



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

SISTEMA MEXICANO DE PRODUCCIÓN SUSTENTABLE

T E S I S

Que para obtener el título de
Ingeniero petrolero

P R E S E N T A N

Luis Uriel Alavez Barrita
Diana Cuevas Rivero

Director:

M. I. José Ángel Gómez Cabrera



AGRADECIMIENTOS

Son muchas las personas especiales a quienes quiero dar las gracias por su amistad, apoyo, motivación y compañía a lo largo de mi vida. Algunas de estas personas aun se encuentran a mi lado y otras forman parte de mis recuerdos y los llevo dentro de mi corazón. No importa en que lugar se encuentren e incluso si llegan a leer esto, solo quiero decirles gracias por formar parte de mí y ayudarme a cumplir la primera meta de mi vida.

DIOS

El ser al que le debo todo en la vida, que me orientó y me llevó por buen camino para lograr ser un profesionalista, me ha enseñado a valorar las cosas que tengo y me has otorgado el don de compartir lo que tu me has dado.

Mamá

Eres la persona que me enseñó que siempre se debe ir con la frente en alto, sin importar la situación en la que me encuentre, para toda situación siempre existe alguna sonrisa, gracias por consentirme y por apoyarme ante todo ya que sin ti no lo hubiera logrado.

Papá

Gracias por tu apoyo, por tus regaños y tus consejos, me han servido de mucho, fuiste mi ejemplo a seguir y lo estoy cumpliendo, gracias por darme otra oportunidad para seguir estudiando, te dije que no la iba a desaprovechar, es lo mejor que me pudiste dar, ser un profesionalista.

Hermano

Siempre mi compañero leal nunca me dejaste solo a pesar de que muchas veces discutíamos, fuiste mi compañero en esta etapa tan difícil y desde pequeño fuiste mi héroe, siempre me he sentido orgulloso de lo que has logrado y al igual que mi papá, fuiste uno de mis ejemplos de vida.

Hermana

Siempre tan preguntona, la más consentida de la familia, eres la mejor hermana del mundo, muchas gracias por darme el compromiso tan grande de ser tu ejemplo, confié en que muchas de las cosas que te he demostrado te van ayudar y aun tengo muchas cosas que enseñarte.

Mis tíos y tías

Muchas gracias por el gran apoyo que dieron a mi familia cuando los necesitamos, me ayudaron demasiado y les debo mucho por eso, no sé que hubiéramos hecho sin ustedes, gracias por las comidas, por los regaños, por los regalos y por todas las cosas que me dieron a mis hermanos y a mi.

Primos y primas:

Tantas cosas que hemos compartido a lo largo de esta vida, que no terminaría de darle las gracias a cada uno de ustedes, gracias por los momentos de diversión que me hicieron pasar, por sus consejos, su apoyo y sobre todo gracias por su compañía.

Mi compañera de Tesis

Diana muchas gracias por el apoyo que me diste, te debo demasiado, sin ti no sé que hubiera hecho, gracias por la compañía a lo largo de la carrera, por tu amistad, por los consejos, por la enseñanzas de vida y por ayudarme a terminar este proyecto, gracias por todo, siempre vas a contar conmigo, te quiero y espero siempre sigamos siendo un buen equipo de trabajo.

A mi Director de tesis al M.I. José Ángel Gómez Cabrera

Gracias por haber confiado en nosotros, por su paciencia, enseñanza, comentarios, críticas y sugerencias a lo largo de este trabajo. Gracias por ayudarnos a cumplir la primera meta en nuestra vida. Gracias por su amistad es una gran persona ingeniero.

Al Ing. Ariel Ramos Inestrosa

Muchas gracias por abrirnos las puertas para poder obtener la información necesaria para poder realizar este proyecto, gracias por el apoyo que nos dio a Diana y a mí al momento de llegar al activo, por su paciencia, por su atención, por compartir sus conocimientos y experiencia del BNA, gracias por ser una gran persona.

Mis sinodales

- *Dr. Edgar Ramírez Jaramillo*
- *M.I. José Ángel Gómez Cabrera*
- *M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda*
- *Ing. Mario Becerra Zepeda*
- *Dr. Néstor Martínez Romero*

Muchas gracias por sus consejos, amistad, confianza y por compartir su sabiduría y experiencia con nosotros a lo largo de la carrera, me ha servido a lo largo de mi vida profesional.

A mis amigos de la secundaria

Muchas gracias por ese reencuentro después de 10 años, me dio gusto que volvieran a estar en mi vida y más en estos momentos, fueron mis compañeros leales en esa etapa complicada de nuestra vida, la pubertad.

A mis amigos de la UNAM

Gracias por los consejos, compañía, amistad, confianza, apoyo y fiestas que me hicieron vivir desde la preparatoria, siempre estarán conmigo aunque estemos lejos, son de lo mejor que me pudo haber pasado en la vida.

A mis compañeros de trabajo

Al Ing. Rafael Pérez Herrera y al Dr. Carlos Pérez Téllez muchas gracias por el apoyo y la confianza brindada al permitirme laborar con ustedes, por las lecciones de vida, tanto emocional como profesional, también gracias por el apoyo que me dieron para poder realizar mis tramites de titulación, son los primeros jefes que he tenido y me han enseñado bastante. A mi casi hermano el Ing. Wilfrido Barrera Moreno gracias por los buenos momentos que hemos pasado en el trabajo, por tu compañía y tus buenos consejos, eres una muy buena persona. Al Ing. Aarón Medina Ramírez por el apoyo que me diste al llegar a trabajar al proyecto, por las enseñanzas y los consejos de como se debía trabajar.

A la UNAM

Mi alma mater muchas gracias, siempre estuve orgulloso de ser azul y oro, gracias por darme la de estudiar en tus aulas, estoy muy agradecido por eso, algún día regresare a compensar lo que me diste compartiendo mi experiencia y mis conocimientos con las nuevas generaciones.

Mis sueños e ilusiones

Gracias a todas esas ilusiones y sueños que tuve desde que era niño, han sido los escalones de mi vida y me han ayudado a alcanzar mis metas, nunca dejare de soñar porque si no me quedare sin escalones.

Luis Uriel Alavez Barrita

AGRADECIMIENTOS

A la universidad, mi alma mater, me encuentro orgullosa de formar parte de esta institución, ser de sangre azul y piel dorada. Gran parte de mi educación y formación profesional se las debo a sus aulas, profesores y compañeros. Aunque mi cuerpo abandone sus aulas, mi alma estará siempre presente. Seré parte de la UNAM ahora y siempre.

A mis padres, mi mejor ejemplo en la vida, nunca dejaron de darme apoyo. En momentos felices me brindaron siempre una sonrisa y un abrazo; y en los momentos difíciles nunca se abstuvieron en darme un consejo por cada fracaso que se me presentaba. Este trabajo y mi carrera profesional no los hubiera realizado con la misma satisfacción y orgullo sin las palabras de motivación que me dieron.

A mis hermanos, que son parte de mi sangre, les guardo un especial aprecio. No podré imaginarme nunca sin ellos. Hasta el día de hoy son y serán un gran apoyo en mi vida. Nunca querré perder la estrecha comunicación que tenemos hasta el momento.

A mi familia Cuevas y familia Rivero, que cada uno son parte de mí y yo de ustedes, formando una sola familia. Me identifico en los momentos felices y tristes. Nuestros lazos cada vez son más estrechos. Aquellos momentos de convivencia, aunque no lleguen a ser numerosos, siempre me esforzaré por que sean de calidad.

A mis amigos, a quienes he conocido desde hace mucho tiempo y quienes acaban de formar parte de mí; a cada uno de ustedes, sin la necesidad de mencionarlos uno por uno, saben que mi corazón, sonrisas y apoyo serán brindados siempre de mi parte y sé de que harían lo mismo por mí. Han representado un escalón más para alcanzar mi meta; siempre han estado presentes y no dejan de recordarme ante acciones y palabras que siempre existe un motivo para estar tristes, pero dos más para estar felices.

A mi director de tesis, sinodales y profesores, les agradezco los consejos y enseñanzas que me han dado sobre la carrera y vida personal. Les aseguro que seguiré todos aquellos en los que yo pueda ser una gran profesionalista, con preparación y valores. Espero encontrármelos siempre y dar con orgullo un saludo como compañeros y amigos.

Diana Cuevas Rivero

Índice

Contenido

| | |
|--|----|
| <i>AGRADECIMIENTOS</i> | 2 |
| Índice | 6 |
| Introducción | 16 |
| CAPÍTULO I.- OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN | 20 |
| 1.1.-EL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN | 20 |
| 1.1.2.-OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN. | 21 |
| 1.2.-ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y COMPORTAMIENTO DE FLUJO | 23 |
| 1.3.-EFICIENCIA DE FLUJO | 25 |
| 1.4.-ANÁLISIS NODAL | 26 |
| 1.4.1.-FLUJO EN EL YACIMIENTO..... | 27 |
| 1.4.2.-COMPORTAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TP)..... | 28 |
| 1.5.-SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN (SAP) | 31 |
| 1.5.1.-CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN | 33 |
| 1.5.2.-CONSIDERACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN | 34 |
| 1.5.3.-PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN | 37 |
| 1.5.3.1- BOMBEO MECÁNICO (BM)..... | 37 |
| 1.5.3.2.-Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)..... | 39 |
| 1.5.3.3.-Bombeo Hidráulico (BH) | 41 |
| 1.5.3.4.-BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) | 43 |
| 1.5.3.5.-BOMBEO NEUMÁTICO (BN) | 45 |
| 1.5.3.5.1.-BN CONTINUO (BNC)..... | 48 |
| 1.5.3.5.2. BN INTERMITENTE (BNI)..... | 49 |
| 1.5.3.5.3.-BN AUTOABASTECIDO (BNA) | 50 |
| 1.5.3.6 Émbolo viajero | 51 |
| CAPÍTULO II.- BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO | 54 |
| 2.1 Estudio de factibilidad técnica | 60 |
| 2.1.1 Desarrollo | 60 |

| | |
|---|----|
| 2.1.2 Estudio y selección de un pozo del campo Mora..... | 61 |
| 2.1.3 Factibilidad Técnica..... | 64 |
| 2.1.4 Conclusiones del estudio..... | 67 |
| 2.2 Requisitos antes de aplicar BNA en un pozo petrolero..... | 67 |
| 2.2.1 Información requerida para la selección de un pozo candidato a BNA..... | 68 |
| 2.2.2 Factores que afectan la selección del pozo candidato a BNA..... | 69 |
| 2.2.3 Simulación del pozo con BNA..... | 69 |
| 2.2.4 Aplicación en campo y prueba piloto del BNA..... | 70 |
| CAPÍTULO III.- PRUEBAS PILOTO DEL BNA..... | 72 |
| 3.1 Introducción..... | 72 |
| 3.2 Aplicación del BNA..... | 72 |
| 3.3 Ventajas de operar con BNA..... | 73 |
| 3.4 Desventaja del BNA..... | 73 |
| 3.5 Pruebas piloto..... | 73 |
| 3.5.1 Prueba piloto 1.-Pozo Mora A..... | 74 |
| 3.5.1.1 Campo Mora..... | 74 |
| 3.5.1.2 Antecedentes del pozo Mora A..... | 75 |
| 3.5.1.3 Elementos del sistema..... | 76 |
| 3.5.1.4 Desafíos de la prueba..... | 76 |
| 3.5.1.5 Dimensionamiento del sistema..... | 78 |
| 3.5.1.6 Problemática de la Operación del equipo..... | 81 |
| 3.5.1.7 Solución inmediata para optimizar el sistema..... | 84 |
| 3.5.1.8 Conclusiones de la prueba..... | 85 |
| 3.4.2 Prueba piloto 2.-Pozo Vernet B..... | 86 |
| 3.5.2.1 Descripción del sistema..... | 87 |
| 3.5.2.2 Procedimiento de Cálculo..... | 88 |
| 3.5.2.2.1 Recopilación, validación y análisis de la información del pozo..... | 88 |
| 3.4.2.2.2 Cálculo de los potenciales de las arenas productoras de aceite y gas..... | 91 |
| 3.5.2.2.3 Ajuste de las condiciones de operación fluyentes del pozo..... | 92 |
| 3.5.2.2.4 Determinar el diámetro y profundidad de colocación de la tubería flexible mediante la curva de comportamiento de inyección de gas contra gasto de aceite producido..... | 96 |

| | | |
|---|---|-----|
| 3.5.2.2.5 | Calcular el perfil de presión del gas de inyección en la tubería flexible de acuerdo al volumen optimizando al mismo..... | 98 |
| 3.5.2.2.6 | Seleccionar el diámetro de estrangulador para permitir el flujo de gas requerido de la arena 6..... | 99 |
| 3.5.2.2.7 | Establecer el diseño del separador así como de las conexiones superficiales y potencia requerida en el compresor..... | 100 |
| CÁPÍTULO IV.- EVALUACIÓN TÉCNICA DEL BNA..... | | 102 |
| 4.1 | La Región Sur..... | 102 |
| 4.2 | EL BNA EN LA REGIÓN SUR..... | 103 |
| 4.3 | Simulación de la operación de pozos con BNA..... | 104 |
| 4.4 | Sistema petrolero del Activo Integral Bellota Jujo..... | 104 |
| 4.5 | Simulación de la Operación de dos pozos con BNA en el Activo Integral Bellota-Jujo..... | 105 |
| 4.5.2 | Inicio de la simulación de dos pozos con BNA..... | 106 |
| 4.5.2.1 | Datos del Pozo 1 antes de instalar el BNA..... | 107 |
| 4.5.2.2 | Simulación del pozo 1 antes de instalar BNA..... | 108 |
| 4.5.2.3 | Datos del Pozo 1 después de instalar BNA..... | 118 |
| 4.5.2.4 | Simulación del pozo 1 con BNA..... | 120 |
| 4.5.2.5 | Datos del Pozo 2 antes de instalar BNA..... | 125 |
| 4.5.2.6 | Simulación del Pozo 2 antes de instalar BNA..... | 127 |
| 4.5.2.7 | Datos del pozo 2 después de instalar BNA..... | 132 |
| 4.5.2.8 | Simulación del pozo 2 con BNA..... | 134 |
| CAPÍTULO V.- ANÁLISIS DE RESULTADOS..... | | 141 |
| 5.1 | Reducción de la presión estática en el pozo..... | 141 |
| 5.2 | Efectos del cambio del diámetro de la TP en la producción..... | 142 |
| 5.3 | Efectos del cambio del diámetro del estrangulador en la producción..... | 143 |
| 5.4 | Efecto de la presión de separación..... | 145 |
| 5.5 | Análisis de resultados de la producción real a la producción simulada..... | 147 |
| 5.5.1 | Diferencia del pozo 1..... | 147 |
| 5.5.2 | Diferencia del pozo 2..... | 148 |
| 5.6 | Análisis de resultados del antes y después de la aplicación de BNA..... | 149 |
| 5.6.1 | Pozo 1..... | 150 |
| 5.6.2 | Pozo 2..... | 151 |

| | |
|--|-----|
| 5.7 Costos de operación diaria de BNA..... | 152 |
| CONCLUSIONES | 155 |
| RECOMENDACIONES | 157 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 159 |
| NOMENCLATURA | 161 |
| APÉNDICE I | 164 |
| Mínimos Requerimientos de Compresión | 164 |

