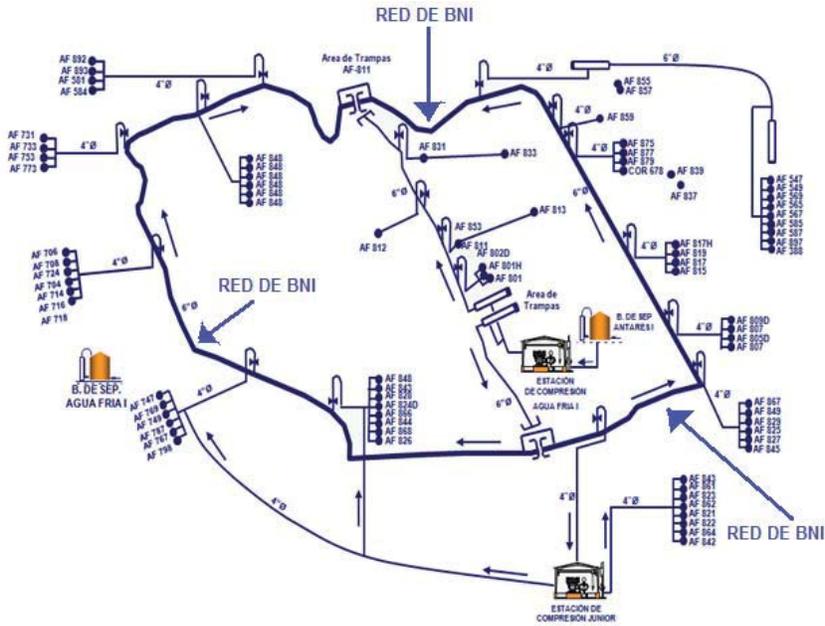


Figura 47. Red de BNI del campo Agua Fría

REPORTE TÉCNICO

- Identificando las condiciones de la instrumentación de los manifolds de inyección

En la mayoría de las macroperas del área de trabajo, se tenía falta de instrumentación de los manifolds de inyección, además de que éstos no recibían mantenimiento, lo cual es causa de diferentes fallas en cada uno de los elementos que lo integran.

La falta de instrumentación es debida principalmente a uno de los problemas más grandes a los que se enfrentan todos los activos en el país: el vandalismo, ya que durante el tiempo que del proyecto existieron casos de robo en diferentes macroperas, donde el aparato registrador de flujo era la principal instrumentación robada y esto evitaba la toma de datos y evaluación del comportamiento mediante las gráficas en las que se detectan las anomalías del BNI.

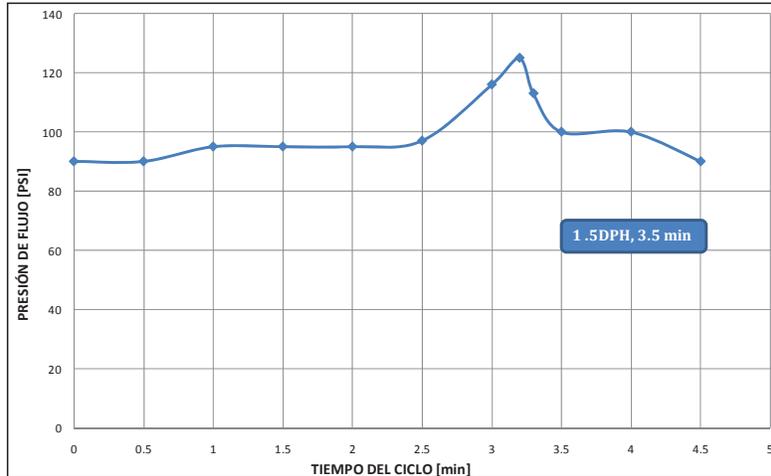
Otra instrumentación que falla comúnmente es el controlador de ciclos y la válvula motora, lo cual se debe a que el exceso de condensado presente en las líneas de inyección avería y obstruye las partes mecánicas de dicha instrumentación y esto obliga a que los pozos sean operados con gas directo regulado, calzando el vástago de la válvula motora para evitar que cierre, sin embargo no todos los pozos podían ser operados con gas directo regulado debido a la alta densidad y viscosidad del líquido, por lo que hubieron casos de represionamiento de pozos por falta de inyección de gas.

- Clasificando pozos con exceso de gas, poco o nulo aporte de producción, alta presión del bache en superficie, con rápida recuperación de nivel de líquido en el fondo, etc.

La manera directa de cuantificar la capacidad de aporte de un pozo con BNI fue conectando un manómetro en la válvula de $\frac{1}{2}$ [pg] de la rama lateral TP del árbol de válvulas y con cronómetro en mano, se obtenían lecturas de presión en cada descarga del pozo, lo cual nos hacía calificar como pozo con alta, baja o nula presión de bache en superficie, durante un tiempo determinado de producción. La presión de flujo depende del volumen de bache que se produce, la velocidad con la que llega a superficie y la profundidad de la válvula operante.

En la **Gráfica 6** se muestra el comportamiento de flujo del pozo Les-1 durante una descarga. Se observa que el pozo tenía una contrapresión de 90 lb/pg² y se mantiene en esa presión hasta los 2.5 minutos, que es el tiempo cuando llega el bache a la superficie y empieza a aumentar la presión hasta llegar a una máxima de 125 lb/pg². Después de que el pozo aportó producción durante un minuto, la presión comenzó a declinar y comenzó a producir gas por otro minuto más, el cual ejerció una presión de 100 lb/pg². El pozo operaba con 3.5 minutos de tiempo de inyección y 1.5 descargas por hora, lo que significa que operaba con un tiempo de espera de 36.5 minutos.

REPORTE TÉCNICO



Gráfica 6. Comportamiento de flujo en una descarga del pozo Les-1

El pozo Les-1 se califica como uno con bajo aporte de producción en superficie comparado con otros pozos. La máxima presión de flujo que el equipo de producción midió fue de 350 lb/pg2 y existía un promedio de presión de flujo de 150 lb/pg2 en todos los pozos que se revisaron, sin embargo existían algunos que tenían baja presión de flujo pero aportaban por un lapso de tiempo de 2 a 2.5 min y por el contrario pozos con presión de flujo alta pero aportaban por cuestión de segundos.

6.4.2.2. Diagnóstico (Detección de Fallas)

A través de la experiencia adquirida durante el tiempo en el que forme parte del equipo de trabajo, soy capaz de diagnosticar en campo el comportamiento de producción del BNI, operar cada uno de los elementos del equipo superficial, detectar las fallas que se presentan en el aparejo, así como también la manera de resolver cada una, según sea la falla.

Las fallas más comunes que se presentan en los aparejos de pozos con BNI en el AIATG son las siguientes:

- Pozo represionado
- Válvula operante calzada
- Pozo con Aparejo de Bombeo Neumático descalibrado
- Comunicación TR con TP
- Línea de descarga y/o TP obstruida

REPORTE TÉCNICO

- Pozo represionado

Cuando un pozo se encuentra represionado, la presión que ejerce la columna de líquidos en la TP a la profundidad de la válvula operante es mayor a la presión que proporciona el gas de inyección a la misma profundidad, lo que origina que el gas de inyección no pueda elevar la columna de líquido, es decir que el pozo no sea capaz de producir y la presión que se queda atrapada entre la válvula operante y la válvula motora en superficies es igual a la presión de la red de BNI.

Las causas del represionamiento de pozos son las siguientes:

- Alto porcentaje de agua
- Alta densidad del líquido
- Acumulación de parafinas y asfaltenos
- Mal funcionamiento del interruptor
- Válvula de TP lado descarga cerrada
- Baja presión en la red de BNI
- Alta contrapresión en la línea de descarga

La manera de detectarlo es midiendo la presión en la purga del Aparato Registrador de Flujo y si ésta es la misma que la presión de la red de BNI, el pozo se encuentra represionado.

Para resolver esta falla, se tiene que realizar una inducción tan pronto como sea posible para evitar que la columna de líquido en la TP siga creciendo y sea más difícil poner en operación el pozo. En el aspecto económico, llevar a cabo una inducción mecánica conocida comúnmente como swabeo en primer lugar es lo mejor, si después de realizarla ésta no tiene resultado alguno, la inducción con nitrógeno se tiene que realizar.

- Válvula operante calzada

Cuando un pozo se encuentra circulando el gas de inyección, se debe a que la válvula operante no presenta cierre o existe comunicación entre TP y TR, puede ser por rotura o algún pase a través de los coples de la TP. Si el gas de inyección no ha llegado a reducir la columna de líquido por encima de la válvula operante, el pozo aportará poca producción en superficie, en caso contrario el gas que se inyecta al pozo se producirá en superficie sin levantar líquidos, de ahí el término "Pozo circulado", ya que el gas de inyección entra al pozo y sale sin carga, dando lugar a una circulación de gas.

REPORTE TÉCNICO

Las causas de una válvula operante calzada son las siguientes:

- Descalibramiento de válvula
- Obstrucción de la válvula por partículas de sulfuros, sólidos de la formación y/o impurezas del gas de inyección

La manera de detectarlo es midiendo la presión en la purga del Aparato Registrador de Flujo, el pozo se encontrará con baja presión en el espacio anular. Para descartar posible rotura de TP o cualquier otra causa, el pozo se tiene que trabajar a través del by-pass.

Para resolver esta falla, es necesario que el pozo cuente con by-pass para poder comunicar la presión entre la TP y TR. La **Figura 28** muestra la conexión by-pass en el árbol de válvulas. El procedimiento consiste en inyectar gas en TP y TR a través del by-pass hasta igualar las presiones, una vez logrado lo anterior, se procede a cerrar la válvula maestra del árbol y se depresiona bruscamente el espacio anular con la intención de que la válvula en el fondo reaccione y actúe mediante la alta diferencial de presión que se crea a través de la válvula, forzándola a cerrar y liberar la obstrucción que impide el cierre.

- Pozo con Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente Descalibrado

Cuando el Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente de un pozo se encuentra descalibrado, la presión de apertura y/o cierre de la válvula operante ya no son las mismas a las que se bajó el aparejo y por lo tanto se han modificado dichas presiones. Como consecuencia del descalibramiento, no se encuentra operando la válvula deseada y/o operan más de una válvula al mismo tiempo.

La manera de detectarlo es observando el comportamiento gráfico de la lectura estática en la gráfica del Aparato Registrador de Flujo. El descalibramiento es evidente al presentar diferentes presiones de apertura y cierre en los diferentes ciclos de inyección.

Para resolver esta falla, es necesario intervenir con equipo de Reparación y Terminación de Pozos.

- Comunicación TR con TP

Cuando existe comunicación entre la TP y la TR, la presión en el espacio anular continúa disminuyendo sin lograr mantenerse después de que la válvula operante cierra. El tamaño de la comunicación es inversamente proporcional al tiempo de la caída de presión, mientras mayor sea la fuga, menor será el tiempo que tardará en caer la presión.

Para definir si ésta comunicación se encuentra en la parte superior o inferior de la TP, se debe suspender la inyección de gas al pozo, si la presión en el espacio anular declina hasta un valor cercano al de la contrapresión, se tiene la comunicación en la parte superior de la

REPORTE TÉCNICO

TP, en cambio si la presión declina a un valor superior al de la contrapresión, la comunicación está en la parte inferior de la TP.

No existe la posibilidad de seguir operando con esta falla, la manera de resolverla es interviniendo con equipo de Reparación y Terminación de Pozos.

- Línea de descarga y/o TP obstruida

Cuando la línea de descarga y/o la TP se encuentran obstruidas, la presión en el espacio anular baja lentamente después de que la válvula operante abrió, la producción del pozo disminuye y la lectura estática después de llegar a la cúspide tiene su caída en un tiempo prolongado.

Las causas de la obstrucción de pozos son las siguientes:

- Parafinas y asfaltenos
- Pozo con gran columna de líquido de alta densidad
- Desprendimiento o caída de la charnela en el check de llegada a batería
- Pozo con válvula de TP lateral y/o maestra cerrada

6.4.2.2.1. Interpretación de gráficas de BNI

La interpretación de las gráficas de pozos con BNI es muy importante para diagnosticar el comportamiento de los Aparejos de Bombeo Neumático Intermitente. Si se tiene la capacidad de interpretar una gráfica de BNI, se conocerá inmediatamente cual es la falla del aparejo sin tener que estar en el pozo.

A través de la interpretación de gráficas se puede detectar lo siguiente:

- Descalibración de Válvula operante
- Comunicación entre TP y TR
- Pozo represionado
- Pozo circulado por pase a través de la válvula operante
- Exceso o falta de volumen de gas de inyección, etc.

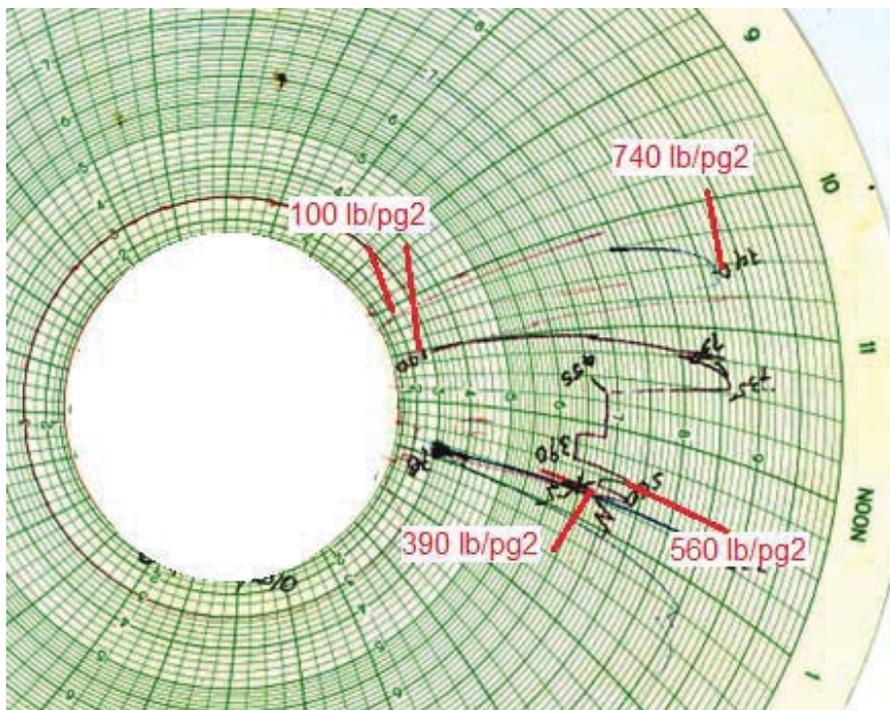
La interpretación de gráficas se realiza a partir de dos lecturas diferentes:

- Lectura Estática: Es la lectura de la presión que permanece en el espacio anular del pozo, desde la válvula operante en el subsuelo, hasta la válvula motora en superficie. Generalmente se identifica por ser de color azul y por localizarse en la parte superior de la gráfica.
- Lectura Diferencial: Es la diferencia de presiones que se crea antes y después de la placa con orificio (fitting). Generalmente se identifica por ser de color rojo y por localizarse en la parte inferior de la gráfica.