LISTA DE FIGURAS

1. OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 - Sistema integral de producción..... | 20 |
| Figura 1.2- Principales caídas de presión presentes en el SIP..... | 22 |
| Figura 1.3.- Índice de productividad..... | 24 |
| Figura 1.4.- Curva de IPR..... | 25 |
| Figura 1.5.- Pérdidas de presión y nodos principales en el SIP..... | 27 |
| Figura 1.6.-Distribución de las presiones en un sistema de producción..... | 28 |
| Figura 1.7.- Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL..... | 28 |
| Figura 1.8.- Curvas típicas de gasto vs Pwf para diferentes diámetro de TP..... | 29 |
| Figura 1.9.- Gráfica de condiciones de flujo estable..... | 29 |
| Figura 1.10.- Pozo fluyente en 2 y no fluyente en 1..... | 30 |
| Figura 1.11.- Efecto del cambio del estrangulador sobre la capacidad de transporte de la TP..... | 30 |
| Figura 1.12.- Factores que afectan la selección de un SAP..... | 32 |
| Figura 1.13.- Clasificación de los sistemas artificiales de producción..... | 34 |
| Figura 1.14.- Esquema del bombeo mecánico..... | 37 |
| Figura 1.15.- Ciclo de bombeo del BM..... | 38 |
| Figura 1.16.- Componentes del sistema BEC..... | 40 |
| Figura 1.17.- Bombeo hidráulico tipo jet y tipo pistón..... | 42 |

Figura 1.18.- Diagrama del BH.....43

Figura 1.19.- Bombeo de cavidades progresivas.....44

Figura 1.20.- Configuración de las bombas de cavidades progresivas.....45

Figura 1.21.- Componentes del bombeo neumático.....46

Figura 1.22.- Principio de operación del BN.....47

Figura 1.23.- Bombeo neumático continuo en tres etapas.....48

Figura 1.24.- Bombeo neumático intermitente en tres etapas.....49

Figura 1.25.- Principio de operación del BNA.....50

Figura 1.26.- Equipo de Embolo Viajero.....52

2. Bombeo Neumático Autoabastecido

Figura 2.1.- Separador Bifásico.....55

Figura 2.2.- Rectificador de gas.....56

Figura 2.3.- Tubería flexible.....57

Figura 2.4.- Regulador de gas.....57

Figura 2.5.- Compresor.....58

Figura 2.6.- Inyección inhibidores de corrosión.....59

Figura 2.7.- Diagrama de los componentes superficiales del BNA en un pozo.....59

Figura 2.8.- Histórico y pronósticos de producción de un pozo del campo Mora.....62

Figura 2.9.- Gradiente mínimo.....62

Figura 2.10.- Producción equivalente vs Gas de BN.....63

Figura 2.11.- Parámetros mínimos de RGA y volumen de crudo producido.....63

Figura 2.12.- Configuración del sistema propuesto.....65

3. Pruebas Piloto del BNA

Figura 3.1. Localización del campo Mora.....74

Figura 3.2. Estado mecánico del pozo Mora A.....75

Figura 3.3. Esquema de instalación del sistema BNA.....76

Figura 3.4. Diagrama de fragilización del acero.....77

Figura 3.5. Líquido producido por gas inyectado c/TF 1¼" y 1½"78

Figura 3.6. Incremento de la producción al incrementar el punto de inyección c/1mmcpd.....79

Figura 3.7. Requerimientos de presión en superficie con inyección de 1 mmcpd.....80

Figura 3.8. Requerimientos de potencia con inyección de 1 mmcpd.....81

Figura 3.9. Inestabilidad de temperatura en la operación.....,.....83

Figura 3.10. Inestabilidad de la presión de succión y descarga en la operación.....83

Figura 3.11. Esquema previo a la modificación.....84

Figura 3.12. Esquema del equipo modificado.....85

Figura 3.13 Estado Mecánico del Pozo Vernet B.....86

Figura 3.14. Diagrama de procesos Bombeo Neumático Autoabastecido.....87

Figura 3.15. Curva IPR arena 6.....91

Figura 3.16.- Perfil de presión de flujo de aceite.....93

Figura 3.17.-Perfil de presión flujo de gas respectivamente.....94

Figura 3.18.- Intervalo productor de aceite.....94

Figura 3.19.- Intervalo productor de gas.....95

Figura 3.20.- Líquido producido por gasto de gas inyectado, flujo por el espacio anular.....97

Figura 3.21.- Profundidad de colocación T.F. vs Qo.....97

Figura 3.22.- Gradiente de presión fluyente, flujo espacio anular T.P. y T.F.....98

Figura 3.23.- Gradiente de presión fluyente, flujo gas interior T.F.....99

Figura 3.24. Análisis nodal en el fondo del pozo, arena 6.....100

4. Evaluación Técnica del BNA

Figura 4.1.- Extensión de la Región Sur.....102

| | |
|---|-----|
| Figura 4.2.- Ubicación de los activos integrales de la Región Sur..... | 103 |
| Figura 4.3.- Sección estructural de los pozos 1 y 2..... | 106 |
| Figura 4.4.- Estado mecánico Pozo 1..... | 107 |
| Figura 4.5.- Gradiente de presión y temperatura a pozo fluyendo..... | 108 |
| Figura 4.6.- Modelo del pozo 1..... | 109 |
| Figura 4.7.- Datos en la terminación vertical del Pozo 1..... | 109 |
| Figura 4.8.- Configuración del perfil de desviación de TP..... | 110 |
| Figura 4.9.- Configuración del perfil geotérmico de TP..... | 110 |
| Figura 4.10.- Configuración de la tubería..... | 111 |
| Figura 4.11.- Configuración de la apertura del estrangulador ½” | 111 |
| Figura 4.12.- Configuración de las propiedades del aceite..... | 112 |
| Figura 4.13.- Gradientes de presión y temperatura..... | 112 |
| Figura 4.14.- Selección de las correlaciones de flujo..... | 113 |
| Figura 4.15.- Ajuste de las correlaciones de flujo..... | 113 |
| Figura 4.16.- Parámetros para el ajuste de datos..... | 114 |
| Figura 4.17.- Selección de la correlación a ajustar..... | 114 |
| Figura 4.18.- Datos para correr la simulación del ajuste. | 115 |
| Figura 4.19.- Ajuste de datos con la correlación de Beggs y Brill Original..... | 115 |
| Figura 4.20.- Ajuste de datos con la correlación de Beggs y Brill Revisada. | 116 |
| Figura 4.21.- Análisis nodal..... | 116 |
| Figura 4.22.- Curva de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1..... | 117 |
| Figura 4.23.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite.. | 117 |
| Figura 4.24.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas. | 118 |
| Figura 4.25.- Estado mecánico del pozo 1 con TF 1½”..... | 119 |
| Figura 4.26.- Datos en la terminación vertical del P1..... | 120 |
| Figura 4.27.- Configuración de la inyección de gas por Tf de 1½” | 121 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4.28.- Configuración de la apertura del estrangulador ¾" | 121 |
| Figura 4.29.- Configuración de las propiedades del aceite..... | 122 |
| Figura 4.30.- Gradientes de presión y temperatura..... | 122 |
| Figura 4.31.- Ajuste de datos con la correlación de Beggs y Brill Revisada. | 123 |
| Figura 4.32.- Curva de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1 con BNA..... | 123 |
| Figura 4.33.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite con BNA..... | 124 |
| Figura 4.34.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas con BNA..... | 124 |
| Figura 4.35.- Estado mecánico del pozo 2 antes de instalar BNA..... | 126 |
| Figura 4.36.- Modelo del pozo 2 antes de instalar BNA..... | 127 |
| Figura 4.37.- Datos en la terminación vertical del Pozo 2..... | 127 |
| Figura 4.38.- Datos de TP del pozo 2..... | 128 |
| Figura 4.39.- Configuración de la apertura del estrangulador ¾" | 128 |
| Figura 4.40.- Configuración de las propiedades del aceite..... | 129 |
| Figura 4.41.- Correlaciones de flujo utilizadas en la simulación..... | 129 |
| Figura 4.42.- Análisis Nodal del Pozo 2 antes de instalar BNA..... | 130 |
| Figura 4.43.- Curva de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 2..... | 130 |
| Figura 4.44.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite.. | 131 |
| Figura 4.45.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas..... | 131 |
| Figura 4.46.- Estado mecánico del pozo 2 con disparo puncher..... | 133 |
| Figura 4.47.- Datos en la terminación vertical del Pozo 2 con BNA..... | 134 |
| Figura 4.48.- Datos de TP del pozo 2..... | 134 |
| Figura 4.49.- Propiedades del gas de inyección..... | 135 |
| Figura 4.50.- Configuración de la apertura del estrangulador 1" | 135 |
| Figura 4.51.- Configuración de las propiedades del aceite..... | 136 |

Figura 4.52.- Correlaciones de flujo por defecto.....136

Figura 4.53.- Análisis Nodal del Pozo 2 con BNA.....137

Figura 4.54.- Curva de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del P2 con BNA.....137

Figura 4.55.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite con BNA.....138

Figura 4.56.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas con BNA.....138

5. Análisis de Resultados

Figura 5.1.- Gasto de producción a diferentes Pwf.....141

Figura 5.2.-Variación de la producción a diferentes diámetros de TP.....142

Figura. 5.3.- Efecto del estrangulador sobre el gasto y la presión en la boca.....145

Figura. 5.4.- Efecto de la presión de separación.....146

Figura.5.5.-Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1 antes de BNA....150

Figura.5.6.-Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1 con BNA.....151

Figura.5.7.Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 2 antes de BNA.....151

Figura.8.Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 2 con BNA.....152

Lista de Tablas

1. Optimización de la producción

Tabla 1.1.- Ejemplos de algunos factores que afectan a un Sistema Artificial de Producción.....33

Tabla 1.2.- Consideraciones de diseño de los SAP's.....35

Tabla 1.3.- Consideraciones normales de operación de los SAP's.....36

3 Pruebas Piloto del BNA

Tabla 3.1.- Valores obtenidos en la prueba presión producción.....89

Tabla 3.2.- Tabla comparativa de los pozos Vernet B y Vernet C (pozos vecinos).....90

Tabla 3.3.-Prueba de presión-producción (arena 6).....90

4 Evaluación Técnica del BNA.

Tabla 4.1.- Datos del PVT utilizados en la simulación.....105

Tabla 4.2.- Resultados de prueba presión producción del P1 antes de instalar BNA.....108

Tabla 4.3.- Resultados de la simulación del Pozo 1.....118

Tabla 4.4.- Resultados de prueba presión producción del Pozo 1 con BNA.....120

Tabla 4.5.- Resultados de la simulación del Pozo 1 con BNA.....125

Tabla 4.6.- Resultados de la prueba presión producción del Pozo 2.....125

Tabla 4.7.- Resultados de la simulación del Pozo 2 antes de instalar BNA.....132

Tabla 4.8.- Resultados de la prueba presión producción de pozo 2 con BNA.....132

Tabla 4.9.- Resultados de la simulación del P2 con BNA.....139

Tabla 4.10.- Producción real y simulada de los pozos.....139

5 Análisis de Resultados

Tabla 5.1.- Comparación de resultados de la simulación del pozo 1 y 2.....148

Tabla 5.2.- Porcentaje de incremento de los gastos de producción antes y después de aplicar BNA.....149

Tabla 5.3.- Costo de la renta diaria del BNA.....153

Tabla 5.4.- Costo de operación diaria pozo 1.....153

Tabla 5.5.- Costo de operación diaria pozo 2.....154

Introducción

La industria petrolera es una de las industrias más importantes del mundo debido a la gran demanda de hidrocarburos a nivel global, esto se debe a su alto poder energético como combustible, a su amplia variedad de derivados (productos petroquímicos). Hasta hoy en día no hay ninguna otra fuente de energía que pueda sustituir por completo a los hidrocarburos. Por lo que se ha consolidado como la principal abastecedora de energía para la humanidad ya que los hidrocarburos son la batería del planeta.

El objetivo de la industria petrolera incluye procesos globales de exploración, explotación, refinación y transporte de hidrocarburo. Para la extracción del hidrocarburo es necesario comunicar el yacimiento, a ciertas condiciones de temperatura y presión hacia la superficie, el medio de comunicación es mediante pozos.

Los pozos que son terminados en zonas productoras de aceite, fluirán naturalmente en un cierto periodo de tiempo después de que comienzan a producir. En esta etapa la presión, la presencia de gas o el mecanismo de empuje que se tenga en el yacimiento proporcionarán la energía suficiente para llevar el fluido a la superficie en un pozo fluyente.

Cuando ha pasado un cierto periodo de explotación se empieza a consumir la energía primaria del yacimiento. Debido a la producción de hidrocarburos en un cierto periodo de tiempo, la presión del yacimiento disminuye y ya no es suficiente para vencer la contrapresión de la columna de fluidos, provocando baja o nula producción de hidrocarburos, creando problemas técnicos y económicos en la industria petrolera. Es por eso que se necesita realizar la optimización del sistema integral de producción (SIP) o la aplicación de una energía adicional al pozo para ayudar a vencer esta contrapresión, esta energía adicional puede ser generada por un *Sistema Artificial de Producción (SAP)*.

Desde que se realiza la planeación del proyecto de cualquier campo, se debe tomar en cuenta el ciclo de vida del yacimiento, que incluye desde su descubrimiento hasta su abandono, para ver cuando llegara el momento o la necesidad de implementar un sistema artificial de producción.

Actualmente existen varios tipos de SAP, debido a que los yacimientos no son idénticos, por lo cual se tiene que hacer la selección del SAP de acuerdo a las

características que tenga cada yacimiento y a otros factores que influyen en el desempeño óptimo de estos sistemas.

Cada SAP existente está diseñado para diferentes condiciones, cada condición va ligada con el tipo de fluido, geometría del pozo, instalaciones superficiales, producción de sólidos, tipo de yacimiento, entre otras causas. Esto da la necesidad de hacer un análisis de las condiciones presentes antes de considerar la instalación de un SAP, en ocasiones es necesaria la instalación de un SAP con alguna modificación en su sistema para que opere de manera óptima de acuerdo a las condiciones del pozo. Por ejemplo, el Bombeo Neumático Autoabastecido.

En esta tesis que tiene como nombre “**Sistema Mexicano de Producción Sustentable**” esta compuesta de cinco capítulos, a continuación se mencionará su contenido brevemente.

El capítulo 1 llamado *Optimización de la Producción* habla de los diferentes métodos que existen para hacer que los pozos petroleros produzcan de manera óptima. Se usa el análisis nodal para detectar restricciones en el sistema integral de producción (SIP) que provocan pérdidas de energía en éste. Por último se da una descripción breve del principio de operación y el uso de los sistemas artificiales de producción que ayudan a restablecer la producción de los pozos.

El capítulo 2 llamado *Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)*, el BNA fue inventado y presentado por primera vez, por el **M.I José Ángel Gómez Cabrera** durante el congreso de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México realizado en la Ciudad de Oaxaca, Oaxaca en el año de 1998. Está identificado como un Sistema Artificial de Producción autosustentable, ya que su principio de operación se fundamenta principalmente, en que la fuente de energía asistida sea proporcionada por el propio gas de la formación productora, en apego estricto a las normas de seguridad y de preservación al medio ambiente, ya que se evita el venteo o quema de gas. La información del pozo y del yacimiento para su optimización y posterior implementación se sustenta en la información histórica de los pozos y de los fluidos del yacimiento y en el estado mecánico del aparejo de producción.

En el capítulo 3 llamado *Pruebas Piloto del BNA*, a partir de una amplia investigación bibliográfica se obtuvo información de las pruebas piloto del BNA implementadas después de la propuesta del sistema. Se describen dos pruebas piloto realizadas en pozos de los campos Mora y Vernet ubicados en la Región

Sur de Pemex Exploración y Producción (PEP), las pruebas salieron satisfactorias y ahora es una opción viable para aplicar en campo.

El capítulo 4 llamado *Evaluación Técnica del BNA*, se mencionan los pozos que se encuentran operando con BNA en la Región Sur de PEP. Se obtuvo información de dos pozos ubicados en el campo Paredón, que se encuentran operando con este sistema. Se realizó con la ayuda de un software comercial, la simulación de estos pozos antes y después de instalar BNA con la finalidad de observar su potencial máximo y mejoría de su implementación demostrando su eficacia técnica.

El capítulo 5 llamado *Análisis de Resultados*, se menciona de manera breve las consideraciones que se deben de hacer para evitar la pérdida de producción, es decir, la optimización del SIP, esto se realiza antes de elegir instalar un SAP. Se analizaron los resultados obtenidos en la simulación de los dos pozos dando certeza que la implementación del BNA en muchos casos será la mejor opción de optimización. Finalmente se compararon los costos de operación diaria del BNA y los costos de compra diaria de nitrógeno, demostrando ser el BNA un sistema rentable.

Al final de este trabajo se presentan las conclusiones y recomendaciones que se obtuvieron.

CAPÍTULO 1

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

CAPÍTULO I.- OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

1.1.-EL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Un pozo fluyente es aquel que, con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, de las tuberías verticales y de descarga, estrangulador y separador.

Un pozo productor constituye solo una parte del llamado Sistema Integral de Producción (SIP), el cual comprende el yacimiento, el pozo y las instalaciones superficiales, ver figura 1.1. El SIP es el conjunto de elementos que se encarga de transportar a los fluidos del yacimiento hasta la superficie, los separa en aceite, gas y agua y los envía a instalaciones para su almacenamiento y comercialización. Cada elemento del SIP afecta a los otros elementos y para lograr una operación eficiente es necesario garantizar una compatibilidad mutua.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de descarga
- Estrangulador
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanques de almacenamiento

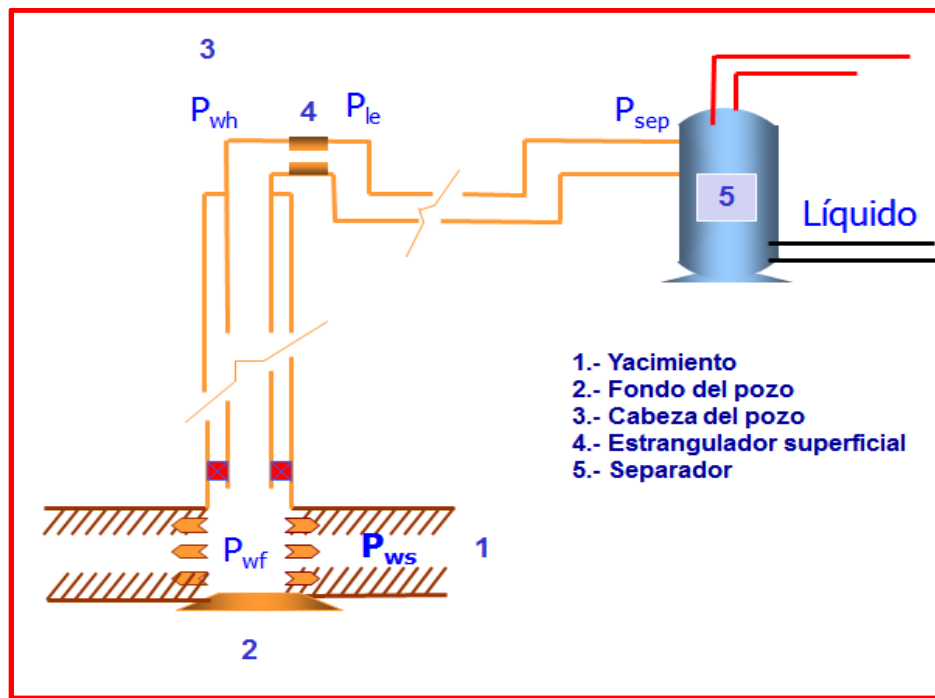


Fig. 1.1 - Sistema integral de producción. Fuente: PEMEX

Yacimiento de hidrocarburos: Es una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos a una alta presión y temperatura. Se encuentra conectado hidráulicamente por medio de los poros de la formación.

Pozo: Es una comunicación entre el yacimiento y la superficie, a través de un agujero perforado en la roca, en el cual se colocan las tuberías y accesorios para poder transportar los fluidos.

Tubería de descarga: La tubería de descarga son estructuras de acero las cuales tienen la función de transportar los fluidos del yacimiento (aceite, gas y agua) desde la boca de pozo hasta el tanque de almacenamiento.

Estrangulador: Es un elemento que sirve para controlar el pozo. Se instala en los pozos productores con el fin de hacer una restricción en el flujo de fluidos por medio de un orificio que origina una contrapresión en el sistema, dando como resultado un control del caudal de flujo y presión de pozo.

Separador: Los separadores son dispositivo utilizados, como su nombre lo dice, para separar la mezcla de fluidos provenientes del yacimiento. Se pueden clasificar de acuerdo al tipo de geometría que tiene (esférico, horizontal y vertical) o por su finalidad, bifásico (gas y líquido) y trifásico (aceite, agua y gas).

Tanques de almacenamiento: Son estructuras de acero de gran capacidad de almacenamiento en el cual se deposita la producción de los fluidos de uno o varios pozos del yacimiento. Los tanques de almacenamiento pueden estar fijos en tierra firme o en mar a través de buque-tanques.

1.1.2.-OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN.

La productividad de un sistema de producción se da principalmente por la misma naturaleza, esto quiere decir por combinación de la energía del yacimiento, saturación o capacidad de flujo. Existen problemas operacionales y de diseño que al presentarse ocasionan contrapresiones adicionales en diversos puntos del sistema integral de producción, yacimiento-pozo e instalaciones superficiales.

Estos problemas operacionales pueden identificarse, se presentan afectando el sistema productivo negativamente en todos los elementos que lo componen, tanto yacimiento, terminación, aparejo de producción, sistemas artificiales de producción, tuberías de descarga, redes de recolección y baterías de separación.

La identificación y respuesta a los problemas de producción, la optimización de las variables operacionales con el objetivo de maximizar la productividad, reducir los costos de operación y las inversiones por los equipos en los pozos; se conoce como “Optimización del Sistema Integral Producción”.

La optimización depende del conocimiento que se tenga sobre los elementos que componen el SIP. En este análisis se debe estudiar la interrelación de las caídas de presión que se presentan en el yacimiento-pozo-batería, como se muestra en la figura 1.2. Además se debe estudiar la capacidad del yacimiento en conjunto con las tuberías para aportar los fluidos del yacimiento.

La siguiente figura muestra las pérdidas de presión asociadas a cada componente del sistema integral de producción desde el yacimiento hasta la batería de separación.

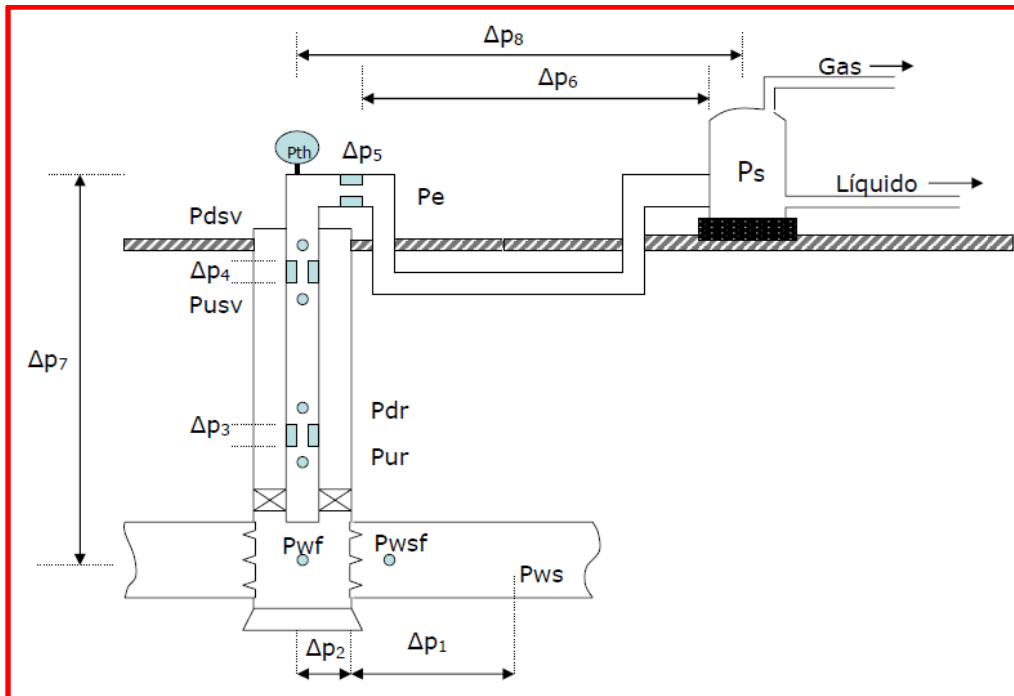


Fig. 1.2- Principales caídas de presión presentes en el SIP. Fuente: PEMEX

$\Delta p_1 = P_{ws} - P_{wsf}$: Pérdidas de presión en el yacimiento. Representan entre el 10 y el 50% de las pérdidas totales.

$\Delta p_2 = P_{wsf} - P_{wf}$: Pérdidas de presión en el radio de daño.

$\Delta p_3 = P_{ur} - P_{dr}$: Pérdidas de presión por restricciones en la T.P.

$\Delta p_4 = P_{usv} - P_{dsv}$: Pérdidas de presión en la válvula de seguridad.

$\Delta p_5 = P_{th} - P_e$: Pérdidas de presión en el estrangulador superficial.

$\Delta p_6 = P_e - P_s$: Pérdidas de presión en la línea de flujo.

$\Delta p_7 = P_{wf} - P_{th}$: Pérdidas de presión totales en la T.P. Representan entre el 30 y el 80% de las pérdidas totales.

$\Delta p_8 = P_{th} - P_s$: Pérdidas de presión en el estrangulador y la L.D. Generalmente, constituyen entre el 5 y el 30% de las pérdidas totales.

Cuando un pozo no produce satisfactoriamente o como se esperaba, se deben encontrar la causas de su baja productividad para determinar el mejor método correctivo de la misma. Los problemas de baja productividad asociados al potencial de la formación productora se deben a dos elementos principales.

- Formación productora

El flujo de los fluidos del yacimiento al pozo puede estar restringido debido a problemas naturales de la formación como son: baja permeabilidad, baja porosidad, baja presión, residuos orgánicos e inorgánicos, formación no consolidada, etc.

- Los fluidos del yacimiento

El flujo de fluidos a través de los medios porosos depende de las fuerzas de presión, gravitacionales y viscosas. El crudo viscoso, la entrada de agua y la expansión del gas disuelto provocan una variación en la producción de los fluidos del yacimiento al pozo.

1.2.-ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD Y COMPORTAMIENTO DE FLUJO

Para saber si un pozo produce de forma adecuada se debe conocer su potencial. Este potencial del pozo es el gasto máximo que aportaría un pozo si tuviera las mejores condiciones posibles. Para optimizar la producción del pozo se compara este potencial con el gasto máximo que puede brindar el pozo a las condiciones que se encuentra, al realizar esto se sabe si se tiene un problema en el SIP.

El potencial de un pozo depende principalmente de la presión del yacimiento, las permeabilidades, viscosidad, saturaciones de los fluidos, mecanismo de empuje, características de la TP y la LD.

a) Índice de productividad (IP) ($P_{wf} > P_b$)

El índice de productividad se define como la relación del gasto producido y la caída de presión en el yacimiento ($P_{ws} - P_{wf}$) y se denomina con la letra J o IP. Ver figura 1.3.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \dots \dots \dots \text{ec. 1.1}$$

Esta expresión representa la ecuación de la línea recta en coordenadas (X-Y) y es de la forma $Y = mx + b$.

Donde:

J= es el recíproco de la pendiente.

P_{ws} = La ordenada al origen.