REPORTE TÉCNICO

A continuación se presentan gráficas en las que se observan fallas comunes en los Aparejos de Bombeo Neumático Intermitente:

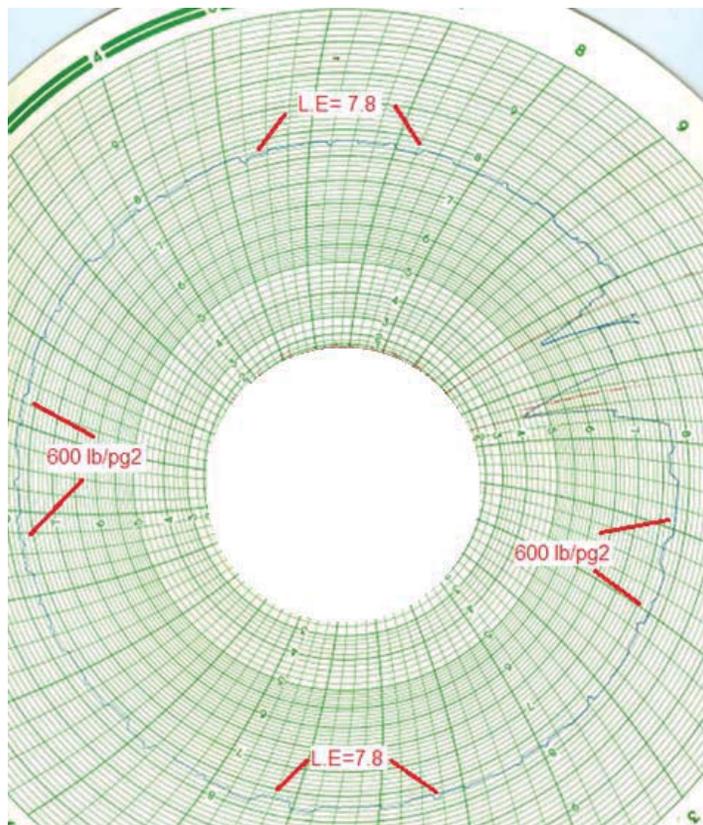
La **Gráfica 7** muestra un pozo con válvula operante calzada. Cuando se conecto un manómetro en la TR, se encontró espacio anular con 100 lb/pg². Para solucionar dicha falla, se trabajó pozo a través del by-pass del árbol de válvulas. En la gráfica se observa cómo se lleno el espacio anular hasta 740 lb/pg², la cual es la presión de la red de BNI, después se vació hasta 100 lb/pg² con la intención de generar una diferencial de presión alta a través de la válvula operante para forzarla a cerrar. Posteriormente se inyectó gas y represiónó hasta 735 lb/pg² y al dejar de inyectar, se presentó un primer cierre a 455 lb/pg² y un segundo cierre a 390 lb/pg², para finalmente dejar operando el Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente en una válvula con operaciones de 560 lb/pg² de apertura y 455 lb/pg² de cierre.



Gráfica 7. Pozo con válvula operante calzada

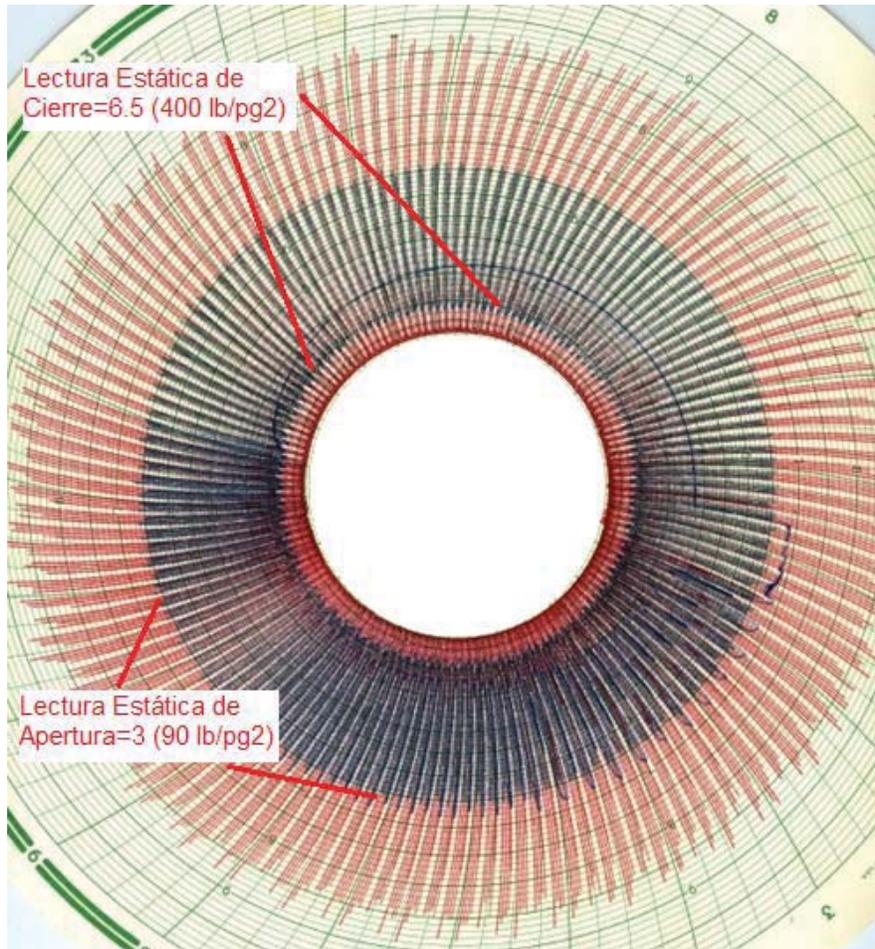
REPORTE TÉCNICO

En la **Gráfica 8** se muestra un pozo represionado, en ella se observa como la lectura estática se mantiene constante en 7.8 durante el recorrido de la gráfica de 24 hrs. Al convertir la lectura estática de 7.8 a presión, se tienen 600 lb/pg² en el espacio anular, la cual es la misma presión existente en la red de BNI del Campo Agua Fría.



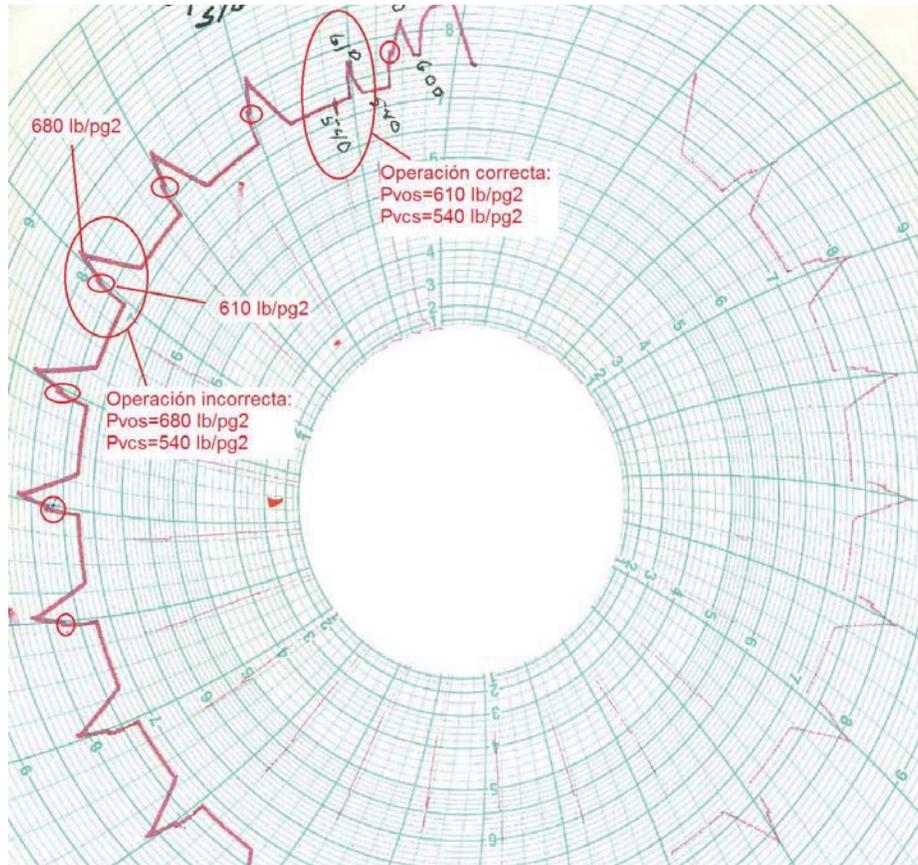
Gráfica 8. Pozo represionado

En la **Gráfica 9** se muestra un pozo con Aparejo de BNI descalibrado, en ella se observa que la lectura diferencial rebasa la lectura estática, dicho comportamiento no es común y es un reflejo del alto volumen de gas de inyección, junto con la alta amplitud que presenta la válvula operante al cerrar a un lectura estática de 3 y abrir a 6.5 que convertidas a presión equivalen a 90 lb/pg² de cierre y 400 lb/pg² de apertura. Por lo que se concluye que la válvula operante está descalibrada, permitiendo la entrada de un gran volumen de gas del espacio anular hacia la TP.



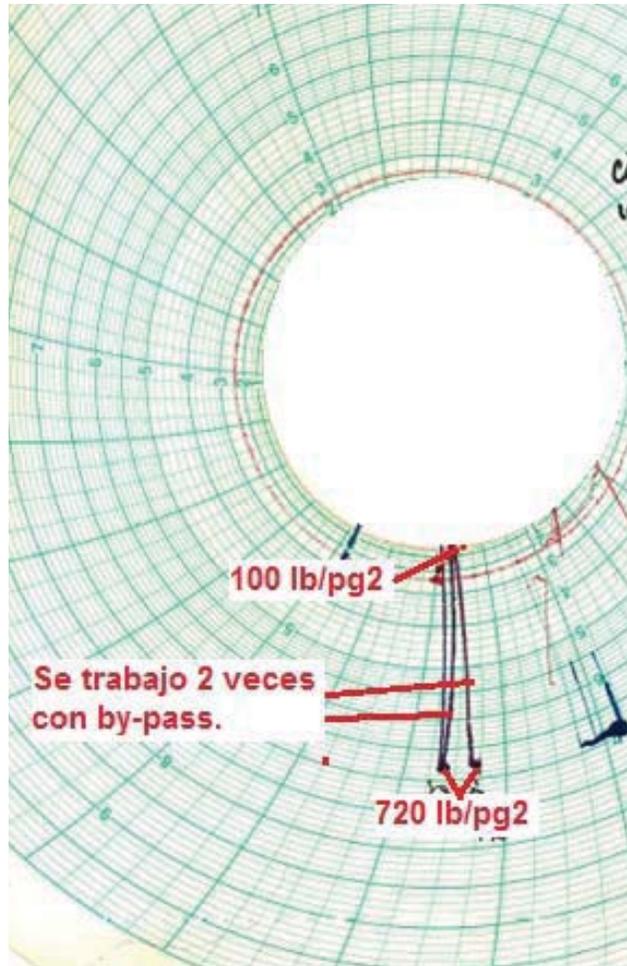
Gráfica 9. Pozo con aparejo de BNI descalibrado

La **Gráfica 10** muestra el comportamiento de un pozo con exceso de tiempo de gas de inyección, en ella se observa como a la presión de 610 lb/pg² se presenta la apertura de la válvula operante, sin embargo al continuar inyectando gas al pozo, la presión se eleva hasta 680 lb/pg² haciendo parecer la apertura de una sola válvula con operaciones de 540 lb/pg² de cierre y 680 lb/pg² de apertura.



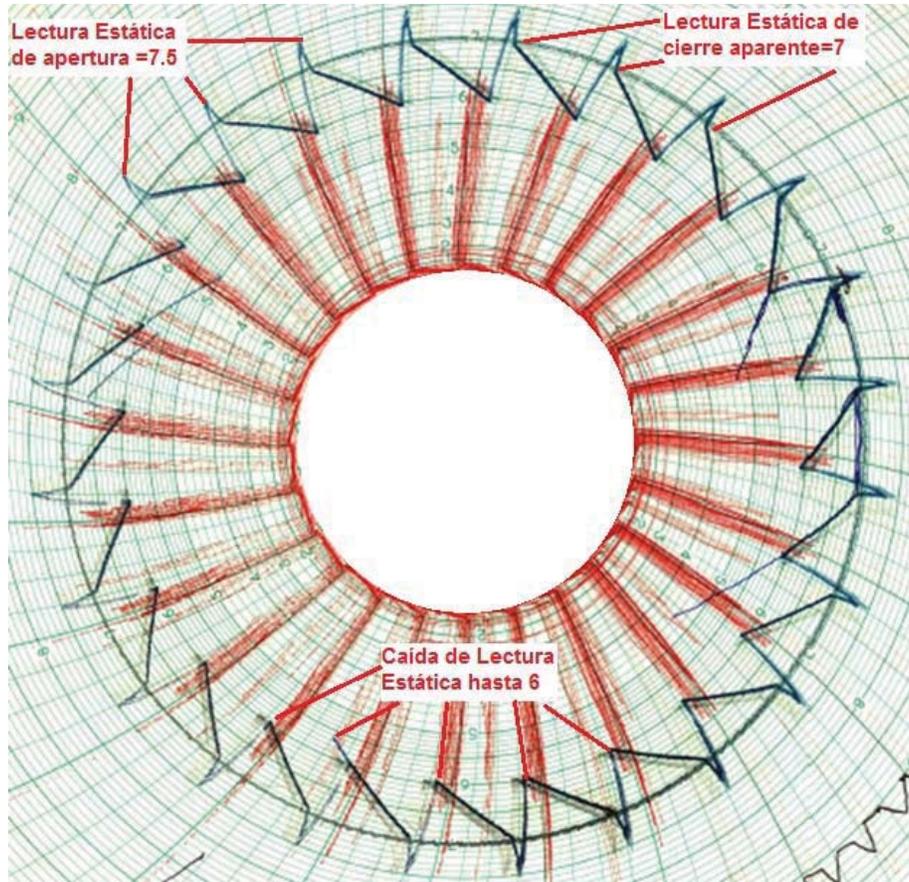
Gráfica 10. Pozo con exceso de tiempo de gas de inyección

La **Gráfica 11** muestra un pozo con comunicación entre TP y TR, se observa cómo se represionó el espacio anular hasta la presión disponible de gas de inyección de 720 lb/pg², ya que se encontró a 100 lb/pg². Se trabajó pozo a través del by-pass del árbol de válvulas pensando en que podría ser una válvula operante calzada, sin embargo la presión se vuelve a caer hasta 100 lb/pg² después de trabajar el pozo dos veces, por lo que se concluye que se tiene una probable falla a través de la bola colgadora, rotura superficial en TP o en algún cople, debido a que el Aparejo de BNI no presenta cierre de válvula.



Gráfica 11. Pozo con comunicación entre TP y TR

La **Gráfica 12** muestra un pozo con pase de gas a través de la válvula operante después de que ésta cierra, la falla es evidente se observa cómo se presenta la apertura de la válvula cuando llega a una lectura diferencial de 7.5, después de que se deja de inyectar gas al pozo, la presión disminuye normalmente hasta la lectura de 7, sin embargo al pasar el tiempo de espera la presión de cierre de la válvula no se mantiene constante y continua disminuyendo hasta la lectura de 6. De no existir de nuevo un ciclo de inyección, la presión existente en el espacio anular continuaría disminuyendo hasta el valor de presión existente en TP a la profundidad de la válvula operante.