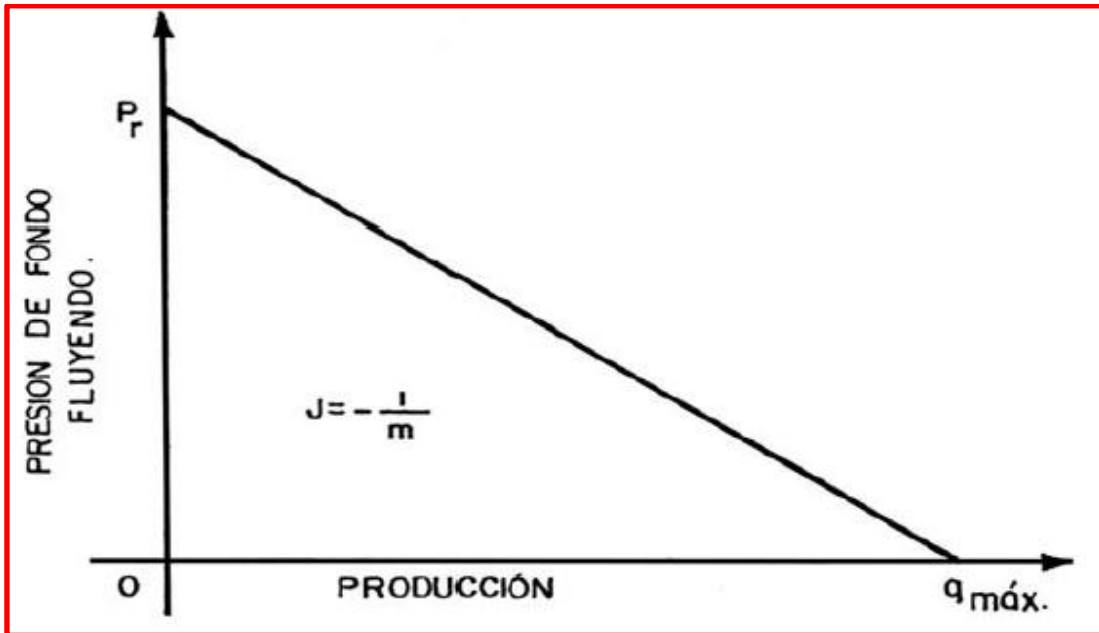


Fig. 1.3.- Índice de productividad. Fuente: Tesis BNC 2005.

La figura 1.3 representa el índice de productividad (J) cuando este es constante, esto ocurre cuando la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es mayor que la presión de saturación (P_b), dicho fenómeno puede ocurrir debido a la presencia de un empuje hidráulico muy activo en el yacimiento.

b) Comportamiento de afluencia ($P_{wf} < P_b$)

El índice de productividad cambia en función de la recuperación acumulada y también cuando se presentan mecanismos de empuje de gas disuelto y expansión de gas en el yacimiento, esto sucede cuando la presión de fondo fluyendo es menor a la presión de burbuja ($P_{wf} < P_b$).

Muskat, Gilbert y Vogel (1968) indicaron que cuando se tienen dos fases (líquido-gas) fluyendo en el yacimiento, no se tiene un comportamiento lineal parecido al índice de productividad que se obtiene cuando solo fluye una fase en el yacimiento, cuando se grafica los gastos de producción contra la presión de fondo fluyendo para dos fases (P_{wf}) se tiene una curva como la que se muestra en la figura 1.4.

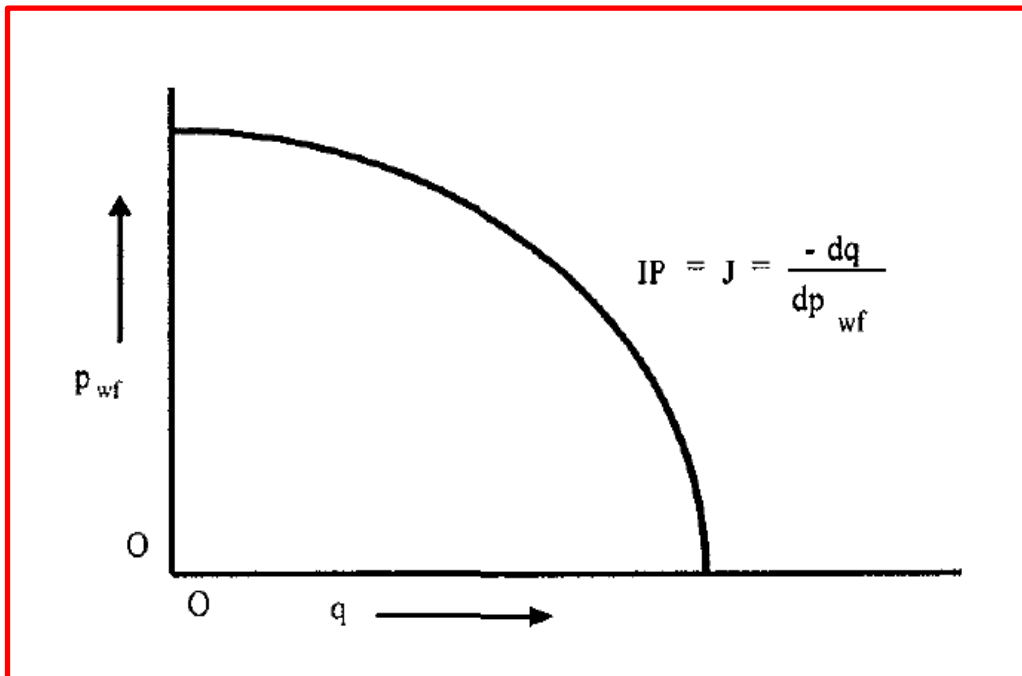


Fig.1.4.- Curva de IPR. Fuente: Productividad de pozos petroleros.

1.3.-EFICIENCIA DE FLUJO

Durante la perforación y terminación de un pozo, o durante la producción del mismo se puede generar un daño a la formación; ese daño se genera usualmente por los lodos utilizados en la perforación o por los fluidos de control en la terminación y mantenimiento de pozos que contaminan la formación productora, reduciendo la permeabilidad de la formación. También se puede generar daño durante la producción de fluidos del pozo que puede generar daño por depósitos

orgánicos o de sólidos en el medio poroso de la formación productora, provocando también una reducción en la permeabilidad de la formación.

Este daño produce una baja productividad por lo que se debe hacer un análisis para optimizar la producción del pozo. Este daño se ve reflejado en las curvas que se obtienen en una prueba de incremento de presión. El daño a la formación modifica la eficiencia de flujo (EF) y por lo tanto el comportamiento de afluencia.

En la práctica, bajo ciertas condiciones de terminación, se ha observado que un pozo produce como si estuviera en condiciones de flujo ideal, es decir, con EF=1.0, como si estuviera en agujero descubierto y sin daño (**Vogel, 1968**).

$$EF = \frac{(Caída\ de\ presión)_{ideal}}{(Caída\ de\ presión)_{real}} \dots\dots\dots ec. 1.2$$

- EF= 1 no hay daño
- EF> 1 el pozo esta estimulado
- EF< 1 el pozo esta dañado

A través del uso de la EF, que involucra las condiciones reales e ideales de un pozo, se puede determinar la productividad del pozo por medio de dos métodos.

- Standing
- Harrison

1.4.-ANÁLISIS NODAL

Se somete el SIP a la técnica de análisis nodal porque es una herramienta de aproximación a la optimización de un pozo y vincula la capacidad del yacimiento para producir fluidos con la capacidad de las tuberías para transportarlo hacia la superficie, incluyendo la capacidad de las líneas de flujo en superficie. El análisis nodal puede ser aplicado para pozos fluyentes, inyectores, o pozos que producen con ayuda de algún *Sistema Artificial de Producción (SAP)*.

Con el análisis nodal se estudian nodos en los cuales pueden utilizarse ecuaciones independientes que puedan describir la entrada o salida de los fluidos de dichos nodos como se muestra en la figura 1.5. Al realizar este procedimiento resulta fácil determinar la producción que todo el sistema en conjunto es capaz de producir, y muestra la variación en producción que resulta al ajustar parámetros como la presión del cabezal del pozo o del separador, los diámetros de la tubería de producción, los tipos de disparos y la densidad de los mismos, al igual que los parámetros de diseño de una estimulación.

Los objetivos del análisis nodal son los siguientes:

- Determinar el gasto que producirá un pozo, considerando la geometría del pozo y las limitaciones de terminación.
- Determinar las condiciones de flujo a las que el pozo se agotará.
- Determinar el momento apropiado para la instalación de un sistema artificial de producción y asistir en la selección óptima del sistema.
- Optimizar el sistema para producir el gasto objetivo económicamente.
- Verifica cada componente del sistema para determinar si está restringiendo innecesariamente la producción.
- Permite el rápido reconocimiento de la forma de incrementar el gasto de producción.

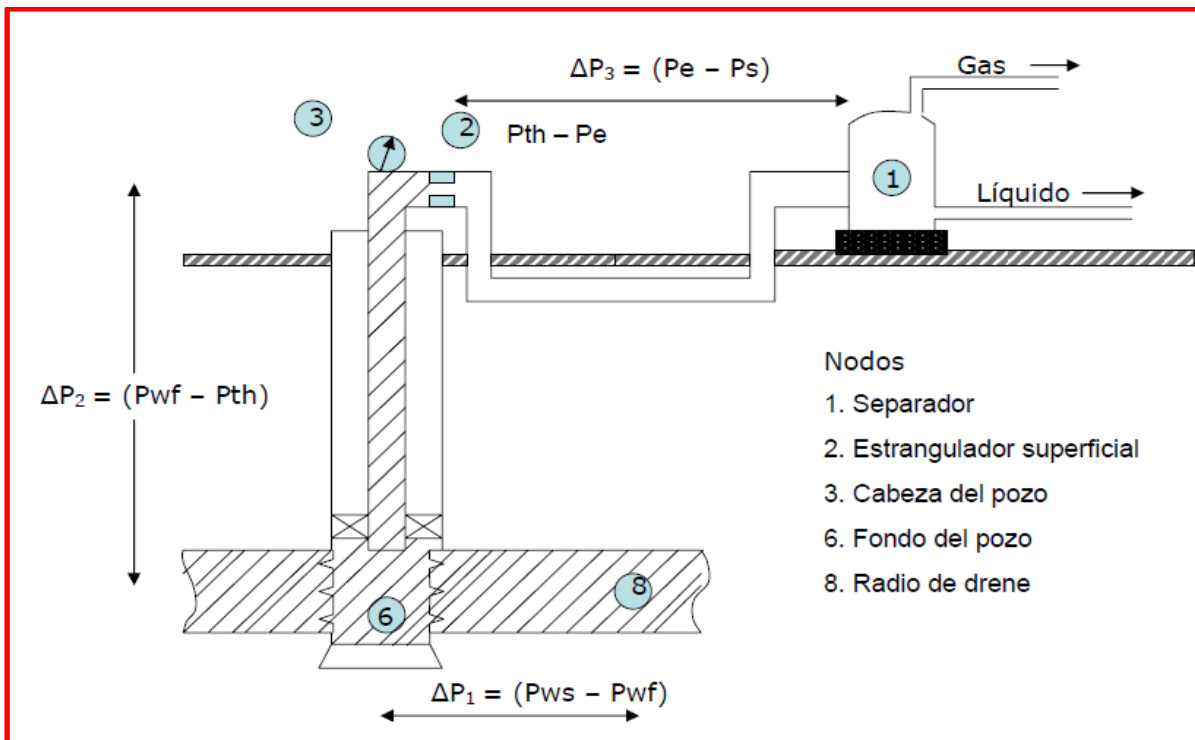


Fig. 1.5.- Pérdidas de presión y nodos principales en el SIP. Fuente: PEMEX

1.4.1.-FLUJO EN EL YACIMIENTO

En la figura 1.6 se puede distinguir que a medida que el gasto de producción se incrementa, la diferencia entre la presión estática (P_{ws}) y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se acentúa. Esta diferencia se debe a las características del sistema roca-fluido y de la eficiencia de terminación.

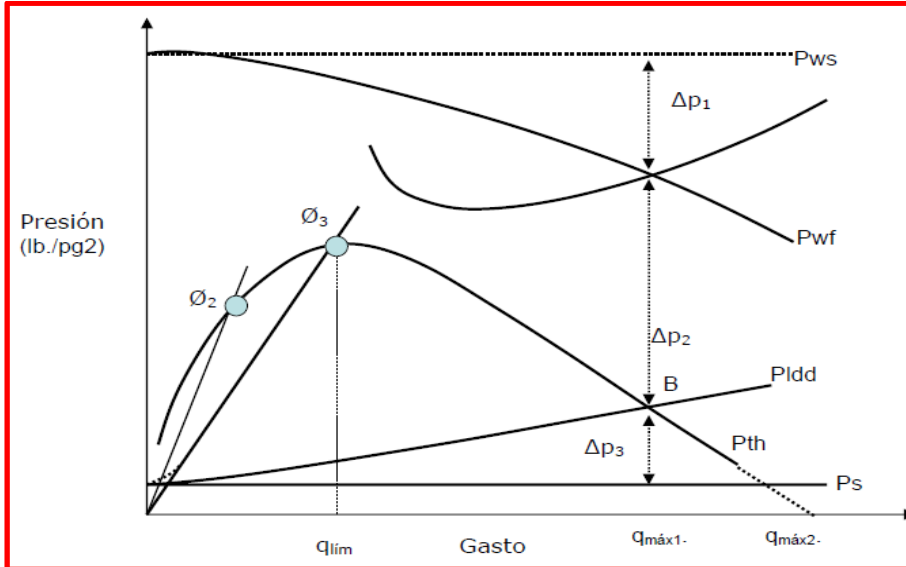


Fig. 1.6.- Distribución de presiones en un sistema de producción. Fuente: PEMEX

1.4.2.-COMPORTEAMIENTO DE FLUJO A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TP)

Nind relacionó el gasto de producción con la RGL suponiéndola constante, mientras varía el gasto del líquido y muestra que: para cualquier diámetro y profundidad de tubería, tenemos un gasto de producción que ocasiona la mínima pérdida de presión en la tubería de producción. La figura 1.7 muestra el comportamiento descrito y lo mismo puede apreciarse en la figura 1.8.