Gráfica 12. Pozo con pase de gas a través de la válvula operante

6.4.2.3. Implementación de mejores condiciones de operación

Una vez que se hacía la evaluación del comportamiento del pozo a determinadas condiciones de operación y se diagnosticaba el Aparejo de BNI a través de la información generada para cada pozo, se realizaban pruebas a diferentes condiciones de operación que el ingeniero a cargo de la optimización proponía. Con base al criterio y la experiencia del ingeniero a cargo, se realizaban cambios en las siguientes variables de operación:

- Tiempo de inyección
- Tiempo de espera
- Descargas por hora
- Volumen de gas de inyección

REPORTE TÉCNICO

Como ya ha sido mencionado anteriormente, optimizar un pozo con Aparejo de BNI significa operar en determinadas condiciones tales que se tenga el mínimo consumo de gas y obtenga la máxima recuperación de líquido. Para cumplir esto es necesario que la válvula más profunda del Aparejo sea la válvula operante. Del total de pozos en los que se trabajó, el 46 % se encuentra operando en la válvula más profunda que se encuentra a una profundidad promedio de 1580 m.

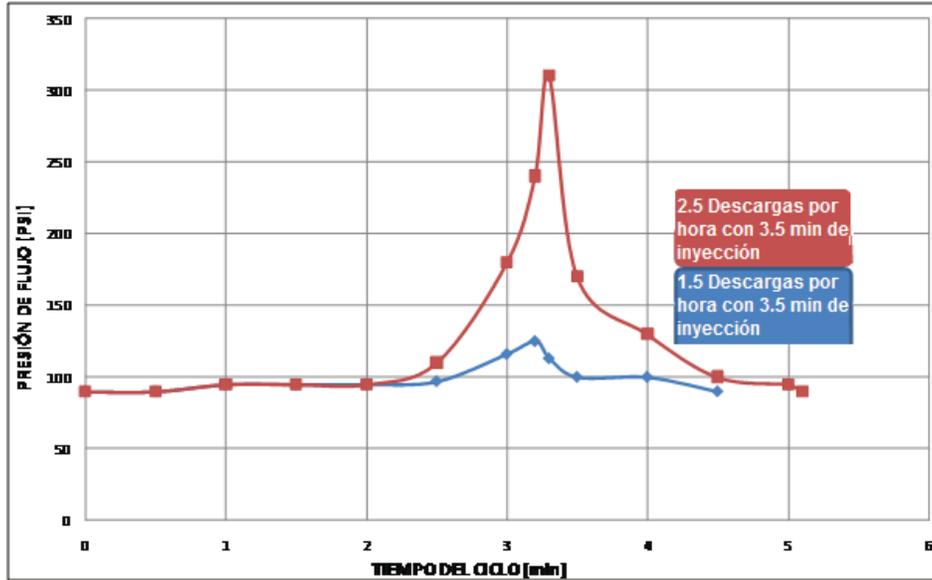
Debido a lo mencionado anteriormente, el primer paso para determinar la mejor condición de operación era identificar si el pozo estaba operando a través de la válvula más profunda, en caso contrario se realizaban técnicas de campo con el objetivo de lograr operar dicha válvula. La manera en la que se intentaba operar la válvula más profunda era dar al pozo mayor número de descargas por hora para abatir el nivel de líquido en el espacio anular y alcanzar a operar la válvula.

Hubo pozos a los que se les identificó exceso de tiempo de gas de inyección, ya que cuando el pozo dejaba de aportar carga en superficie, a éste aún se le continuaba inyectando gas, es decir al pozo se le inyectaba mayor volumen de gas del que requería para levantar el bache de líquido, provocando un mayor colgamiento de líquido y resbalmiento, ya que el gas solo se canalizaba por el aceite, y como consecuencia se creaba una mayor contrapresión dentro del pozo.

Con respecto al caso particular que se presenta en este reporte, el pozo Les-1 se trabajó continuamente para intentar operar la válvula inferior a 1582 [m], ya que se identificó operaba en la válvula a la profundidad de 1280 m. En la **Gráfica 13** del comportamiento de flujo por descarga para el pozo Les-1, se muestra el cambio que se presentó después de incrementar el número de descargas por hora para intentar abatir el nivel de líquido e inducir una caída de presión en el espacio anular.

En la **Gráfica 13** se puede observar como antes de trabajar el pozo para intentar operar la válvula inferior inmediata, la máxima presión de flujo en superficie era de 125 lb/pg², después de trabajar el pozo se obtuvo una presión de flujo de 310 lb/pg². El cambio fue muy notorio, y debido al incremento de presión en superficie se decidió cambiar de 1.5 a 2.5 descargas por hora con el mismo tiempo de inyección y aún así el pozo continuaba presentando la misma presión de flujo en cada descarga.

7. RESULTADOS⁴

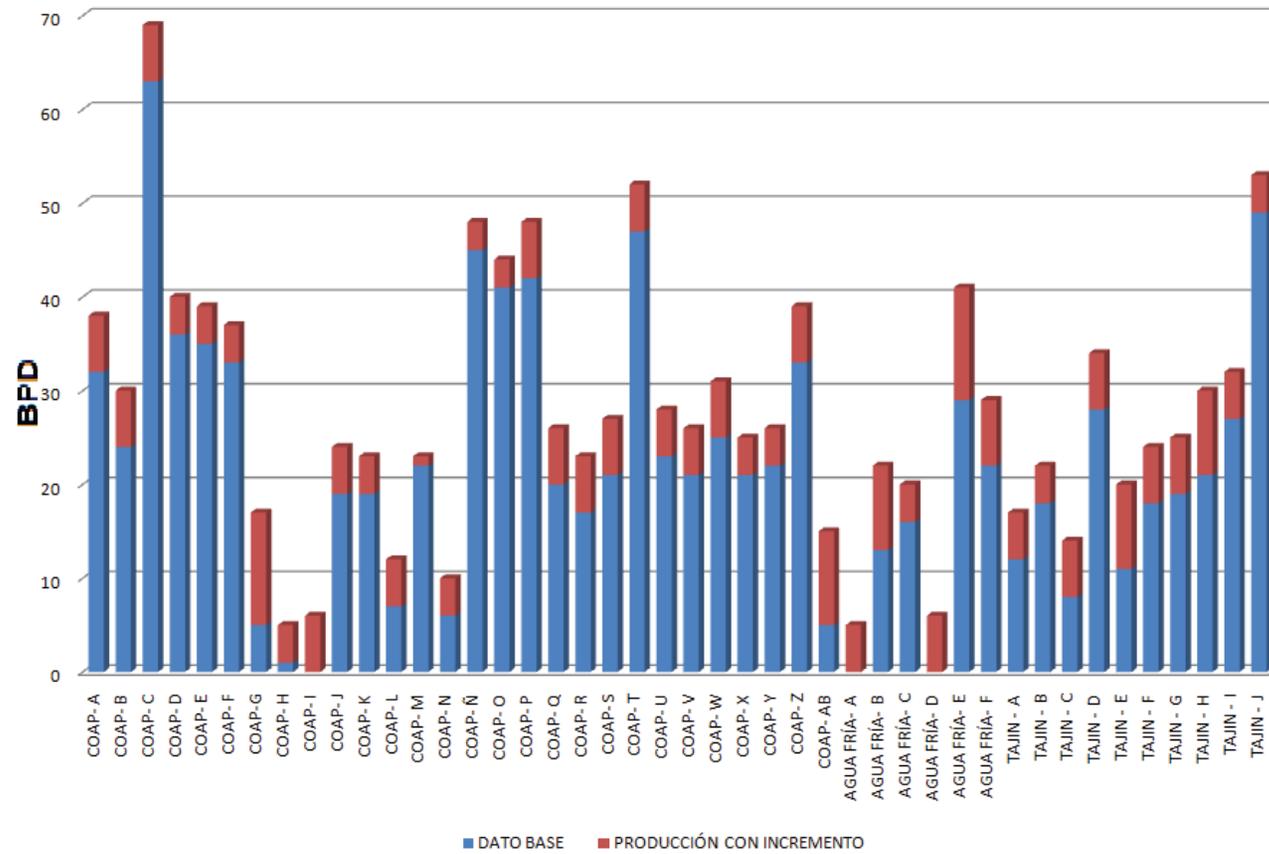


Gráfica 13. Comportamiento de flujo por descarga antes y después de la optimización del pozo Les-1

Los resultados del incremento de producción por el trabajo de revisión y optimización de pozos con BNI se dieron a conocer por parte de personal de la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación. Por la tarde después de que se realizaba el trabajo en campo, me dirigía con los ingenieros de PEP encargados de los pozos del área de trabajo, para conocer el incremento de producción medido en batería por la optimización de los pozos. La **Gráfica 14** muestra el incremento de producción bruta por pozo medido por PEP, se observa que se tuvieron **44 pozos** con incremento de producción, con un promedio de **6 bpd/pozo**, que en total es un incremento de **264 BPD**. En la **Tabla 9** se muestra a detalle el incremento de producción por pozo y por Campo.

Para el caso del pozo Les-1, en la **Gráfica 15** se muestra el seguimiento del comportamiento de flujo antes y después de la optimización del pozo. Se observa que después de lograr operar la válvula inmediata inferior, la presión de flujo se elevó hasta 310 lb/pg² y se mantuvo con tendencia a incrementar.

INCREMENTO DE PRODUCCIÓN BRUTA MEDIDO POR PEP



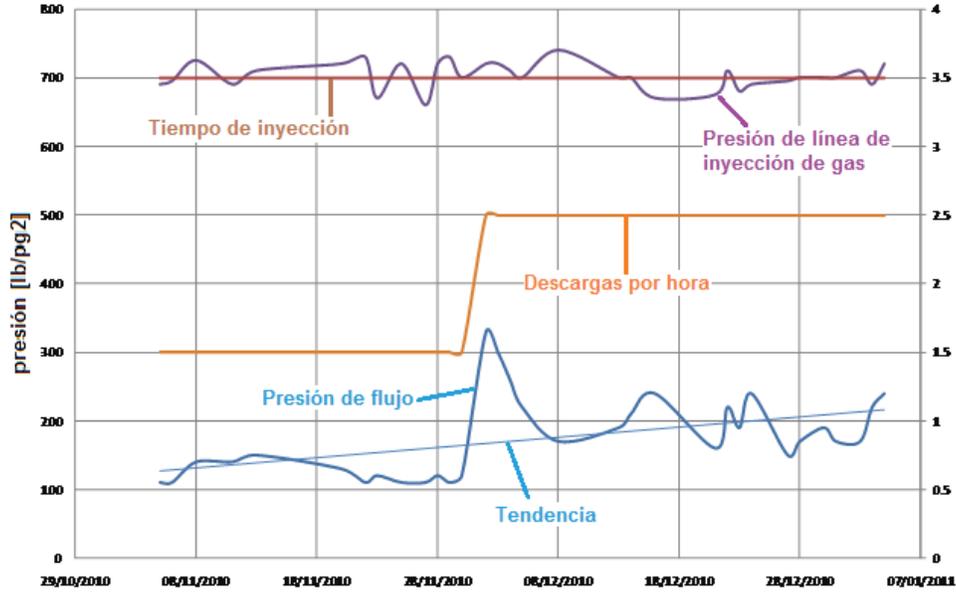
Gráfica 14. Incremento de producción bruta por pozo, medido por PEP

REPORTE TÉCNICO

FECHA DE OPTIMIZACIÓN	POZO	INCREMENTO Obto [BPD]	Qbto ACTUAL [BPD]
05/11/2010	COAP- A	6	38
06/11/2010	COAP- B	6	30
06/11/2010	COAP- C	6	69
07/11/2010	COAP- D	4	40
08/11/2010	COAP- E	4	39
08/11/2010	COAP- F	4	37
22/10/2010	COAP- G	12	17
14/11/2010	COAP- H	4	5
20/11/2010	COAP- I	6	6
18/12/2010	COAP- J	5	24
21/12/2010	COAP- K	4	23
21/12/2010	COAP- L	5	12
21/12/2010	COAP- M	1	23
21/12/2010	COAP- N	4	10
24/10/2010	COAP- Ñ	3	48
24/10/2010	COAP- O	3	44
05/11/2010	COAP- P	6	48
05/11/2010	COAP- Q	6	26
29/11/2010	COAP- R	6	23
04/12/2010	COAP- S	6	27
04/12/2010	COAP- T	5	52
05/12/2010	COAP- U	5	28
30/12/2010	COAP- V	5	26
31/12/2010	COAP- W	6	31
01/01/2011	COAP- X	4	25
02/01/2011	COAP- Y	4	26
25/11/2010	COAP- Z	6	39
26/11/2010	COAP- AB	10	15
26/11/2010	AGUA FRÍA- A	5	5
27/11/2010	AGUA FRÍA- B	9	22
28/11/2010	AGUA FRÍA- C	4	20
28/11/2010	AGUA FRÍA- D	6	6
11/12/2010	AGUA FRÍA- E	12	41
11/12/2010	AGUA FRÍA- F	7	29
12/12/2010	TAJIN - A	5	17
12/12/2010	TAJIN - B	4	22
21/11/2010	TAJIN - C	6	14
21/11/2010	TAJIN - D	6	34
22/11/2010	TAJIN - E	9	20
22/11/2010	TAJIN - F	6	24
22/11/2010	TAJIN - G	6	25
22/11/2010	TAJIN - H	9	30
22/11/2010	TAJIN - I	5	32
24/11/2010	TAJIN - J	4	53

Tabla 9. Pozos con incremento de producción

REPORTE TÉCNICO



Gráfica 15. Comportamiento de flujo del pozo Les-1, antes y después de la optimización

Las descargas por hora se incrementaron de 1.5 a 2.5, teniendo 24 descargas más en 1 día, además de que se logró operar la válvula inferior inmediata, por lo que existió un incremento de producción, el cual se calculó con el procedimiento mencionado en el subcapítulo 5.4.5.6.2.9. **Estimación de la capacidad de producción.** En el cálculo se utilizó un factor de ajuste por contar con datos reales de producción, los resultados del cálculo se muestran en la **Tabla 10**. Para el pozo Les-1 se obtuvo un incremento de producción teórico (obtenido por cálculos) de 15 BPD, sin embargo el dato medido por PEP en batería fue de 12 BPD.

Pozo	ANTES													Incremento	
	Presión de Línea (lb/pg2)	Presión Apertura (lb/pg2)	Presión de cierre (lb/pg2)	P. Flujo (lb/pg2)	Contra Presión (lb/pg2)	descargas por hora	T. INY (min)	Q bto real bpd, Base de Copie	Bls/desc reales base copie	Qbto Teorico bpd	Bls/desc Teoricos	Pt (lb/pg2)	Pc (lb/pg2)		Prof. Valv. Operante [m]
Les - 1	715	540	500	130	80	1.5	3.5	27	0.75	29	0.80	205	587	1280	2.375
DESPUES														INCREMENTO	
Presión de Línea (lb/pg2)	Presión Apertura (lb/pg2)	Presión de cierre (lb/pg2)	P. Flujo (lb/pg2)	Contra Presión (lb/pg2)	descargas por hora	T. INY (min)	Pt (lb/pg2)	Pc (lb/pg2)	Prof. Valv. Operante [m]	Qbto Teorico bpd	Bls/desc Teoricos	Qbto Teorico obtenido por Optimización	QBtoTeorico incrementado por Optimización		
715	490	450	310	80	2.5	3.5	208	548	1582	43	0.72	43	15		

Tabla 10. Qbto teórico incrementado por optimización del pozo Les-1

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los campos que integran al **AIATG** presentan alta complejidad geológica, baja productividad de pozos, bajos factores de recuperación de reservas, decremento brusco de la presión del yacimiento, gran variación del porcentaje de agua, gran número de pozos operando sin optimizar por falta de toma de información y procesamiento de la misma; por ello es necesario tomar acciones en campo para mejorar la productividad de los pozos y mitigar los efectos de operar bajo dichas condiciones.
- Es necesario la toma de información obtenida mediante registros sísmicos de nivel, de temperatura, de presión de fondo cerrado y fluyendo por estaciones para identificar la válvula operante, detectar anomalías en el aparejo de BNI y para contar con datos precisos y confiables y realizar una evaluación del comportamiento del pozo a través de la simulación nodal, y así determinar las causas que originan que no se logren operar las válvulas más profundas de los aparejos de BNI y originar acciones en campo para mejorar las condiciones de flujo de los pozos.
- La clave para cumplir con el objetivo de mantener o incrementar la producción de pozos con BNI es revisar y ajustar frecuentemente las variables de operación: tiempo espera e inyección, volumen de inyección, descargas por hora, ya que el comportamiento de pozos con BNI cambia constantemente, y con acciones simples como inyectar el gas hacia los pozos de manera que no coincidan en el tiempo de inyección para evitar el robo de gas entre ellos en la línea de inyección, desfogar el condensado de los filtros en los manifolds de inyección para evitar fallas en el equipo superficial, etc.
- La optimización de pozos con BNI va mas allá de revisar las condiciones superficiales de operación y dar a los pozos mayores descargas por hora para obtener la mayor producción en el menor tiempo posible. No es trabajo sencillo ya que involucra el uso de la ingeniería desde la generación de información, la evaluación de las condiciones actuales de operación, la simulación, y finalmente la generación de acciones en campo para mejorar las condiciones de flujo, alargar la vida productiva de los pozos y obtener como consecuencia, un aumento o mantenimiento de la producción.
- Es necesario seguir brindando la atención que requiere cada uno de los pozos con BNI, ya que de no darle seguimiento al proyecto, la mayoría de ellos volverán a presentar las mismas condiciones de flujo en las que se encontraron.

REPORTE TÉCNICO

- Durante el periodo de tiempo que trabajé, fui capaz de detectar las problemáticas de operación de los pozos con BNI en el **AIATG** , las condiciones óptimas en las que deberían estar operando y las limitantes y/o problemáticas que impiden el desempeño óptimo del Sistema Artificial de Producción.

9. ANEXOS

9.1. Ejemplo de aplicación de diseño de un pozo con BNI¹⁷

A continuación se resolverá un ejemplo de aplicación de diseño del pozo Alpha-1. Por cuestiones del objetivo, solo se presentará el método gráfico de espaciamiento de válvulas, manteniendo la presión de cierre en superficie constante. La **Figura 47** muestra el estado mecánico del pozo Alpha-1.

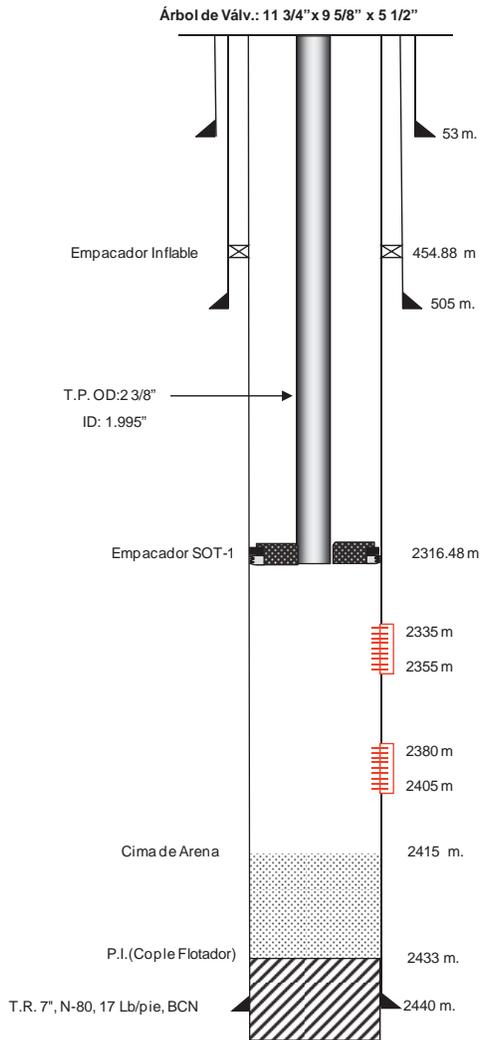


Figura 48. Estado mecánico del pozo Alpha-1

REPORTE TÉCNICO

Los datos del pozo Alpha-1 y yacimiento son los siguientes:

$P_{so}=1000$ [lb/pg²]
Gradiente del fluido de control (Gs)= 0.4 [lb/pg²/pie]
Densidad relativa del gas de inyección =0.7
 $P_{wh}=80$ [lb/pg²]
 $P_{ws}=1500$ [lb/pg²]
Temperatura en fondo= 167 [°F]
Temperatura en superficie= 109 [°F]
Densidad del aceite = 35 [°API]
 $P_b= 1500$ [lb/pg²]
De una prueba de presión se sabe lo siguiente:
 $Q_i=150$ [bpd] con una $P_{wf}=750$ [lb/pg²]

Solución:

- 1) Realizar una gráfica de presión vs profundidad, con una presión máxima en el eje de las abscisas de 1200 [lb/pg²] y de 7600 [pies] en el eje de las ordenadas. Marcar la presión de operación del gas de inyección $P_{so}=1000$ [lb/pg²] y la presión de cierre de las válvulas $P_{sc}=900$ [lb/pg²] a la profundidad cero. Con la **Gráfica A1**, obtener el gradiente del gas de inyección corregido por el peso de la columna:

$$Temp\ Pr\ omedio\ Gráfica = \frac{100 + [70 + (1.6 * Pr\ of\ .Total / 100)]}{2} = \frac{100 + [70 + (1.6 * 7600 / 100)]}{2}$$

$$Temp\ Pr\ omedio\ Gráfica = 145.8 \text{ [}^\circ F\text{]}$$

$$Temp\ Pr\ omedio\ Real = \frac{TempFondo + TempSuperficie}{2} = \frac{167 + 109}{2} = 138 \text{ [}^\circ F\text{]}$$

$$\Delta P_{corr} = \Delta P \left(\frac{Temp\ Pr\ omedio\ Gráfica \text{ }^\circ R}{Temp\ Pr\ omedio\ Real \text{ }^\circ R} \right) = 26 \left(\frac{145.8 + 460}{138 + 460} \right) = \frac{26.3}{1000} \left[\frac{psi}{pie} \right]$$

- 2) Extender las líneas de gradiente del gas a partir de la presión de operación disponible y la presión de cierre de las válvulas hasta la profundidad total.

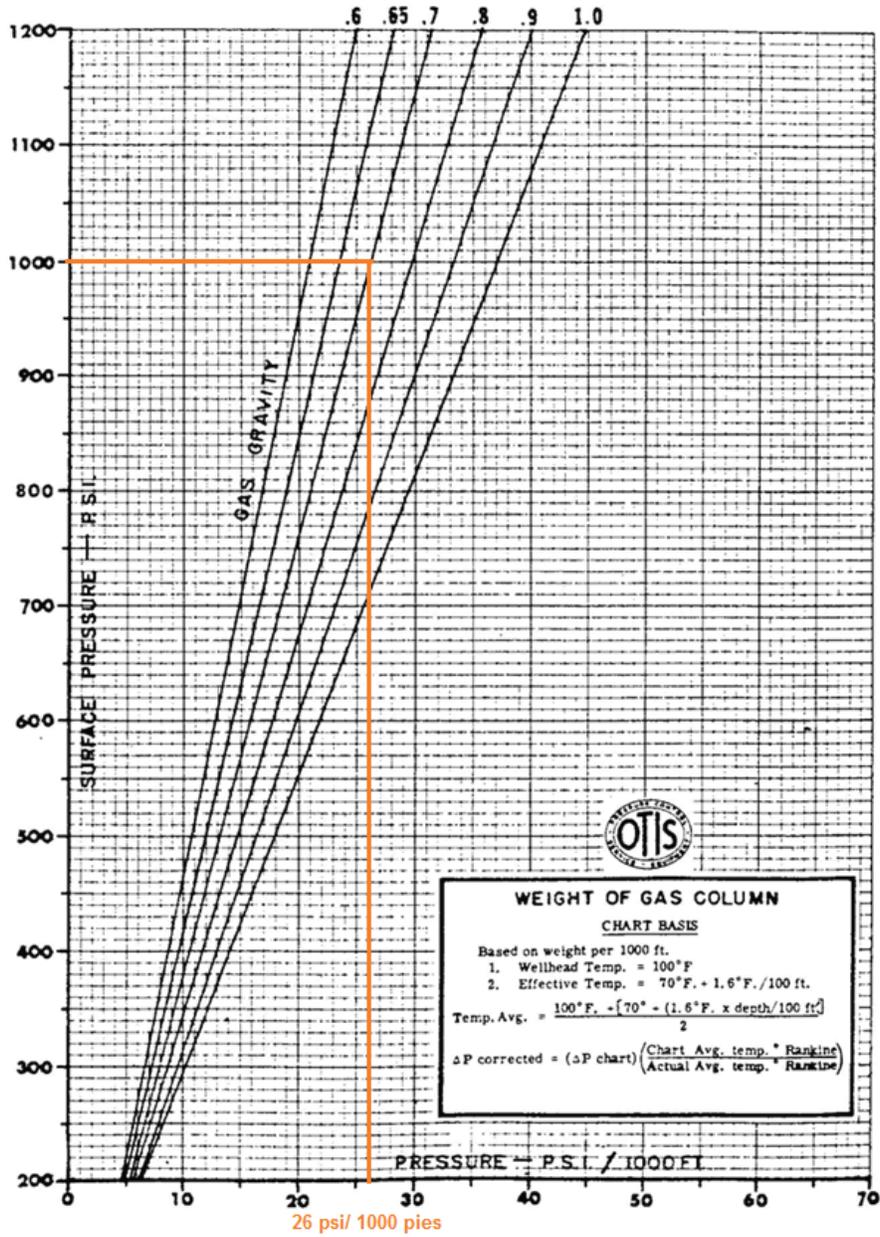
$$P_{so} = 1000 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

$$P_{a7600pies} = 1000 + 7600 * 0.0263 = 1200 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

$$P_{sc} = 900 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

$$P_{a7600pies} = 900 + 7600 * 0.0263 = 1100 \text{ [lb / pg}^2\text{]}$$

REPORTE TÉCNICO

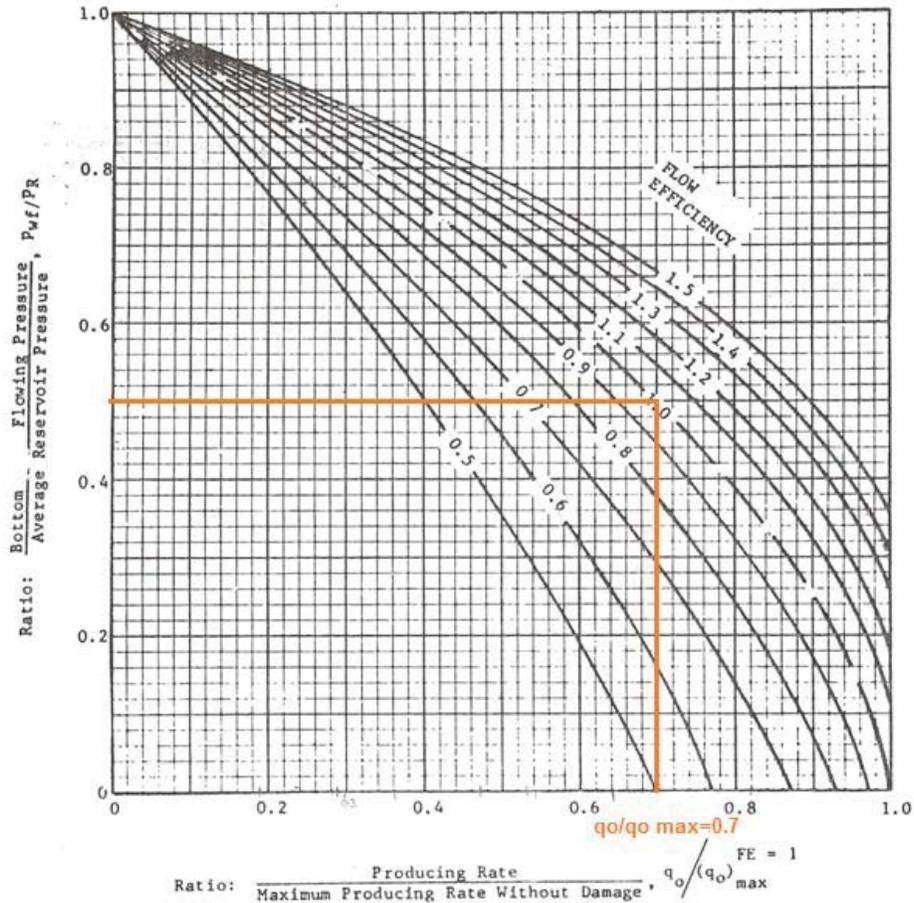


Gráfica A1. Peso de la columna de gas

REPORTE TÉCNICO

3) Estimar el gasto máximo de producción del pozo por el método de Vogel con la **Gráfica A2**.