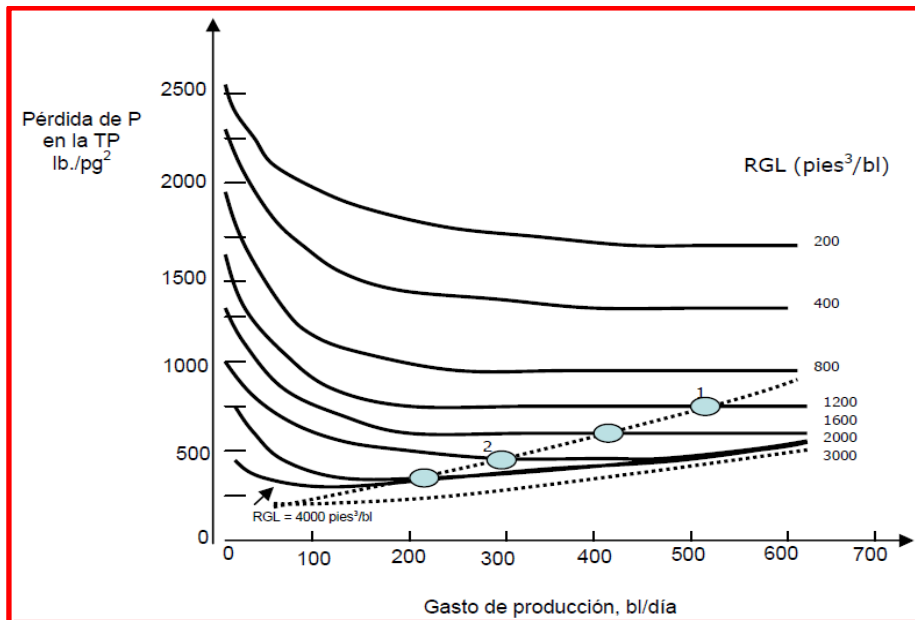


Fig. 1.7.- Pérdidas de presión en función del gasto para varias RGL. Fuente: PEMEX

Cuando se explota un yacimiento, la presión del mismo va a declinar provocando un aumento de la RGL, que al principio nos beneficiará en la producción de fluidos, pero al aumentar demasiado nos puede causar problemas de pérdidas por fricción mayores.

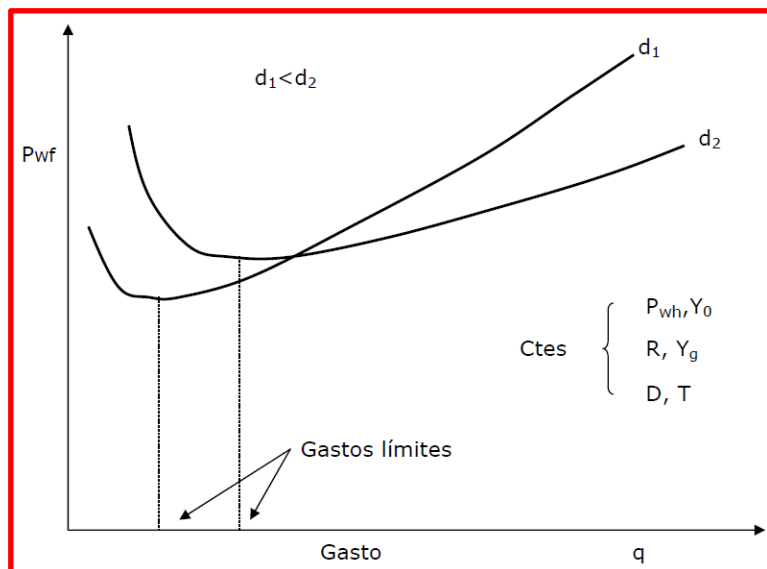


Fig. 1.8.- Curvas típicas de gasto vs P_{wf} para diferente diámetro de TP. Fuente: PEMEX

En la figura 1.8 se muestran los gastos que limitan el flujo estable, si un pozo produce por debajo del gasto límite se encontrará produciendo en una zona de flujo inestable o cabeceo.

Para tener el flujo en condiciones de flujo estable, a la figura 1.8 se le agrega una curva de IPR para obtener un resultado semejante al de la figura 1.9.

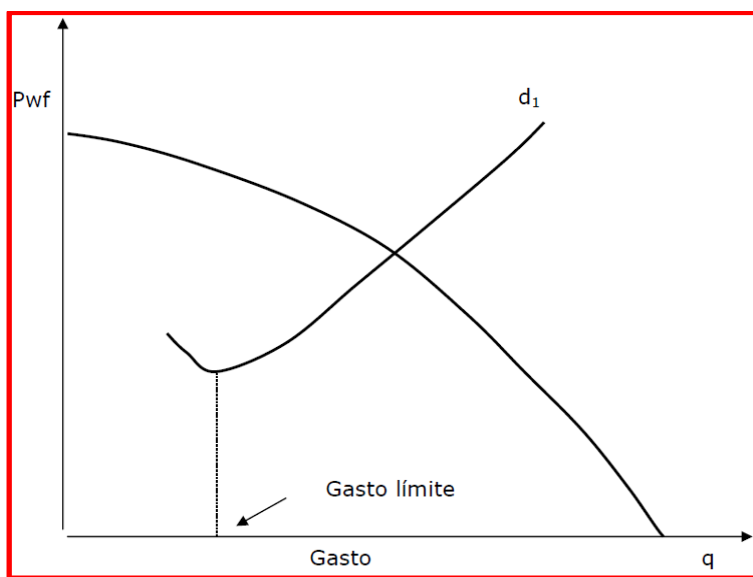


Fig. 1.9.- Gráfica del flujo en condiciones de flujo estable. Fuente: PEMEX

En la figura 1.10 se observa que la curva de capacidad de transporte de la TP corta la curva de comportamiento de afluencia IPR en dos puntos. En el punto 2, a la derecha del gasto límite el flujo a través de la TP será un flujo estable, mientras que en la posición 1 no se tendrá flujo a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando un flujo inestable que originara un cambio en la curva de capacidad de transporte por TP, que se muestra en la figura 1.11.

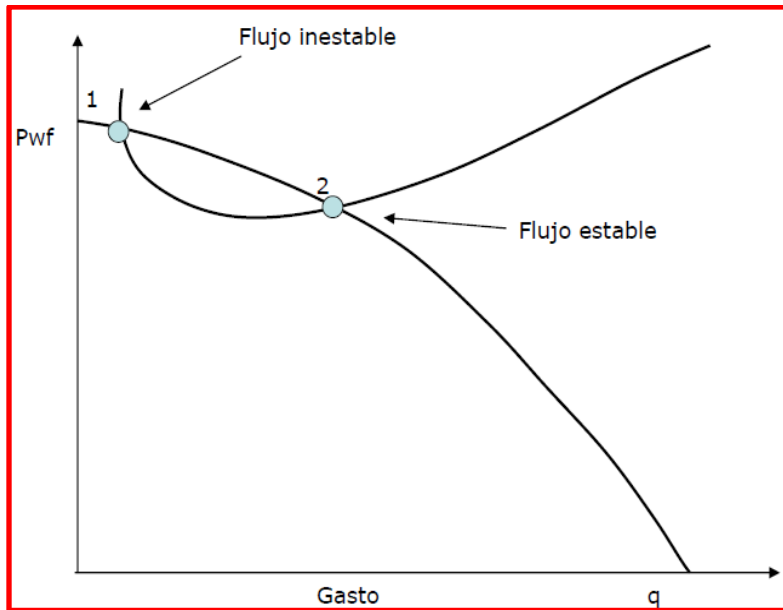


Fig. 1.10.- Pozo fluyente en 2 y no fluyente en 1. Fuente: PEMEX

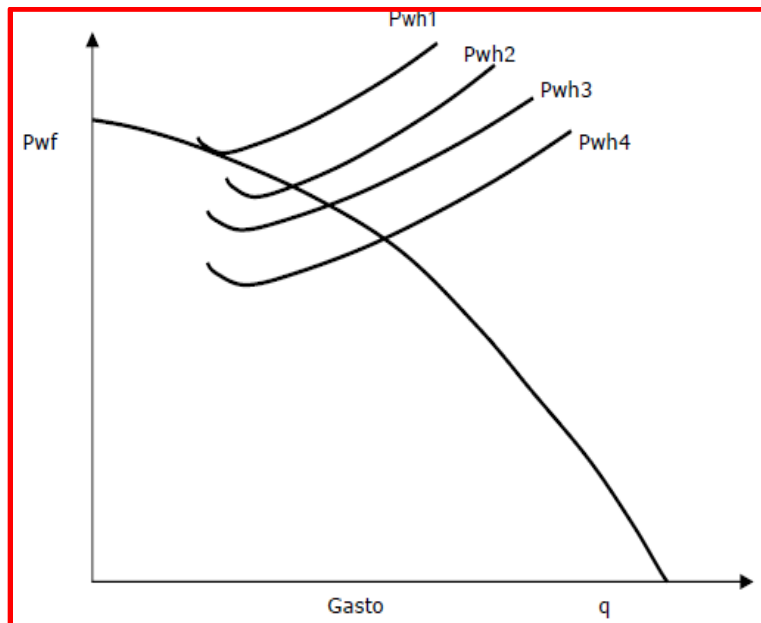


Fig. 1.11.- Efecto del cambio del estrangulador sobre la capacidad de transporte de la TP. Fuente: PEMEX

1.5.-SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN (SAP)

Los sistemas artificiales de producción (SAP) son sistemas o equipos que proporcionan energía al pozo para poder vencer la contrapresión ejercida por la columna de fluidos sobre la formación, y así *restablecer o incrementar* la producción de hidrocarburos que pueda ser explotada del yacimiento, en forma rentable.

También se puede definir como un equipo adicional a la infraestructura de un pozo, que suministra energía adicional, también llamada energía externa, a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

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

Pasos:

1. Selección del SAP.
2. Diseño del SAP.
3. Implementación del SAP en campo.
4. Monitoreo de los datos de producción.
5. Monitoreo del funcionamiento del equipo.
6. Evaluación integral del SAP instalado.

Hay dos consideraciones importantes que se deben tomar mucho en cuenta para la instalación de un SAP.

a) Aspectos técnicos

En los aspectos técnicos debemos de hacer un estudio del campo para determinar si es posible instalar un SAP, se consideran las características tanto del pozo como de los fluidos del yacimiento para así escoger el sistema artificial mas adecuado para dichas condiciones. Además se debe considerar los problemas que llegue a presentar nuestro pozo y el mismo yacimiento durante la instalación del SAP.

b) Análisis económico

En este caso se debe hacer un análisis de los beneficios que traerá instalar un SAP el cual incluya: costos de operación, costos de instalación, costos de mantenimiento y los ingresos que tengamos por el aumento de la producción al aplicar algún SAP.

La selección apropiada del SAP depende del análisis de información de varias disciplinas que son perforación, terminación, administración de yacimientos, etc.

La información que nos proporciona estas disciplinas son factores que nos ayudan a la selección de un sistema artificial de producción, en la figura 1.12 se puede mencionar ejemplos de éstas.



Fig.1.12.- Factores que afectan la selección de un SAP

| Características de la producción | | Propiedades de los fluidos | |
|--|--|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Índice de Productividad Relativa (IPR). • Gasto de producción (Qo, Qg). • Corte de agua (%W). • Relación gas-líquido (RGL). | | <ul style="list-style-type: none"> • Viscosidad del aceite (μo). • Viscosidad del gas (μg). • Factor de volumen de gas (Bg). • Factor de volumen de aceite (Bo). • Densidad ($^{\circ}\text{API}$) | |
| Características del yacimiento | | Características del pozo | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Expansión de los fluidos • Segregación gravitacional • Empuje Hidráulico • Expansión capa de gas | | <ul style="list-style-type: none"> • Profundidad • Diámetro interno de tuberías (ID) • Tipo de terminación • Desviación | |
| Energía | | Localización | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Electricidad • Diesel • Gas Natural • Propano • Solar | | <ul style="list-style-type: none"> • Costa afuera • Costa dentro • Zona urbana • Aislada • Conjunto de pozos | |
| Instalaciones Superficiales | | Problemas Operacionales | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Líneas de flujo • Cabezales de distribución • Presión en el separador | | <ul style="list-style-type: none"> • Arena • Parafina • Carbonatos • Corrosión • Emulsiones • Temperatura de fondo • Clima | |

Tabla 1.1. Ejemplos de algunos factores que afectan a un Sistema Artificial de Producción.

1.5.1.-CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

- Bombeo Mecánico (BM)
- Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)
- Bombeo Neumático (BN)
 - Continuo
 - Intermitente
 - Autoabastecido
- Émbolo viajero

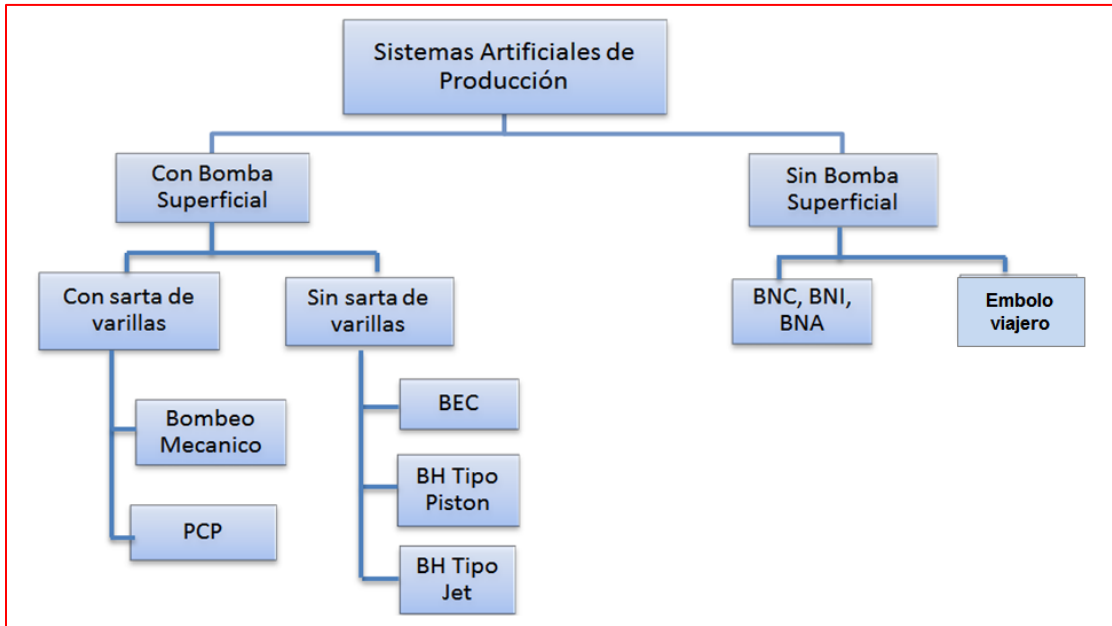


Fig.1.13.- Clasificación de los sistemas artificiales de producción. Fuente: Apuntes de SAP's 2011

1.5.2.-CONSIDERACIONES DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

Algunas consideraciones para la selección de un SAP son las condiciones geográficas y de producción, dentro de las condiciones geográficas se encuentran los cambios climáticos y la ubicación; dentro de las condiciones de producción se encuentran las propiedades de los hidrocarburos (impurezas: CO₂ o H₂S), producción de sólidos y las relaciones gas-aceite y agua.