$$\frac{P_{wf}}{P_{ws}} = \frac{750}{1500} = 0.5$$



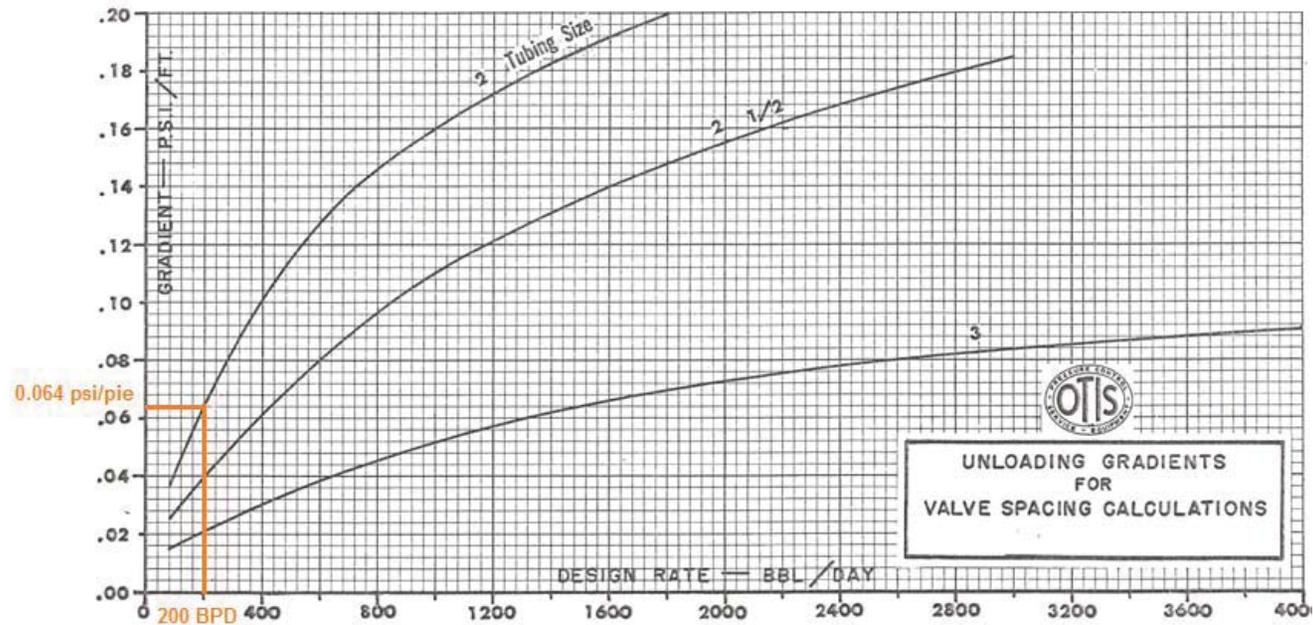
Gráfica A2. Curvas de afluencia para pozos con eficiencias diferentes de uno

$$\frac{q_o}{q_o \max} = 0.7 ; q_o \max = \frac{q_o}{0.7} = \frac{150}{0.7} = 214 \text{ [BPD]}$$

El gasto de 214 [BPD] es para una $P_{wf}=0$, lo cual es imposible. El gasto esperado por la implementación del BNI, será menor que 200 y probablemente entre 150 y 200 [BPD].

REPORTE TÉCNICO

Con la **Gráfica A3**, seleccionar un gradiente de descarga en base al gasto esperado de producción de 200 [BPD].



Gráfica A3. Selección del gradiente de descarga en base al gasto esperado de producción

4) A partir de la contrapresión en la superficie, trazar la línea correspondiente al gradiente de descarga seleccionado en el paso anterior, hasta la profundidad total.

$$P_{wh} = 80 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{a7600\text{pies}} = 80 + 7600 * 0.064 = 566.4 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

REPORTE TÉCNICO

- 5) A partir del valor de la contrapresión, trazar la línea del gradiente del fluido de control hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de operación.

$$P_{wh} = 80 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_{a7600\text{pies}} = 80 + 2500 * 0.4 = 1080 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

La intersección se da a la profundidad de 2460 [pie], la cual es la profundidad de colocación de la primera válvula. Ver **Figura 49**.

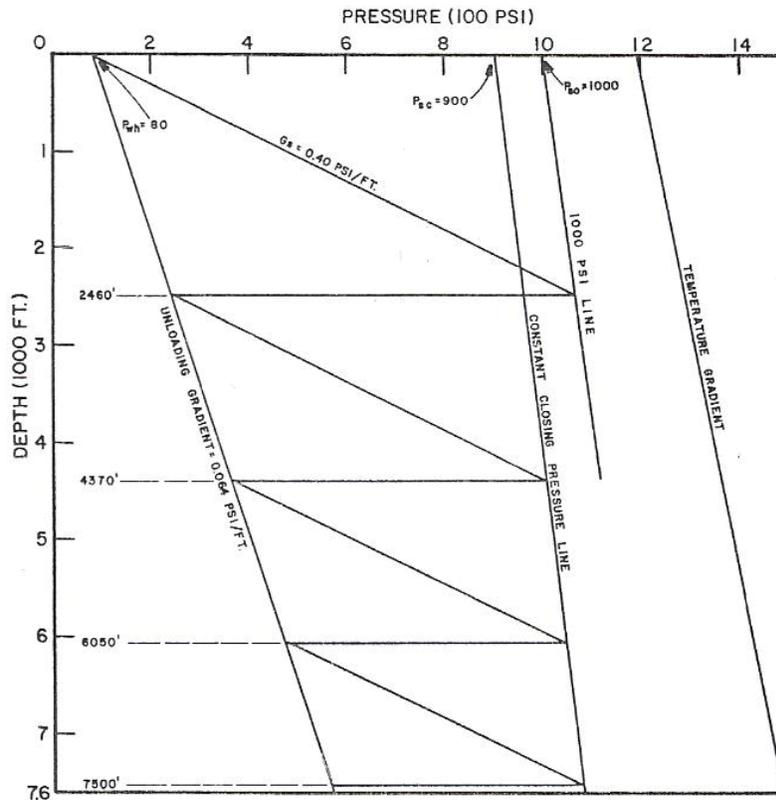


Figura 49. Método gráfico de espaciamiento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante.

- 6) Por el punto de intersección anterior, trazar una línea horizontal hasta la línea del gradiente de descarga y de este punto una línea paralela a la línea del gradiente del fluido de control, hasta intersectar la línea correspondiente a la presión de cierre constante. La intersección se da a la profundidad de 4370 [pie], la cual es la profundidad de colocación de la segunda válvula. Ver **Figura 49**.

REPORTE TÉCNICO

- 7) Repetir el procedimiento del paso anterior hasta alcanzar la profundidad total del pozo. La **Tabla 11** muestra la profundidad de colocación de las válvulas de BNI, que fueron obtenidas por el método gráfico descrito anteriormente.

Válvula No.	Profundidad [pie]
1	2460
2	4370
3	6050
4	7500

Tabla 11. Profundidad de colocación de las válvulas de BNI, obtenidas por el método gráfico de espaciamiento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante.

- 8) Ajustar el espaciamiento de válvulas dependiendo de las condiciones en el fondo, esto es, debido a la posición del empacador mover la válvula 4 a una profundidad menor de 7200 [pie] y considerar otra válvula a la profundidad total del pozo, es decir otra válvula 5 a 7600 [pie].
- 9) Ajustar la presión de cierre superficial (P_{sc}) de la última válvula a una presión menor, con el objetivo de eliminar posible interferencia entre válvulas.
- 10) Determinar el volumen de gas de inyección utilizando la **Gráfica A4**. Asumir para la 5 válvula, una presión de apertura superficial de 900 [lb/pg²]. Determinar la presión de apertura a la profundidad de la válvula (P_{vo}), utilizando la **Gráfica A1**.

$$TempPr_{omedio\ Gráfica} = 145.8 \text{ } [^{\circ}F]$$

$$TempPr_{omedio\ Real} = 138 \text{ } [^{\circ}F]$$

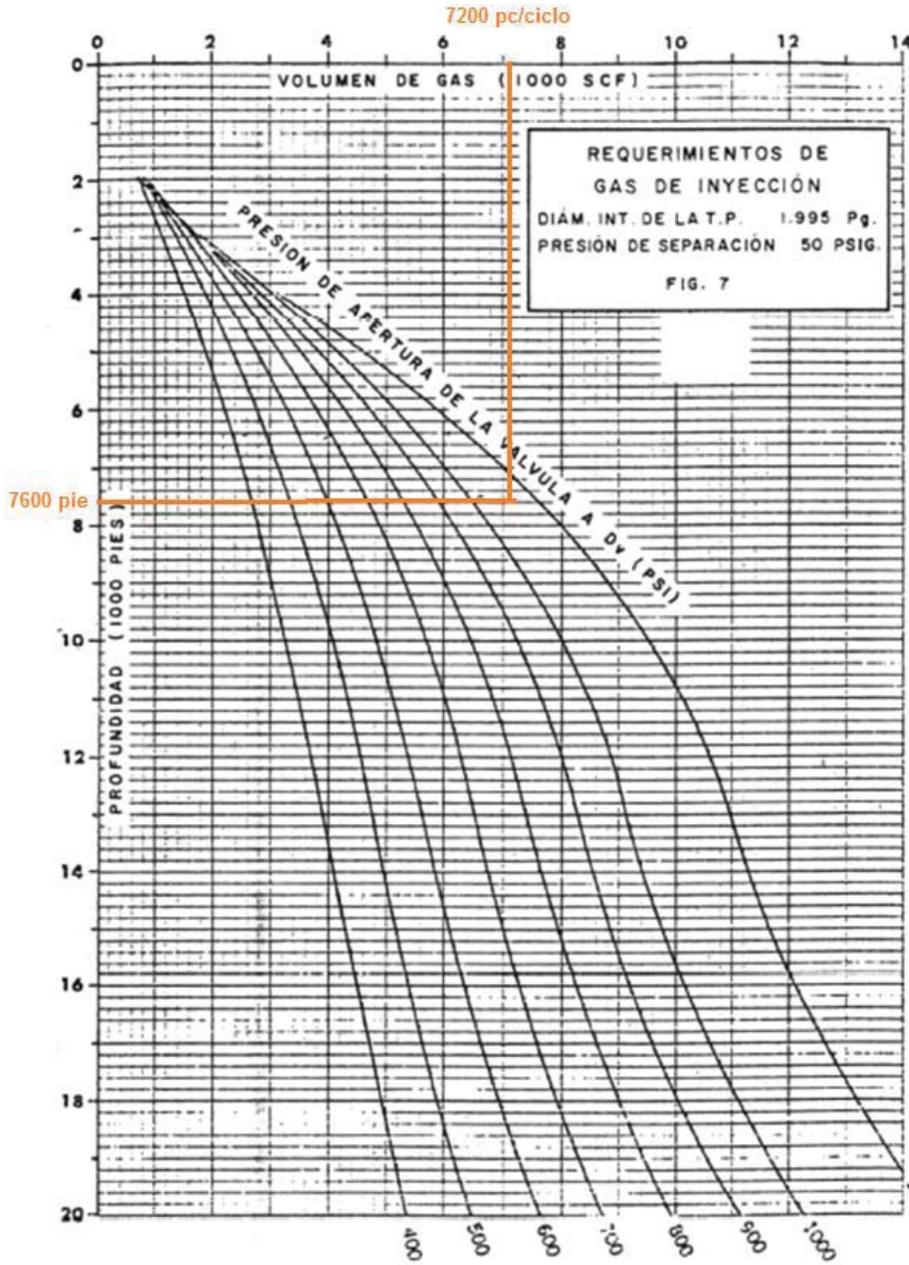
$$\Delta P_{corr} = \Delta P \left(\frac{Temp\ Pr_{omedio\ Gráfica}\ ^{\circ}R}{Temp\ Pr_{omedio\ Real}\ ^{\circ}R} \right) = 23.5 \left(\frac{145.8 + 460}{138 + 460} \right) = \frac{23.8}{1000} \left[\frac{psi}{pie} \right]$$

$$P_{so5v\grave{a}lv} = 900 \text{ } [lb/pg^2]$$

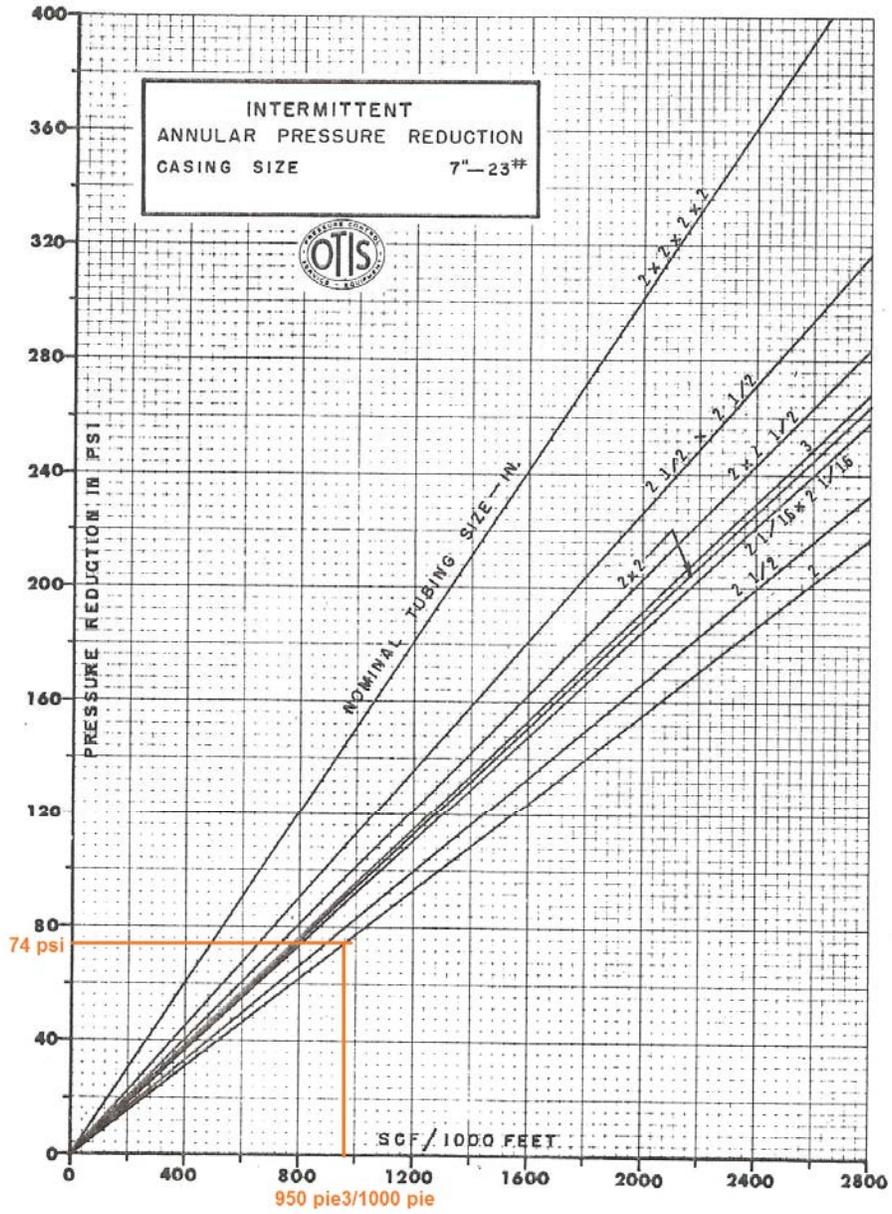
$$P_{vo5v\grave{a}lv} = 900 + 7600 * 0.0238 = 1080 \text{ } [lb/pg^2]$$

De la Gráfica 6, se requiere un volumen de gas de 7200 [pie³/ciclo] para poder levantar el bache de líquido.

- 11) Determinar con la **Gráfica A5** el cambio de presión en el espacio anular necesario para inyectar 7200 [pie³/ciclo] de gas a una profundidad de 7600 [pie]. Al realizar una regla de tres, se sabe que se requieren 947 [pie³] de gas por cada 1000 [pie] de longitud en una TP de 2 [pg].