Cada sistema artificial de producción trabajan bajo diferentes condiciones de operación y limitaciones, estas dependen del diseño que se haga del SAP para trabajar bajo ciertas condiciones, la tabla 1.2 y 1.3 muestran las consideraciones de diseño de cada sistema artificial.

Es importante revisar bajo qué condiciones opera de manera óptima cada SAP y cuales son las condiciones presentes en las que se encuentra en el pozo, debido a que no siempre se tendrán las mismas condiciones para todos los pozos, al hacer este análisis se podrá aplicar un SAP de una manera óptima.

Tabla 1.2 Consideraciones de diseño de los SAP's . Fuente: SPE 24834

| | Bombeo Mecánico | Bombeo de cavidades progresivas | Bombeo Electro centrífugo | Bombeo Hidráulico reciprocante | Bombeo hidráulico jet | Bombeo Neumático Continuo | Bombeo Neumático Intermitente | Pistón viajero |
|-------------------------------|--|---|---|--|--|--|--|--|
| COSTO DE CAPITAL | Moderado o bajo: Incrementa con la profundidad | Bajo: pero Incrementa con la profundidad y gastos muy grandes. | Relativamente bajo e incrementan con la potencia requerida por la bomba. | Varía pero a menudo es competitivo con el bombeo mecánico. | Competitivo con el BM. Los costos incrementan con altos caballos de fuerza requeridos | Costos bajos en el equipo, pero los costos de compresión pueden ser altos. | Lo mismo que el BN continuo. | Bajo: si no requieren compresor. |
| EQUIPO SUB SUPERFICIAL | Relativamente bueno en el diseño de las varillas, y es necesaria una practica de operación. El banco de datos de fallas beneficia en la correcta selección de operación y reparaciones para varillas y bombas. | Buen diseño y se necesita una operación de práctica. Puede tener problemas con la selección apropiada del elastómero. | Requiere de un cable apropiado además del motor, bombas, sellos, etc. Un buen diseño más una buena operación son esenciales. | Un tamaño adecuado de la bomba y una operación de práctica son esenciales. Requiere de dos condiciones (fluido motriz y un conducto por donde fluya) | Requiere de un equipo de cómputo con programas de diseño. Tolerancia moderada de sólidos en el fluido producido. Las partes de la bomba son inmóviles. | El buen diseño de las válvulas y el espaciado son esenciales. Costos moderados para el equipo del pozo. Opción de válvulas recuperables o convencionales | Descarga en el fondo con válvulas de BNC. | Las prácticas de operación tienen que ser a cada pozo para la optimización. Pueden presentarse problemas en el embolo. |
| EFICIENCIA | Excelente: Cuando la bomba está llena, tiene una eficiencia de 50 a 60%. | Excelente: El sistema tiene una eficiencia de 50 a 70%. | Bueno para altos gastos de pozo pero disminuye significativamente para <1000 BFPD. Normalmente la eficiencia del sistema es alrededor del 50% para altos gastos | Regular a bueno: Usualmente no es bueno con BM debido a la RGA. Normalmente la eficiencia está en el rango del 30 a 40%. | Regular a malo: Máxima eficiencia alrededor del 30%. Se ve influenciado por el fluido motriz. | Regular: Incrementa para pozos que requieren inyección de RGA. Las eficiencias normales son del 20%, pero el rango es de 5 a 30%. | Malo: Normalmente requiere una alta inyección de gas por cada barril de fluido. La eficiencia es de 5 a 10%. | Excelente para pozos fluyendo. No requiere entrada de energía debido a que usa energía del pozo. |
| FLEXIBILIDAD | Excelente: Se puede controlar el tamaño del embolo y el tiempo de corrida para controlar el gasto. | Regular: La unidad hidráulica proporciona flexibilidad adicional pero es un costo adicional. | Malo: El diseño de la bomba debe ser cuidadoso. Normalmente la velocidad de la bomba es fija. | Bueno a excelente: Puede variar los gastos del fluido motriz. | Bueno a excelente: Los gastos del fluido motriz y la presión son ajustables a los gastos de producción. | Excelente: La inyección de gas varía con los cambios de gastos del pozo. La T.P necesita ser del tamaño correcto. | Bueno: Se debe ajustar el tiempo de inyección y la frecuencia de los ciclos. | Bueno para bajos volúmenes en la columna del fluido. Puede ajustarse el tiempo de inyección y la frecuencia. |
| COSTOS OPERACIONALES | Bajo para bajas o medianas profundidades (<2100m) y localizaciones con baja producción (BFPD). | Potencialmente bajo, pero, corta en la vida del estator o rotor, el cual frecuentemente son reportados. | Varia: Si hay altos HP se requieren altos costos de energía. A menudo los costos de reparación son altos. | Frecuentemente alto que el BM incluso para sistemas libres. La corta vida de la carrera incrementa costos operacionales totales. | Altos: Debido a los requerimientos de potencia. Bajos en el mantenimiento o de la bomba. | Bajos costos: Los costos de compresión varían dependiendo de los costos de combustible y del mantenimiento del compresor. | Lo mismo que el de flujo continuo. | Usualmente muy bajo. |
| SEGURIDAD | Excelente: La eficiencia del tiempo de corrida >95%. | Buena: Normalmente e por encima del bombeo y la falta de experiencia disminuye el tiempo de corrid | Varia: Excelente para casos ideales de producción. Malo para áreas con problemas | Varia: Excelente para casos ideales de producción. Malo para áreas con problemas | Bueno con el tamaño apropiado de la garganta y de la tobera. Se debe evitar operar en el rango de cavitación de la garganta de la bomba. | Excelente: Si el sistema de compresión es el apropiado. | Excelente: Si los suministros de gas son adecuados y si el volumen de almacenamiento de presión es bajo. | Bueno si es un pozo estable. |

Tabla 1.3.- Consideraciones normales de operación de los SAP's. Fuente: SPE 24834

| | Bombeo Mecánico | Bombeo de cavidades progresivas | Bombeo Electrocentrífugo | Bombeo Hidráulico recíprocante | Bombeo hidráulico jet | Bombeo Neumático Continuo | Bombeo Neumático Intermitente | Pistón viajero |
|--|---|--|---|---|--|---|---|---|
| LIMITES EN LA T.R | Solamente problemas en gastos elevados requerirán émbolos más grandes. Tamaños pequeños de la T.R limitaran la separación de gas. | Normalmente no hay problema para T.R de 4.5" y largas; pero, la separación de gas será una limitante.. | El tamaño de la T.R limitara el uso de grandes motores y bombas. | Grandes T.R requieren de sistemas de apertura y cierre. Pequeñas T.R podrían Resultar excesivas en perdidas de fricción y limitara los gastos.. | Pequeños tamaños de T.R limitara los gastos de producción. | El uso de TR de 4.5" y 5.5" con 2" de T.P nominal limitara la producción a <1000BPD. | Pequeños tamaños de T.R (4.5 y 5.5) normalmente no habrá problema para una producción de bajo volumen.. | Pequeños tamaños de T.R son adecuados para esta producción de bajo volumen. |
| LIMITES DE PROFUNDIDAD | Bueno: La varilla o la estructura pueden limitar el gasto a una profundidad. | Malo: Limitado relativamente por la poca profundidad posiblemente 1500m. | Usualmente limitado por la potencia del motor y la temperatura, prácticamente alrededor de 3000m. | Excelente: Limitado por la presión de fluido motriz (5000psi) una profundidad alrededor de 5200m. | Excelente: Limites similares al bombeo recíprocante. Alrededor de 6100m. | Controlado por el sistema de presión de inyección y por los gastos de gas y aceite. | Normalmente limitado por el regreso del bache; pocos pozos >3000m.. | Normalmente <3000m. |
| CAPACIDAD DE SUCCIÓN | Excelente: <25psi. Proporciona adecuado desplazamiento o y descarga de gas. Normalmente alrededor 50 a 100Psi. | Bueno: <100Psi proporciona adecuado desplazamiento y descarga de gas. | Regular si existen pequeñas cantidades de gas libre. Malo si la bomba se debe manejar alrededor del 5% del gas libre. | Regular: No muy bueno con bombeo de varillas. Presión de succión < 100psi. Se reduce la eficiencia si hay gas libre. | Malo a regular >350Psi a 1500m con baja RGA. | Malo: Restringido por el gradiente de gas. Normalmente limitado con gasto limitado alrededor de 150psi por 305m de profundidad. | Regular: cuando se usa sin cámaras. | Bueno: Con presión en el fondo <150psi a 3000m para un gasto bajo. |
| NIVEL DE RUIDO | Regular: Moderadamente alto para áreas urbanas. | Bueno: Solamente en el primer movimiento se produce ruido. | Excelente: Muy poco ruido. A menudo se prefiere en zonas urbanas si la producción es alta. | Bueno: Bajo ruido en el pozo. | Igual al bombeo hidráulico recíprocante. | Bajo en el pozo pero el compresor es ruidoso. | Mismas Característica del BNC | Bajo en el pozo.. |
| FLEXIBILIDAD DEL PRIMER MOVIMIENTO. | Bueno: Las maquinas y motores pueden ser usados fácilmente. | Bueno: Ambos maquinas y motores pueden ser usados fácilmente. | Regular: Requiere de una fuente de poder sin puntas o interrupciones . | Excelente: El primer movimiento puede encender un motor eléctrico, gas o maquinas de diesel. | Igual al Bombeo Hidráulico Recíprocante | Bueno: Maquinas, turbinas o motores pueden ser usados para la compresión. | Mismas Característica del BNC. | Nada se requiere. |
| CAUSA DE PROBLEMAS | El tamaño y operaciones son desventajas en áreas pobladas y de cultivo. | Bueno: Bajo perfil en equipo superficial. | Bueno: Bajo perfil pero requiere de un transformador. | Regular a bueno: Equipo en el cabezal de bajo perfil. Requiere tratamiento superficial y un equipo de bombeo de alta presión. | Igual al bombeo hidráulico recíprocante. | Bueno: Perfil bajo, pero se debe proporcionar mantenimiento o al compresor. Las precauciones de seguridad deben tomarse para líneas de gas de alta presión. | Mismas Característica del BNC | Ninguno, solo si hay presencia de corrosivos. |

1.5.3.-PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

1.5.3.1- BOMBEO MECÁNICO (BM)

El bombeo mecánico consiste de cinco partes esenciales, ver figura 1.14.

- Unidad de Bombeo Mecánico
- Motor Primario
- Reductor de engranes
- Sarta de la varilla de succión
- Bomba subsuperficial

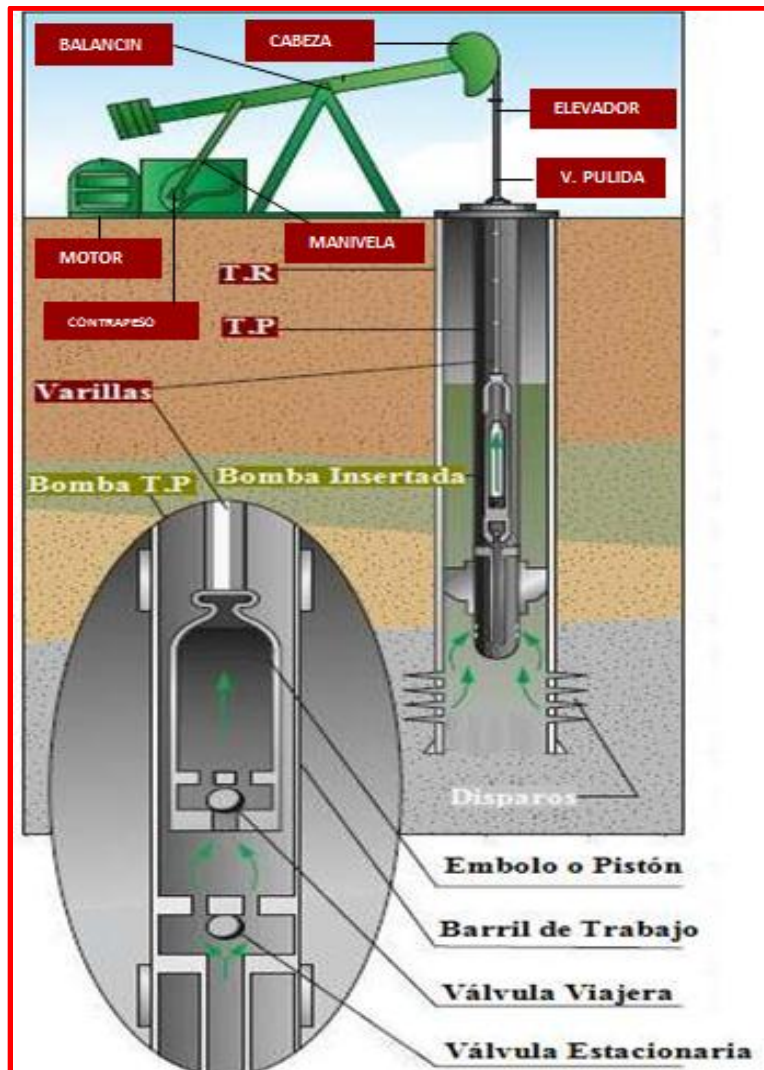


Fig.1.14. Esquema del Bombeo Mecánico. Fuente: Aplicación de terminaciones inteligentes en SAP's.

El Bombeo Mecánico consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba subsuperficial, la cual succiona aceite debido al movimiento recíprocante de un émbolo, el cual se mueve de manera ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de una unidad superficial conocida como unidad de bombeo mecánico, esta unidad es accionada a través de la energía proporcionada por un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo esta energía a través de una sarta de varillas metálicas, las cuales van a unir a la unidad de bombeo mecánico con la bomba subsuperficial, es indispensable que la bomba subsuperficial se encuentre cubierta totalmente por los fluidos del pozo para su mejor funcionamiento.