Gráfica A4. Requerimiento de volumen de gas de inyección



Gráfica A5. Reducción de la presión en el espacio anular

REPORTE TÉCNICO

- 12) La presión de cierre a la profundidad de la válvula (P_{vc}) es igual a la presión de cierre superficial más el peso ejercido por la columna de gas.

$$P_{vc} = P_{sc} + Gg * Dv = 850 + 22.2 * 7.6 = 1019 \text{ [lb/ pg}^2\text{]}$$

Para una instalación con controlador de ciclos en superficie, se considera lo siguiente:

$$P_{vo} = P_{vc} + \text{Caida de presión} / 2 = 1019 + 74 / 2 = 1056 \text{ [lb/ pg}^2\text{]}$$

- 13) Seleccionar la carga de líquido a ser levantada por cada ciclo de inyección por la válvula operante:

$$Pt = \frac{1}{2} P_{ws} = \frac{1}{2} * 1500 = 750 \text{ [lb/ pg}^2\text{]}$$

Para el resto de las válvulas, obtener el valor Pt de la **Figura 49**.

- 14) Seleccionar el orificio de control mediante la siguiente fórmula:

$$R = \frac{P_{vo} - P_{vc}}{P_{vo} - Pt} = \frac{1056 - 1019}{1056 - 750} = 0.1209$$

De la **Tabla A6**, para una válvula de 1 ½ [pg] el orificio de control más cercano es uno de 5/16 [pg], teniendo un valor de $R=0.0996$.

- 15) Encontrar la presión verdadera de apertura a la profundidad de la válvula con la siguiente fórmula:

$$P_{vo} = \frac{P_{vc}}{1 - R} - Pt \left(\frac{R}{1 - R} \right) = \frac{1019}{1 - 0.0996} - 750 \left(\frac{0.0996}{1 - 0.0996} \right) = 1049 \text{ [lb/ pg}^2\text{]}$$

Con lo que se obtiene una amplitud de:

$$\Delta P = 1049 - 1019 = 30 \text{ [lb/ pg}^2\text{]}$$

El cual es un valor menor al valor máximo recomendado de $74/2=36$ [lb/pg²]. Este valor es satisfactorio para una instalación con controlador de ciclos en superficie. Utilizar un tamaño de asiento principal de 5/8[pg].

- 16) Seleccionar el orificio de control para el resto de las válvulas

Para una instalación con controlador de ciclos en superficie, seleccionar las válvulas de descarga superiores con orificios de 5/16 [pg] utilizando una válvula estándar. La válvula de fondo es una válvula piloto y tiene un orificio de control de 5/16 [pg] por un tamaño de asiento principal de 5/8 [pg].

REPORTE TÉCNICO

- 17) En la misma **Gráfica 49**, trazar una escala de Temperatura vs profundidad y trazar una línea de gradiente de temperatura y determinar la temperatura a la colocación de cada válvula. La **Tabla 12** muestra la temperatura obtenida a la profundidad de colocación de cada válvula.

Válvula No.	Temperatura [°F]
1	128
2	142
3	155
4	164
5	167

Tabla 12. Temperatura a la profundidad de colocación de las válvulas de BNI, obtenidas por el método gráfico de espaciamento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante.

- 18) Para válvulas operadas con presión con carga de nitrógeno en el fuelle, calcular la presión al domo del fuelle (Pd) a la temperatura de 60 [°F].

De la **Tabla A7** a cada profundidad de colocación de las válvulas se obtienen los siguientes factores de corrección y por lo tanto las siguientes presiones del domo especificados en la **Tabla 13**.

Temperatura [°F]	Ct	Pd @ 60 °F [lb/pg ²]
128	0.872	830
142	0.85	850
155	0.83	860
164	0.817	870
167	0.813	825

Tabla 13. Presiones de domo @ 60 [°F]

- 19) Obtenida la Pd, se calcula la presión de apertura en el taller (Ptro) con la siguiente fórmula:

$$P_{tro5v\acute{a}lv} = \frac{Pd \text{ a } 60^{\circ}F}{1 - R} = \frac{825}{0.9004} = 916$$

Hasta este paso se han determinado todas las propiedades de diseño que debe tener cada una de las válvulas del aparejo de BNI para el pozo Alpha-1. En la **Tabla 14** se muestra en resumen cada una de las propiedades de diseño.

REPORTE TÉCNICO

Valvula No.	Profundidad [pie]	Temperatura [°F]	Psc [lb/pg2]	Pvc= Pd [lb/pg2]	Pt [lb/pg2]	Orificio de control	Asiento principal	Pvo [lb/pg2]	Pso [lb/pg2]	Pd @ 60 °F [lb/pg2]	Ptro @ 60°F [lb/pg2]
1	2460	128	900	958	238	5/16	5/16	1037	975	830	922
2	4370	142	900	1003	360	5/16	5/16	1074	965	850	944
3	6050	155	900	1043	467	5/16	5/16	1107	955	860	955
4	7200	164	900	1070	541	5/16	5/16	1128	942	870	966
5	7600	167	850	1019	750	5/16	5/8	1049	875	825	916

Tabla 14. Diseño de BNI considerando un espaciamiento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante.

- Tiempo entre ciclos de inyección

Calculando el índice de productividad:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{150}{1500 - 750} = 0.2 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} = \frac{141.5}{131.5 + 35} = 0.85$$

$$G_L = 0.433 * \gamma_o = 0.433 * 0.85 = 0.36805 \text{ [lb/pg}^2\text{/pie]}$$

Considerando un gasto de aceite esperado de 200 BPD con la implementación del BNI, el tiempo entre ciclos de inyección se calcula con la siguiente fórmula:

$$T_c = \frac{2880(1 - 7 \times 10^{-5} Dv)}{q_L} C_t \cdot \left[Dv - Dt + \frac{P_{ws} - P_{sp}}{G_L} - \frac{q_L}{G_L J} \right]$$

$$T_c = \frac{2880(1 - 7 \times 10^{-5} * 7600)}{200} 0.00387 \cdot \left[7600 - 7600 + \frac{1500 - 80}{0.36805} - \frac{200}{0.36805 * 0.2} \right]$$

$$T_c = \frac{2880(0.468)}{200} 0.00387 \cdot [3858.17 - 2717] = 6.7392 * 0.00387 * 1141$$

$$T_c = 30 \text{ [min]}$$

- Longitud del bache inicial

La longitud del bache inicial se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$L_{SI} = \frac{q_L \cdot T_c}{1440(1 - 7 \times 10^{-5} Dv) \cdot C_t} = \frac{200 * 30}{1440(1 - 7 \times 10^{-5} * 7600) 0.00387} = \frac{6000}{2.61}$$

$$L_{SI} = 2299 \text{ [pie]}$$

REPORTE TÉCNICO

- Volumen de líquido recuperado por ciclo

El volumen de líquido recuperado por ciclo, puede calcularse mediante la siguiente fórmula:

$$V_{rc} = Lsi \cdot (1 - 7 \times 10^{-5} Dv) \cdot Ct = 2299 \cdot (1 - 7 \times 10^{-5} \cdot 7600) \cdot 0.00387 = 2299 \cdot 0.468 \cdot 0.00387$$

$$V_{rc} = 4.16 \text{ [bls / ciclo]}$$

Finalmente el volumen recuperado por día se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$qL = \frac{V_{rc} \times 1440}{T_c} = \frac{4.16 \times 1440}{30}$$

$$q_L = 200 \text{ [BPD]}$$

REPORTE TÉCNICO

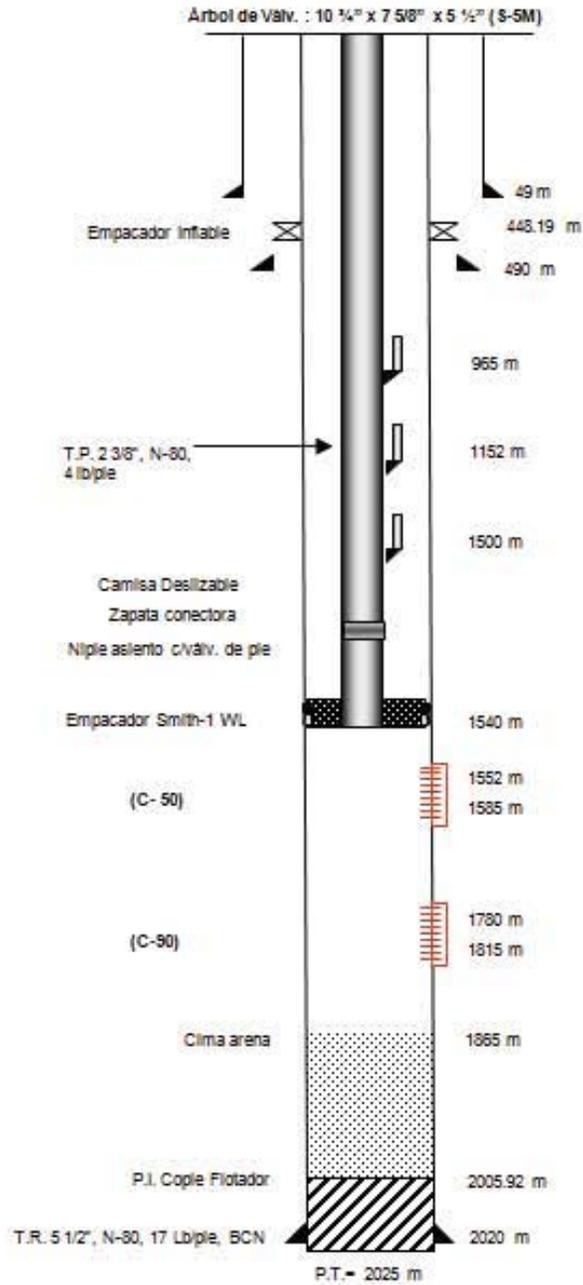


Figura 50. Estado mecánico del pozo Alpha-2

REPORTE TÉCNICO

Los siguientes datos fueron obtenidos directamente en campo:

Tiempo de Espera: 13 [min]
Diámetro de la placa de orificio: ¼ [pg]
Diámetro interno de la línea de inyección: 1.939 [pg]
Contrapresión Pts: 71 [lb/pg²]
Aparato Registrador de Flujo:
Rango de la presión estática: 0 – 1000 [lb/pg²]
Rango de la presión diferencial: 0 – 100 [pg de agua]

Para poder resolver el ejercicio se debe considerar lo siguiente:

$G_g = 0.01112$ [lb/pg²/pie]
Factor de carga del 65 %.
 $G_s = 0.4$ [lb/pg²/pie]
Factor de pérdida Fp del 7% por cada 1000 pies.
Válvula operante a 1500 m

Solución:

Primero se procederá a calcular el volumen de gas de inyección al pozo.

$$1.- AR = \frac{\sqrt{\text{Rangodel Barton}}}{1.0682287} / 100; AR = \frac{\sqrt{1000 * 100}}{1.0682287} / 100; AR = \frac{3.1623}{1.0682287}; AR = 2.96$$

2.- De la **Tabla 5**, conociendo el diámetro de placa de orificio y el interno de la línea de inyección, se obtiene el valor del factor básico de orificio DP= 12.71.

$$3.- K = \frac{(AR)(DP)(35.314)}{1000} [mpcd]; K = \frac{(2.96)(12.71)(35.314)}{1000} [mpcd]; K=1.3286$$

4.- Si el pozo tiene 4 DPH con 13 minutos de tiempo de espera, entonces tiene 2 minutos de tiempo de inyección y un valor promedio de la lectura estática de 7.25.

$$Q_{gas} = \frac{(LE)(LD)(K)(DPD)(T.Inyección)}{1000 * 1440} [mmpcd]; Q_{gas} = \frac{(7.25)(5)(1.3286)(96)(2)}{1000 * 1440} [mmpcd]$$

$$Q_{gas} = 0.006422 [mmpcd]$$

A continuación se procederá a calcular el volumen de líquido recuperado en superficie.

REPORTE TÉCNICO

1.- Se calcula la presión en el espacio anular ejercida por el gas de inyección a la profundidad de la válvula operante.

$$P_c = P_{so} + G_g (D_v)$$

La presión superficial de apertura de la válvula es el reflejo de la lectura estática en el ARF. Para poder expresarla en unidades de presión se utiliza la fórmula antes mencionada o se mide directamente con un manómetro colocado en la purga del ARF al momento de la inyección y del tiempo de espera, con dichos valores se obtiene el promedio y se tiene el dato medido directamente.

$$P_{so} = \frac{LE^2 * \text{Rango Estática}}{100}; P_{so} = \frac{7.5^2 * 1000}{100}; P_{so} = 562.5 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

$$P_c = 562.5 + 0.01112 (1500 * 3.28); P_c = 562.5 + 0.01112 (1500 * 3.28); P_c = 617.21 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

2.- Se calcula la presión en la TP a la profundidad de la válvula operante al momento del levantamiento.

$$P_t = FC (P_c); P_t = 0.65 (617.21); P_t = 401.19 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

3.- Se calcula la presión impuesta por el fluido en la TP por encima de la válvula.

$$\Delta p = P_t - P_{ts}; \Delta p = 401 - 71; \Delta p = 330 \text{ [lb/pg}^2\text{]}$$

4.- El siguiente paso es convertir la presión existente entre la válvula operante y la superficie en una columna de líquido con cierta longitud (h).

$$h = \frac{\Delta p}{G_s}; h = \frac{330}{0.4}; h = 825 \text{ [pie]}$$

5.- La longitud calculada del bache de líquido se convierte en unidad de volumen (Be). De tablas de tuberías, una TP 2 3/8 [pg], N-80, 4 lb/pie, tiene un diámetro interno de 2.041 [pg] y una capacidad de 0.00404 [bl/pie].

$$Be = (h)C_t; Be = (825) 0.00404; Be = 3.333 \text{ [bls]}$$

6.- La eficiencia del levantamiento se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$E = \left[1 - \frac{FP \cdot D_v}{1000} \right] \cdot 100; E = \left[1 - \frac{0.07 \cdot 1500 \cdot 3.28}{1000} \right] \cdot 100; E = 65.56 \%$$

REPORTE TÉCNICO

7.- El siguiente paso es calcular el volumen de líquido producido en superficie por cada ciclo de inyección, el cual es menor que el valor obtenido en el paso anterior debido al colgamiento de líquido y resbalamiento de fases.