El ciclo de bombeo, que se muestra en la figura 1.15, consiste de un cilindro o camisa suspendida en la TP, el émbolo se mueve de arriba hacia abajo en el interior de este cilindro por medio de sartas de varillas de succión, la cual consiste en una serie de varillas de acero enroscadas y acopladas en la superficie a la unidad de bombeo mecánico. La unidad de bombeo mecánico y el motor en la superficie suministran el movimiento oscilatorio a la sarta de varillas de succión y, en consecuencia, a la bomba. En el fondo del cilindro está instalada una válvula estacionaria de bola y de asiento, una válvula estacionario o fija, mientras que la segunda válvula de esfera y asiento, la válvula viajera, está localizada en el émbolo.

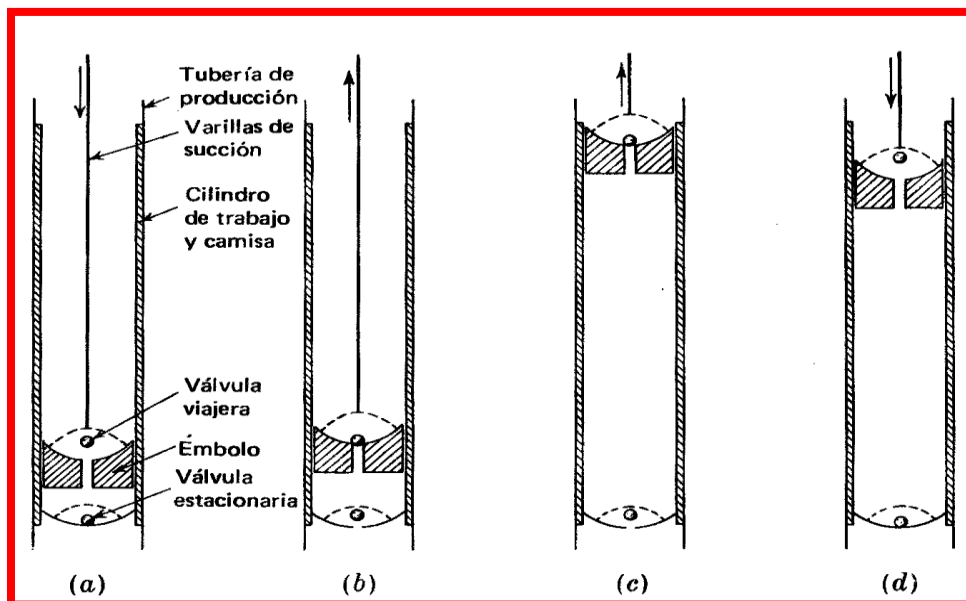


Fig. 1.15.- Ciclo de bombeo del BM: a) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del fondo de la carrera, b) el émbolo sube, cerca del fondo de la carrera, c) el émbolo sube cerca de la parte superior de la carrera, d) el émbolo se mueve hacia abajo cerca del tope de la carrera. Fuente: Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros

1.5.3.2.-Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC)

El Bombeo Electrocentrífugo Sumergido trabaja sobre un amplio rango de profundidades y gastos, consta de una bomba centrífuga instalada dentro del pozo, la cual a través de un motor es impulsada para producir los fluidos del fondo del yacimiento; el motor recibe la energía que requiere para su funcionamiento a través de un cable de potencia que va reflejado a la TP. La bomba es sumergida en el fluido del pozo y suspendida en el extremo inferior de la TP, generalmente arriba de la zona de disparos.

Una unidad común de Bombeo Electrocentrífugo Sumergible consiste de los siguientes componentes, figura 1.16:

Equipo subsuperficial:

- Motor eléctrico
- Protector
- Sección de entrada o intake
- Bomba electrocentrífuga
- Cable conductor.

Equipo Superficial:

- Cabezal.
- Cabezal superficial.
- Tablero de control.
- Transformador.

Se requiere de accesorios necesarios para asegurar una buena operación de todo el sistema y evitar que exista algún paro en la producción, estos accesorios son: separador de gas, flejes para cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contrapresión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para controlar el motor, caja de unión y controlador de velocidad variable (VSD).

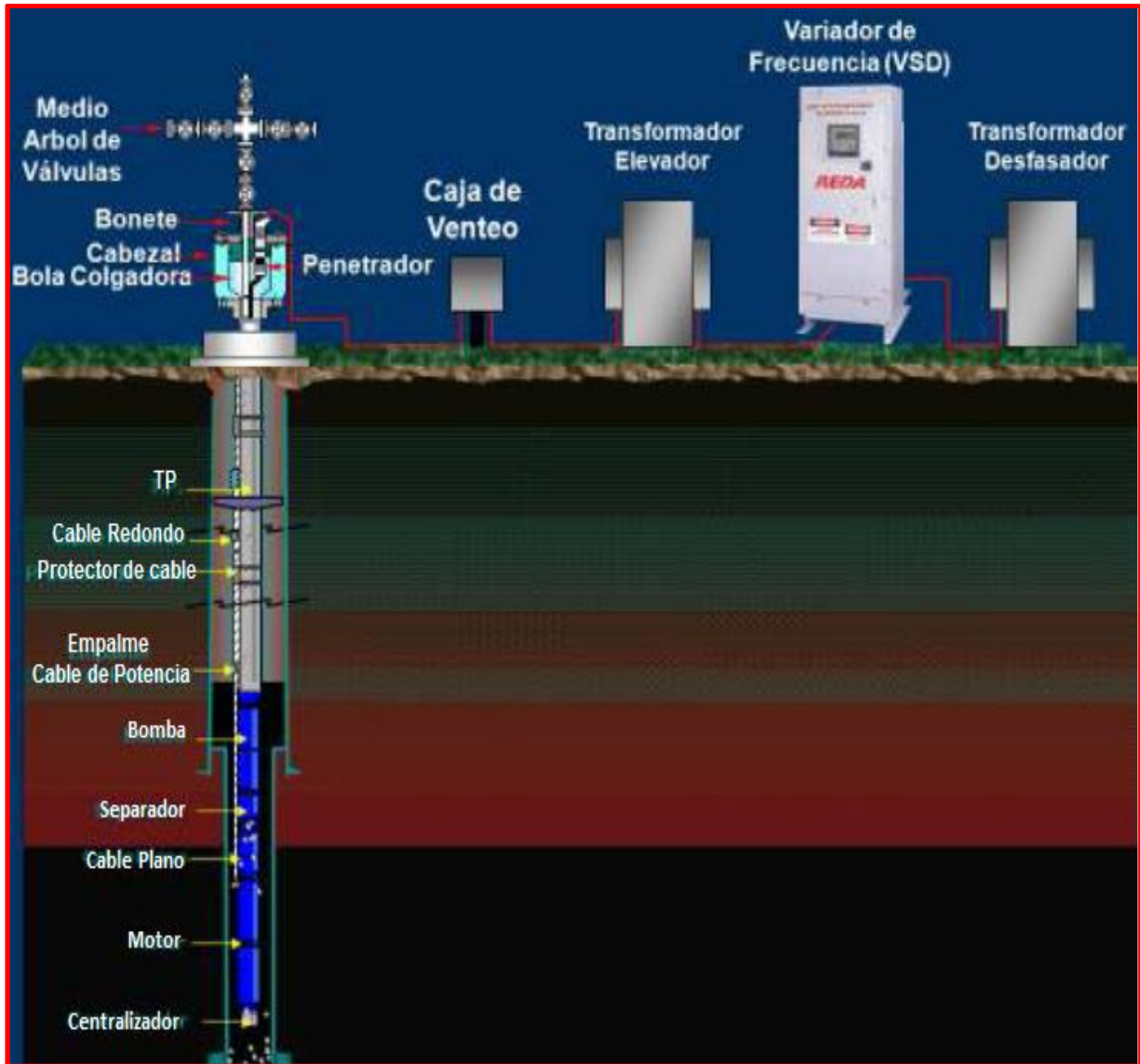


Fig. 1.16.- Componentes del sistema BEC. Fuente: Apuntes de SAP's 2011

El bombeo de los fluidos del pozo a la superficie se realiza por medio de una bomba centrífuga, lo que realiza esta bomba es proporcionar a los fluidos del yacimiento un incremento de presión necesaria para llevar estos fluidos a la superficie en la cabeza del pozo.

Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y constan de dos componentes que son un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El tamaño de la etapa define el volumen de fluido que va a producirse, la carga de presión que la bomba genera depende del número de etapas y de este número depende la potencia requerida.

Los empujes desarrollados por los impulsores dependen de su diseño hidráulico y mecánico además del gasto de operación de la bomba, la presión que desarrolla la bomba depende de la velocidad del impulsor y es independiente del líquido bombeado.

1.5.3.3.-Bombeo Hidráulico (BH)

El Sistema de Bombeo Hidráulico opera mediante una bomba colocada en el fondo del pozo mediante la inyección de un fluido motriz, este fluido es utilizado por la bomba subsuperficial 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 a superficie, como se muestra en la figura 1.18. Este sistema se basa en el principio básico sencillo: “La presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones”.

Una bomba hidráulica es un dispositivo tal, que recibiendo energía mecánica de una fuente exterior, la transforma en una energía de presión transmisible de un lugar a otro de un sistema hidráulico a través de un líquido cuyas moléculas estén sometidas precisamente a esa presión.

El Bombeo Hidráulico se clasifica por el tipo de bomba subsuperficial:

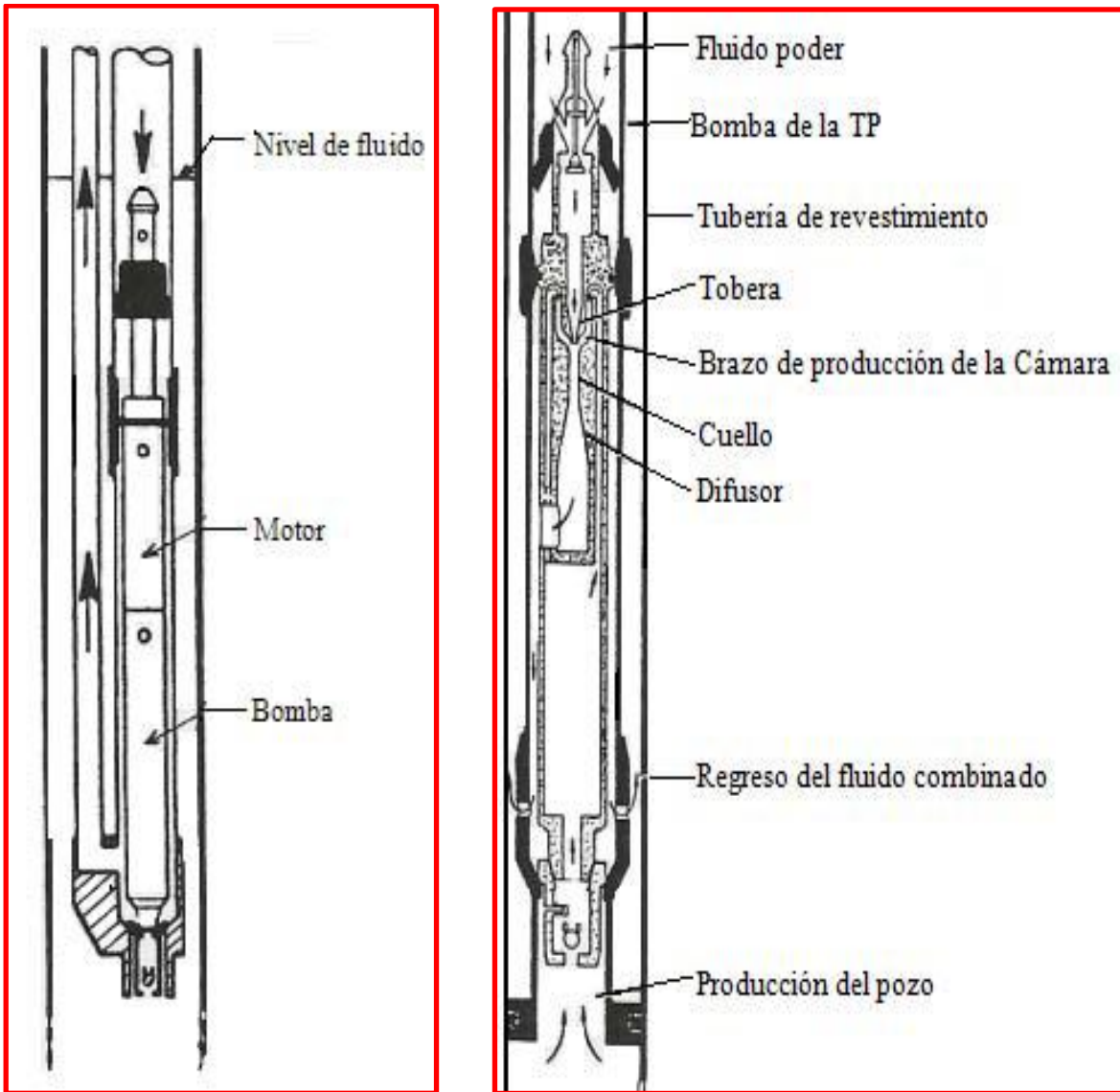
- Bombas Hidráulicas tipo pistón, Fig. 1.17a

En el bombeo Hidráulico tipo pistón las bombas de pistones están formadas por un conjunto de pequeños pistones que van subiendo y bajando de forma alternativa de un modo parecido a los pistones de un motor a partir de un movimiento rotativo del eje. Estas bombas disponen de varios conjuntos pistón-cilindro de forma que mientras unos pistones están aspirando líquido, otros lo están impulsando, consiguiendo así un flujo menos pulsante; siendo más continuo cuantos más pistones haya en la bomba; el líquido pasa al interior del cilindro en su carrera de expansión y posteriormente es expulsándolo en su carrera de compresión, produciendo así el caudal.

- Bombas Hidráulicas tipo jet, Fig. 1.17b

El bombeo hidráulico tipo jet, es un sistema artificial de producción que funciona mediante la transferencia de potencia a una bomba subsuperficial con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba subsuperficial actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos.