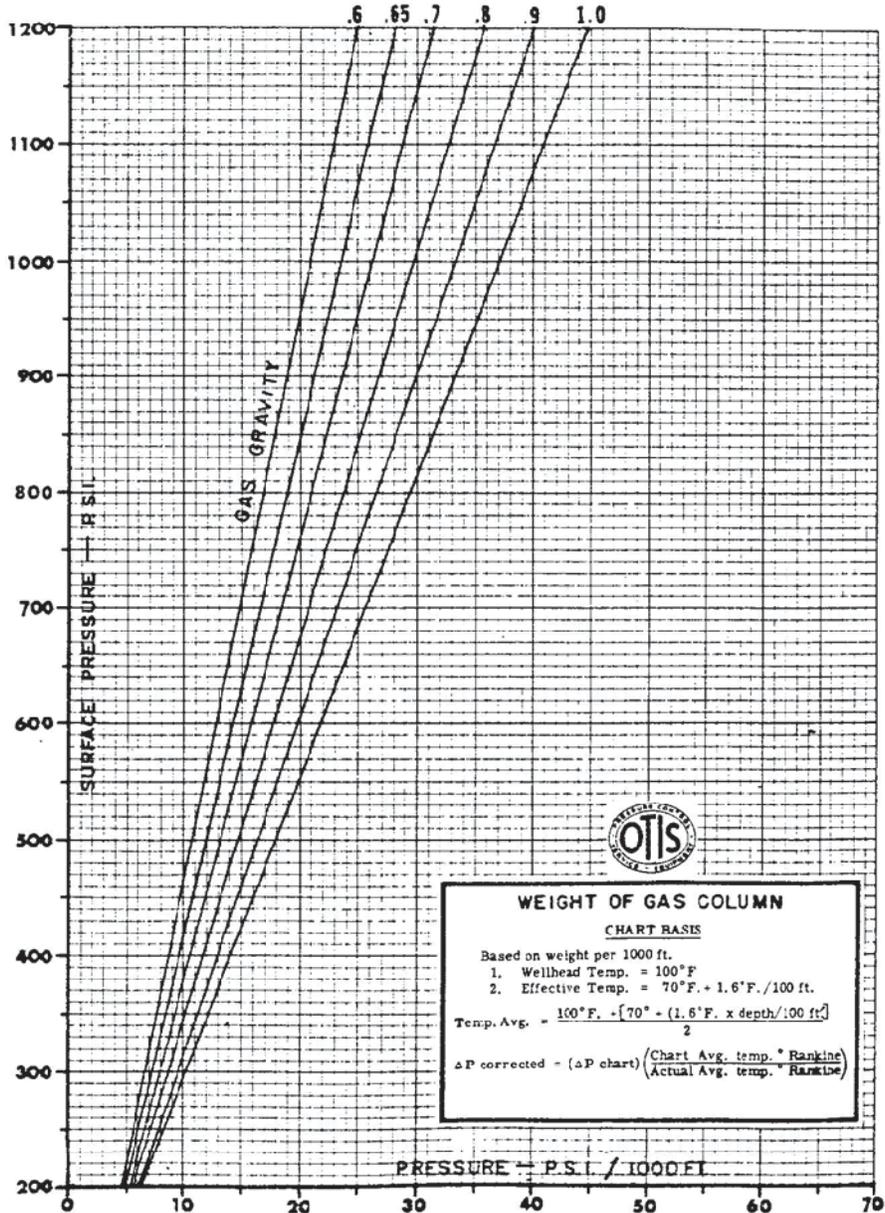
$$Bt = \frac{E}{100} \cdot Be ; Bt = \frac{65.56}{100} \cdot 3.333 ; Bt = 2.1851 \text{ [bls]}$$

Finalmente se calcula la producción en barriles de líquido por día (Ql), considerando el número de ciclos por día:

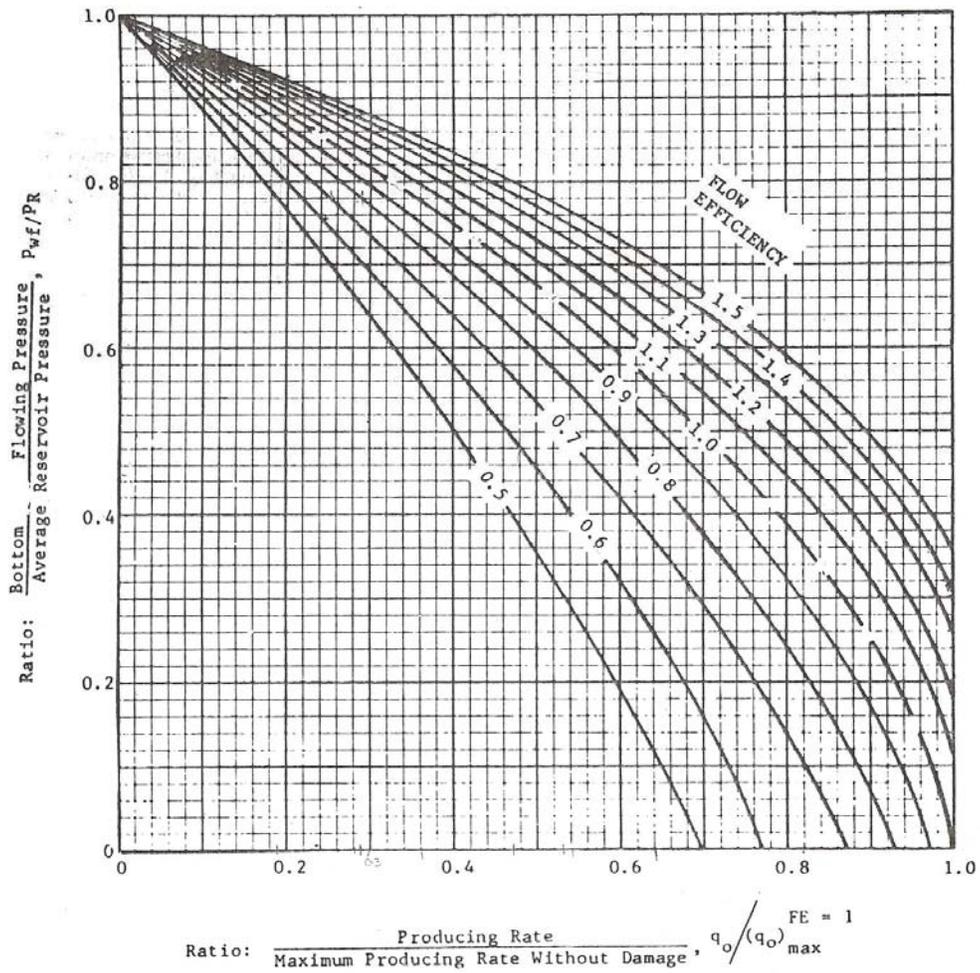
$$Ql = Nc \cdot Bt ; Ql = 96 \cdot 2.1851 ; Ql = 210 \text{ [BPD]}$$

REPORTE TÉCNICO

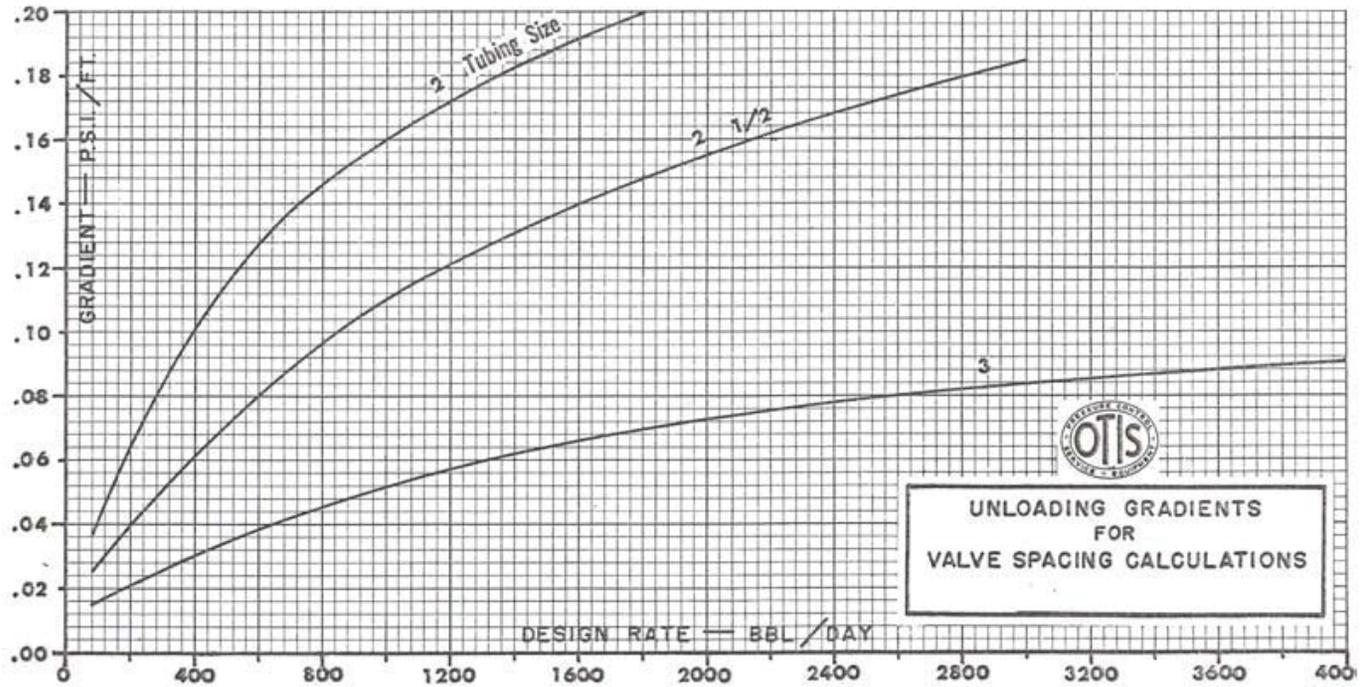
9.3. Gráficas y tablas utilizadas en el diseño de un pozo con BNI



Gráfica A1. Peso de la columna de gas

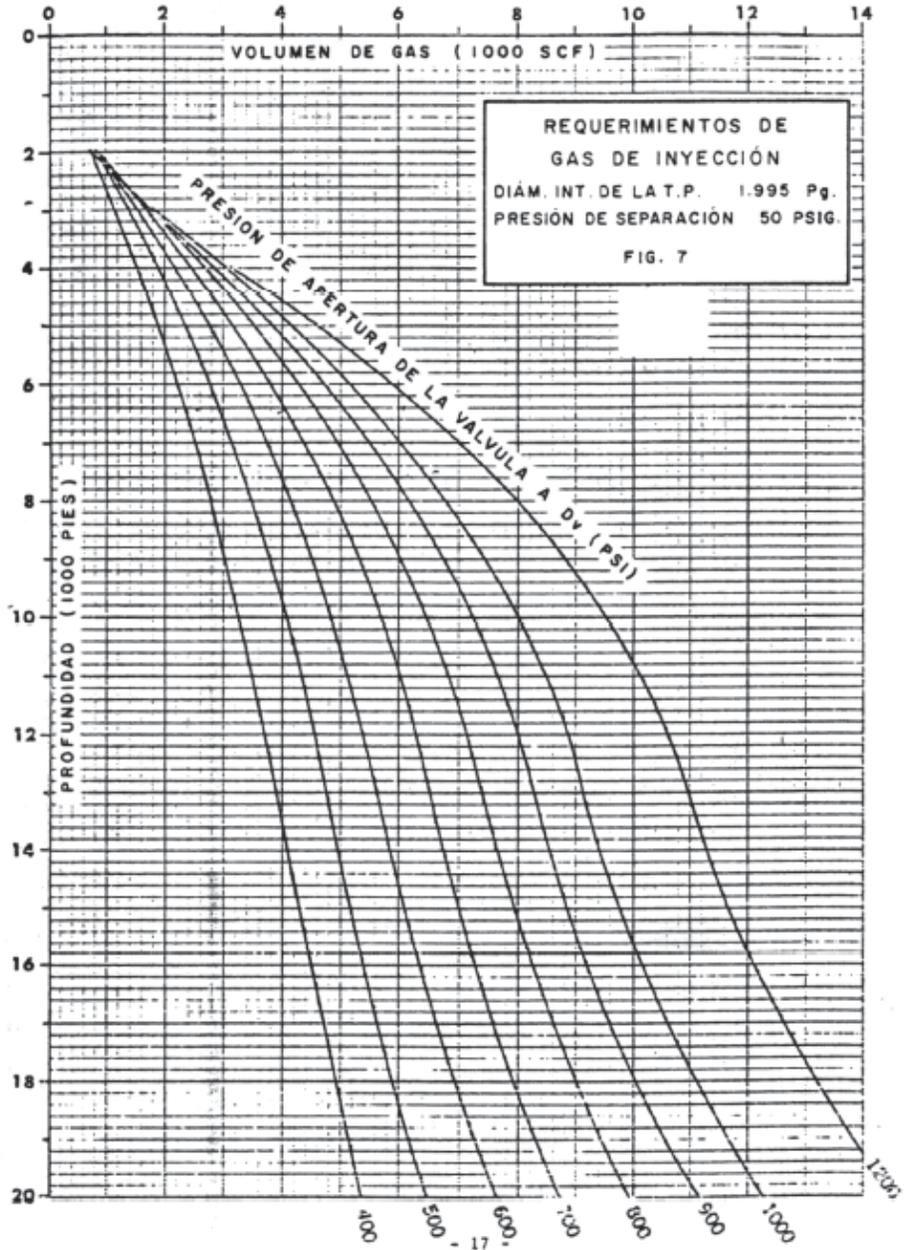


Gráfica A2. Curvas de afluencia para pozos con eficiencias diferentes de uno

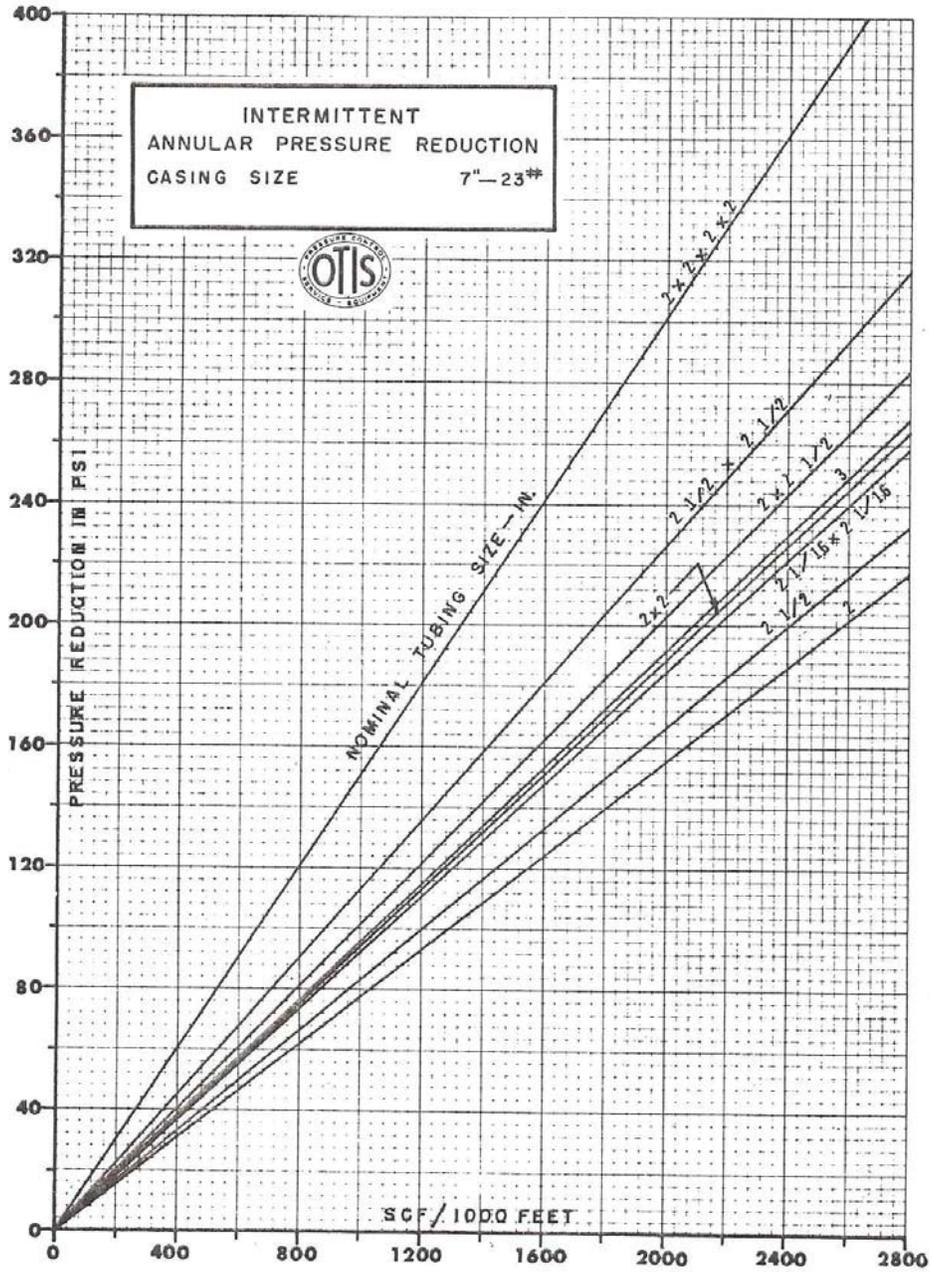


Gráfica A3. Selección del gradiente de descarga en base al gasto esperado de producción

REPORTE TÉCNICO



Gráfica A4. Requerimiento de volumen de gas de inyección



Gráfica A5. Reducción de la presión en el espacio anular

REPORTE TÉCNICO

Diámetro de orificio de control [pg]	Válvulas de O.D=1 [pg]		Válvulas de O.D=1 1/2 [pg]	
	R	1 - R	R	1 - R
3/16	.0863	.9137	.0359	.9641
1/4	.1534	.8466	.0638	.9362
9/32	.1942	.8058	—	—
5/16	.2397	.7603	.0996	.9004
11/32	.2900	.7100	—	—
3/8	.3450	.6550	.1434	.8566
7/16	.4697	.5303	.1952	.8048
1/2	—	—	.2562	.7438
9/16	—	—	.3227	.6773

Tabla A6. Valores de R para válvulas con O.D= 1 y 1 1/2 [pg], con Ab=0.77 [pg²]

REPORTE TÉCNICO

TABLE 30.1
TEMPERATURE CORRECTION FACTORS FOR NITROGEN BASED ON 60 °F

°F	C ₁										
61	.956	101	.919	141	.852	181	.794	221	.743	261	.698
62	.936	102	.917	142	.850	182	.792	222	.742	262	.697
63	.934	103	.915	143	.849	183	.791	223	.740	263	.696
64	.931	104	.914	144	.847	184	.790	224	.739	264	.695
65	.929	105	.912	145	.845	185	.788	225	.738	265	.694
66	.927	106	.910	146	.844	186	.787	226	.737	266	.693
67	.925	107	.908	147	.842	187	.786	227	.736	267	.692
68	.923	108	.906	148	.841	188	.784	228	.735	268	.691
69	.921	109	.905	149	.839	189	.783	229	.733	269	.690
70	.919	110	.903	150	.838	190	.782	230	.732	270	.689
71	.917	111	.901	151	.836	191	.780	231	.731	271	.688
72	.915	112	.899	152	.835	192	.779	232	.730	272	.687
73	.913	113	.898	153	.833	193	.778	233	.729	273	.686
74	.911	114	.896	154	.832	194	.776	234	.728	274	.685
75	.909	115	.894	155	.830	195	.775	235	.727	275	.684
76	.907	116	.893	156	.829	196	.774	236	.725	276	.683
77	.905	117	.891	157	.827	197	.772	237	.724	277	.682
78	.903	118	.889	158	.826	198	.771	238	.723	278	.681
79	.901	119	.887	159	.825	199	.770	239	.722	279	.680
80	.899	120	.886	160	.823	200	.769	240	.721	280	.679
81	.897	121	.884	161	.822	201	.767	241	.720	281	.678
82	.895	122	.882	162	.820	202	.766	242	.719	282	.677
83	.893	123	.881	163	.819	203	.765	243	.718	283	.676
84	.891	124	.879	164	.817	204	.764	244	.717	284	.675
85	.889	125	.877	165	.816	205	.762	245	.715	285	.674
86	.887	126	.876	166	.814	206	.761	246	.714	286	.673
87	.885	127	.874	167	.813	207	.760	247	.713	287	.672
88	.883	128	.872	168	.812	208	.759	248	.712	288	.671
89	.881	129	.871	169	.810	209	.757	249	.711	289	.670
90	.879	130	.869	170	.809	210	.756	250	.710	290	.699
91	.877	131	.868	171	.807	211	.755	251	.709	291	.668
92	.875	132	.866	172	.806	212	.754	252	.708	292	.667
93	.873	133	.864	173	.805	213	.752	253	.707	293	.666
94	.871	134	.863	174	.803	214	.751	254	.706	294	.665
95	.869	135	.861	175	.802	215	.750	255	.705	295	.664
96	.867	136	.860	176	.800	216	.749	256	.704	296	.663
97	.865	137	.858	177	.799	217	.748	257	.702	297	.662
98	.863	138	.856	178	.798	218	.746	258	.701	298	.662
99	.861	139	.855	179	.796	219	.745	259	.700	299	.661
100	.859	140	.853	180	.795	220	.744	260	.699	300	.660

C₁ = $\frac{\text{gas lift valve dome pressure at 60 °F}}{\text{gas lift valve dome pressure at well temperature}}$

Tabla A7. Factores de corrección de temperatura por nitrógeno a 60 [°F].

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

10. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

1. Pemex Exploración y Producción. 2011. Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de Enero de 2011. México.
2. Camacho V.R. 2009. El yacimiento de Chicontepec y su potencialidad futura. México.
3. Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2010. Proyecto Aceite Terciario del Golfo Primera Revisión y Recomendaciones. México.
4. Base de datos de la Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación del 02 de Mayo de 2011.
5. Yáñez, M.M. 1998. La tecnología de vanguardia mejora sustancialmente la rentabilidad de los proyectos: Caso Chicontepec. México, Congreso EXITEP 15-18 de Noviembre.
6. Hernández, J.A. 2009. Panorama de la Región Norte. México, Pemex Exploración y Producción
7. Suro, P.V. 2009. Aspectos relevantes de la exploración y producción de hidrocarburos. México, Pemex Exploración y Producción.
8. Morales, G.C. 2008. Perspectivas de la exploración y producción de hidrocarburos en México. México, Pemex Exploración y Producción.
9. Calva, P.I. 2000. Operación de Bombeo Neumático I. México, Instituto Mexicano del Petróleo.
10. Calva, P.I. 2000. Operación de Bombeo Neumático II. México, Instituto Mexicano del Petróleo.
11. Calva, P.I. 2000. Operación de Bombeo Neumático III. México, Instituto Mexicano del Petróleo.
12. Herald, W.W y Sidney, S.S. 1962. Camco Gas Lift Manual. Houston Texas, Camco Incorporated.
13. Schlumberger. 2000. Gas Lift Design and Technology.
14. López,V.E. 1989. Temas selectos de bombeo neumático intermitente. (Tesis de licenciatura - UNAM), Gómez C.J.A. director de tesis.
15. Arpon, G.A.C. 1992. Diseño y operación de instalaciones de bombeo neumático intermitente. (Tesis de licenciatura - UNAM), Gómez C.J.A. director de tesis.
16. Martínez C.J.P. 1992. Optimización del sistema de bombeo neumático intermitente. (Tesis de licenciatura - UNAM), Zuñiga P.H. director de tesis.
17. Kermit E.B. 1980. The technology of artificial lift methods. Volume 2a. Tulsa,Ok.

ABREVIATURAS

11. ABREVIATURAS

CONCEPTO

CESIGSA	=	Construcciones y Servicios Industriales Globales S.A de C.V
AIATG	=	Activo Integral Aceite Terciario del Golfo
COPIE	=	Coordinación de Operación de Pozos e Instalaciones de Explotación
PEP	=	Pemex Exploración y Producción
BNI	=	Bombeo Neumático Intermitente
BM	=	Bombeo Mecánico
BCP	=	Bombeo de Cavidades Progresivas
BH	=	Bombeo Hidráulico
BEC	=	Bombeo Electrocentrífugo
ABNI	=	Aparejo de Bombeo Neumático Intermitente
SAP	=	Sistema Artificial de Producción
POS	=	Programa de Operación Semanal
mmbpce	=	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente
ARF	=	Aparato Registrador de Flujo
TP	=	Tubería de Producción
TR	=	Tubería de Revestimiento
mmpcd	=	Millones de pies cúbicos por día
bpd	=	Barriles por día
RTP	=	Reparación y Terminación de Pozos
PG	=	Producción General
LD	=	Lectura Diferencial
LE	=	Lectura Estática
DPH	=	Descargas Por Hora
RGA	=	Relación Gas Aceite

LISTA DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

12. LISTA DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.** Campos que integran el AIATG
Figura 2. Reservas de Chicontepec al 01 de Enero 2011
Figura 3. Propiedades Roca – Fluido
Figura 4. Sistema integral de producción
Figura 5. Equipos sub-superficiales de los Sistemas Artificiales de Producción
Figura 6. Bomba sub-superficial de BM
Figura 7. Unidad de bombeo mecánico convencional
Figura 8. Unidad de bombeo mecánico Mark II
Figura 9. Unidad de bombeo mecánico aerobalanceada
Figura 10. Bomba sub-superficial de BH tipo jet
Figura 11. Bomba sub-superficial de BH tipo pistón
Figura 12. Motor eléctrico de BEC
Figura 13. Separador de gas del aparejo de BEC
Figura 14. Bomba electrocentrífuga
Figura 15. Equipo superficial y sub-superficial del BEC
Figura 16. Principio de funcionamiento del BCP
Figura 17. Bomba de cavidades progresivas
Figura 18. Rotores con diferente número de lóbulos
Figura 19. Niples de paro del aparejo de BCP
Figura 20. Accesorios sub-superficiales del BCP
Figura 21. Equipo superficial de BCP
Figura 22. Tipos de instalaciones de BN
Figura 23. Principio de operación del BN
Figura 24. Pozo típico del AIATG con aparejo de BNI
Figura 25. Ciclo de producción del BNI
Figura 26. Árbol de válvulas de un pozo típico del campo Coapechaca
Figura 27. Válvula de flote
Figura 28. Árbol de válvulas con by-pass
Figura 29. Cabezal de recolección
Figura 30. Manifold de inyección de gas
Figura 31. Válvula de control, filtro y válvula de aguja
Figura 32. Válvula motora y controlador de ciclos
Figura 33. Aparato registrador de flujo y fitting
Figura 34. Válvula desbalanceada para BNI
Figura 35. Principio de funcionamiento de una válvula operada por presión
Figura 36. Válvula de pie
Figura 37. Registro sónico de nivel tomado a través de la TP
Figura 38. Plano de localización del campo Agua Fría
Figura 39. Plano de localización de los campos Tajin-Coapechaca
Figura 40. Estado mecánico de un pozo típico con BNI en el AIATG
Figura 41. Metodología de optimización
Figura 42. Estado mecánico del pozo Les-1

LISTA DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

- Figura 43.** Registro sónico de nivel tomado a través de la TP del pozo Les-1
Figura 44. Registro sónico de nivel tomado a través de la TR del pozo Les-1
Figura 45. Estado mecánico del pozo Les-1, con niveles de líquido en TP y TR
Figura 46. Red de BNI de los campos Tajín-Coapechaca
Figura 47. Red de BNI del campo Agua Fría
Figura 48. Estado mecánico del pozo Alpha-1
Figura 49. Método gráfico de espaciamiento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante
Figura 50. Estado mecánico del pozo Alpha-2

LISTA DE GRÁFICAS

- Gráfica 1.** Pozos abiertos y cerrados en el AIATG
Gráfica 2. Clasificación por SAP y fluyentes de pozos abiertos en el AIATG
Gráfica 3. Clasificación por SAP y fluyentes de pozos cerrados en el AIATG
Gráfica 4. Pozos de BNI revisados diariamente
Gráfica 5. Análisis estadístico de las condiciones de operación y flujo del pozo Les-1
Gráfica 6. Comportamiento de flujo en una descarga del pozo Les-1
Gráfica 7. Pozo con válvula operante calzada
Gráfica 8. Pozo represionado
Gráfica 9. Pozo con aparejo de BNI descalibrado
Gráfica 10. Pozo con exceso de tiempo de gas de inyección
Gráfica 11. Pozo con comunicación entre TP y TR
Gráfica 12. Pozo con pase de gas a través de la válvula operante
Gráfica 13. Comportamiento de flujo por descarga antes y después de la optimización del pozo Les-1
Gráfica 14. Incremento de producción bruta por pozo, medido por PEP
Gráfica 15. Comportamiento de flujo del pozo Les-1, antes y después de la optimización
Gráfica 16. Comportamiento del pozo Alpha-2

LISTA DE TABLAS

- Tabla 1.** Especificaciones de varillas de succión para BM
Tabla 2. Rangos de fuelle de válvulas utilizadas en el AIATG
Tabla 3. Combinaciones de asiento y esfera de válvulas utilizadas en el AIATG
Tabla 4. Arreglo de rangos de fuelle, asiento y esfera
Tabla 5. Factores básicos de orificios
Tabla 6. Macroperas del área de trabajo
Tabla 7. Diseño del aparejo de BNI del pozo Les-1
Tabla 8. Producción y estatus del pozo Les-1
Tabla 9. Pozos con incremento de producción
Tabla 10. Qbto teórico incrementado por optimización del pozo Les-1
Tabla 11. Profundidad de colocación de las válvulas de BNI, obtenidas por el método gráfico de espaciamiento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante

LISTA DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

Tabla 12. Temperatura a la profundidad de colocación de las válvulas de BNI, obtenidas por el método gráfico de espaciamento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante.

Tabla 13. Presiones de domo @ 60 [°F]

Tabla 14. Diseño de BNI considerando un espaciamento de válvulas manteniendo la presión de cierre en superficie constante

ANEXO 9.3. Gráficas y tablas utilizadas en el diseño de un pozo con BNI.

Gráfica A1. Peso de la columna de gas

Gráfica A2. Curvas de afluencia para pozos con eficiencias diferentes de uno

Gráfica A3. Selección del gradiente de descarga en base al gasto esperado de producción

Gráfica A4. Requerimiento de volumen de gas de inyección

Gráfica A5. Reducción de la presión en el espacio anular

Tabla A6. Valores de R para válvulas con O.D=1 y 1 ½ [pg], con $A_b=0.77$ [pg²]

Tabla A7. Factores de corrección de temperatura por nitrógeno a 60 [°F]