La bomba subsuperficial tipo Jet, logra la acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos. La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie.



a) Tipo pistón

b) Tipo Jet

Fig. 1.17.- Bombeo hidráulico tipo pistón y tipo jet. Fuente: Tesis BNC 2005

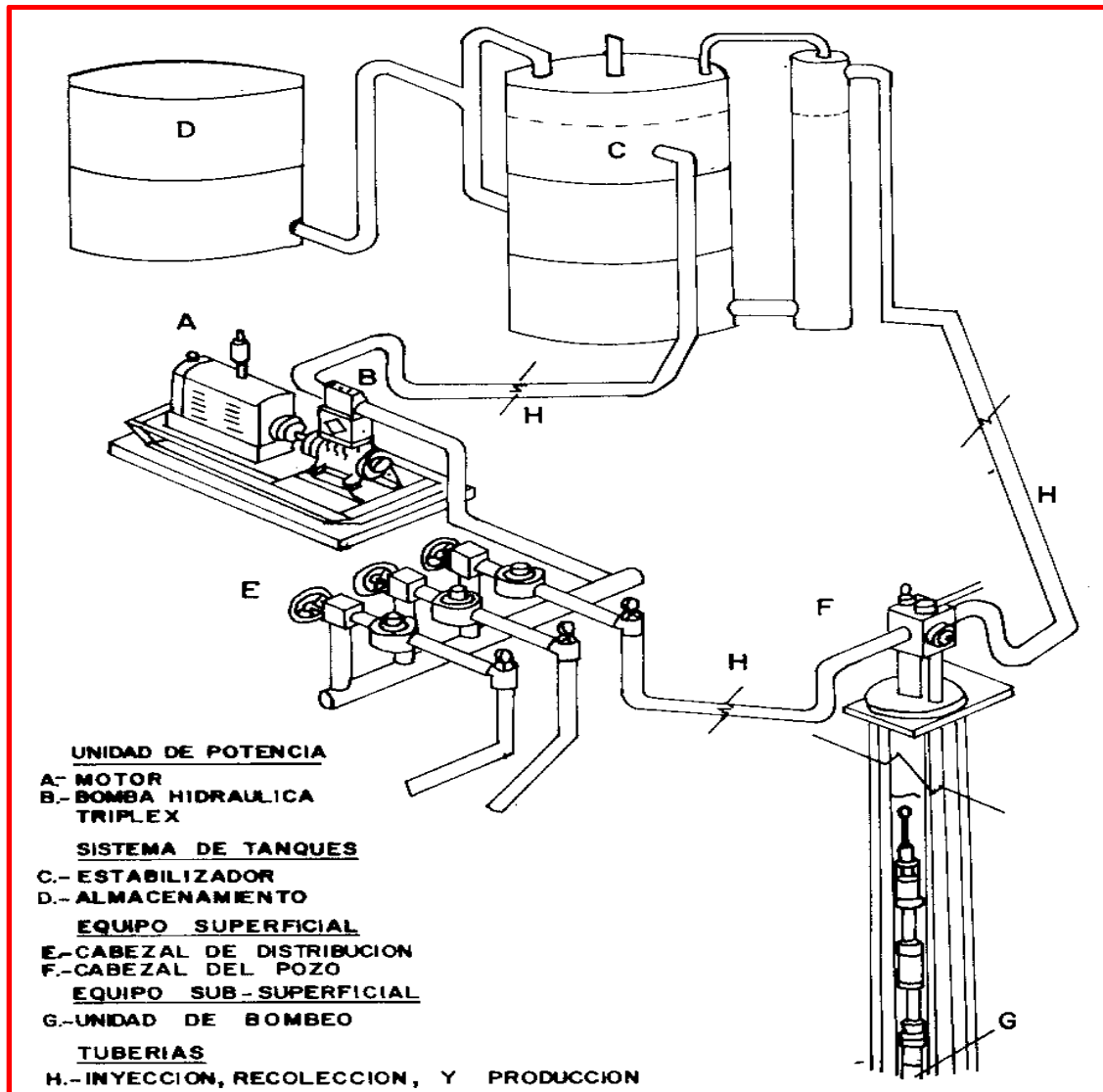


Fig. 1.18.- Diagrama del BH. Fuente: Tesis BNC 2005

1.5.3.4.-BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP)

El Bombeo de Cavidades Progresivas es un sistema artificial de producción el cual consiste en elevar los fluidos, incrementando su presión por medio de una bomba de cavidades progresivas y consta de las siguientes partes, figura 1.19:

Equipo superficial

- Motor
- Cabezal de rotación o cabezal de acondicionamiento
- Poleas y bandas
- Estopero

- Varilla pulida
- Grampa

Equipo de fondo

- Varillas
- Rotor
- Estator
- Accesorios de la bomba
- Separador de gas

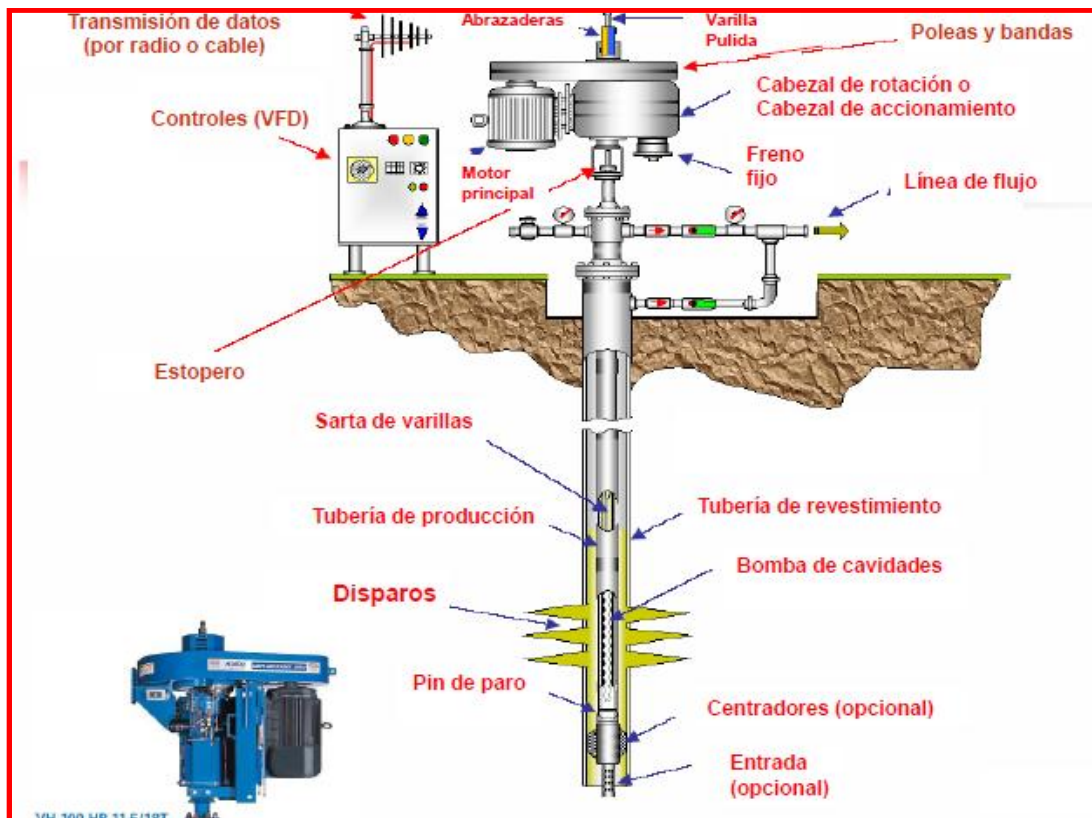


Fig. 1.19.- Bombeo de Cavidades Progresivas. Fuente: Apuntes de SAP's 2011

La acción de bombeo de este sistema se da por medio de una bomba de desplazamiento positivo, que consiste de dos engranes helicoidales, uno dentro del otro rotando a lo largo de su eje longitudinal correspondiente. La bomba de cavidades progresivas consiste de dos partes fundamentales: el estator y el rotor.

La geometría de la bomba permite la formación de dos o más cavidades separadas, lenticulares y en forma de espiral. Cuando el rotor gira dentro del estator permite que se formen una serie de cavidades selladas desde la succión

hasta la descarga de la bomba. La presión incrementa en forma lineal desde la succión hasta la descarga. Por cada giro que llegue a dar el rotor, el estator moverá una cantidad de fluido. El movimiento del rotor es generado por una sarta de varillas, esta transmite el movimiento rotacional al rotor desde el motor ubicado en superficie, el cual regula la velocidad de rotación.

Las cavidades son volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados en los espacios vacíos entre el rotor y el estator. Una cavidad empieza donde la otra termina, separadas por las líneas sello.

La configuración de la bomba de cavidades progresivas puede ser de diversos tipos, esto depende de los requerimientos de producción que tengamos.

En una sección transversal, el número de cavidades separadas será hasta una más que el número de lóbulos del rotor, ver figura 1.20.

- Bombas 1:2 tienen dos cavidades desfasadas cada 180°
- Bombas 2:3 tienen cavidades desfasadas cada 120°
- Bombas 3:4 tienen cavidades desfasadas cada 90°



Fig. 1.20.- Configuración de las bombas de cavidades progresivas.

1.5.3.5.-BOMBEO NEUMÁTICO (BN)

El sistema artificial de producción Bombeo Neumático es un sistema el cual consiste en inyectar gas a alta presión por medio de una serie de válvulas o tubería flexible, con el propósito de aligerar la columna de fluidos dentro el pozo reduciendo la presión de fondo del pozo P_{wf} .

La energía que este sistema brinda al pozo es por medio de la inyección de gas comprimido que hace elevar el aceite hacia la superficie, este sistema es el que mas se asemeja al comportamiento de un pozo con flujo natural, esto se debe a

que el gas inyectado al ser mas ligero, produce un reducción en la densidad de los fluidos dentro del pozo y debido a esto produce una reducción en el peso de la columna de fluido. Esta reducción de la densidad de la columna de los fluidos produce una diferencia de presión entre el fondo del pozo y el intervalo productor del yacimiento, lo que ocasiona que el pozo fluya.

El BN consiste de cuatro partes fundamentales, ver figura 1.21:

- 1) Abastecimiento de gas a alta presión
- 2) Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable. (válvula de aguja)
- 3) Sistema de control de gas subsuperficial. (válvulas de inyección)
- 4) Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

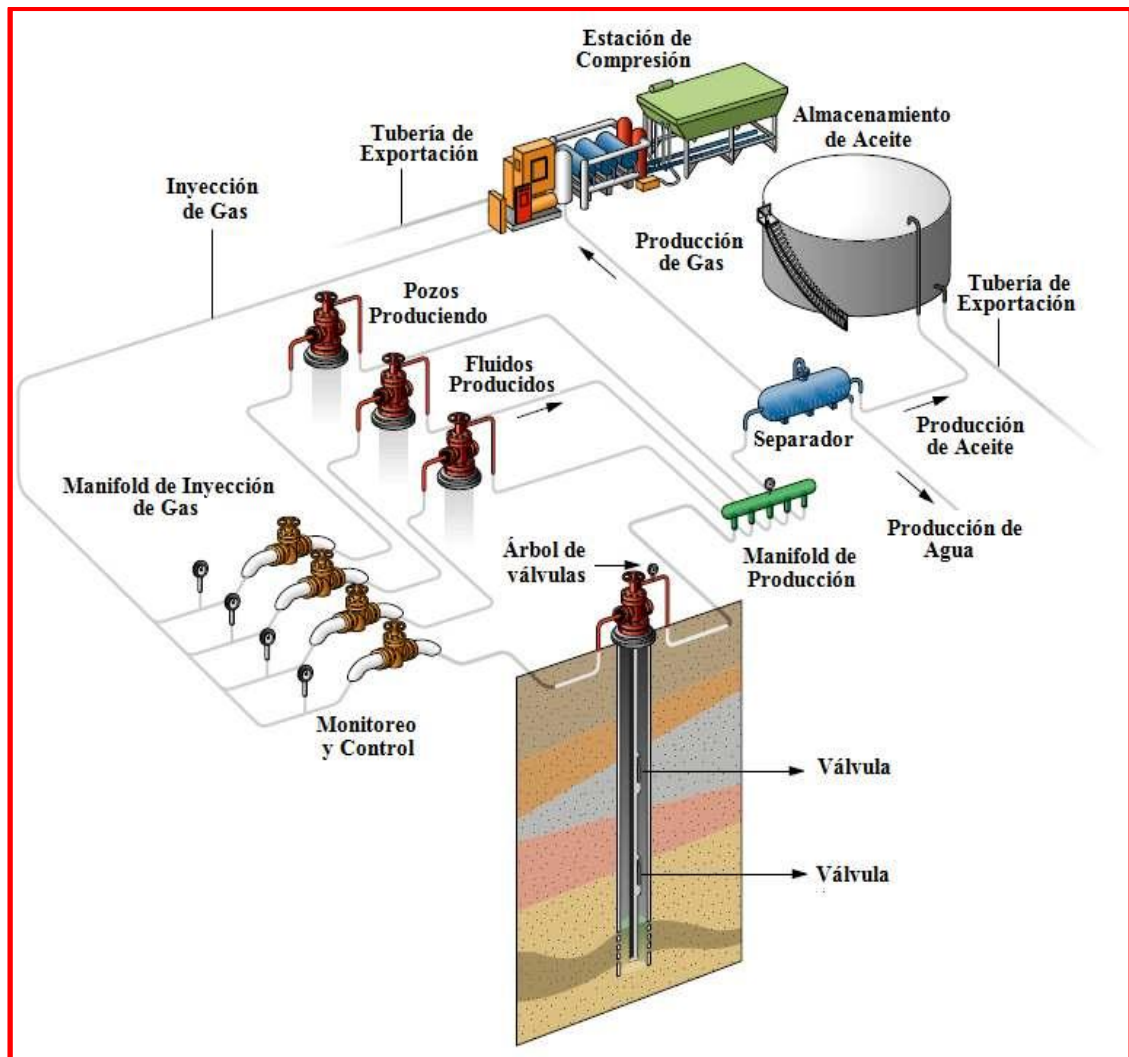


Fig. 1.21.- Componentes del Bombeo Neumático. Fuente: WEC México 2012

La inyección de gas puede ser de forma cíclica o de forma intermitente dependiendo de qué tipo de Bombeo Neumático tengamos instalado.

Los principales tipos de Bombeo Neumático son los siguientes:

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

El principio de operación del BN se basa en tres mecanismos involucrados, ver figura 1.22:

1).- **Reducción de la densidad de fluido** y el peso de la columna de manera que la presión diferencial entre el yacimiento y el diámetro interno del pozo sea incrementada.

2).- **Expansión del gas inyectado** de manera que éste empuje líquido delante de él, el cual posteriormente reduce el peso de la columna, incrementando de este modo la diferencial entre el yacimiento y el diámetro interior del pozo.

3).- **Desplazamiento de baches de líquido** mediante burbujas grandes de gas actuando como pistones.

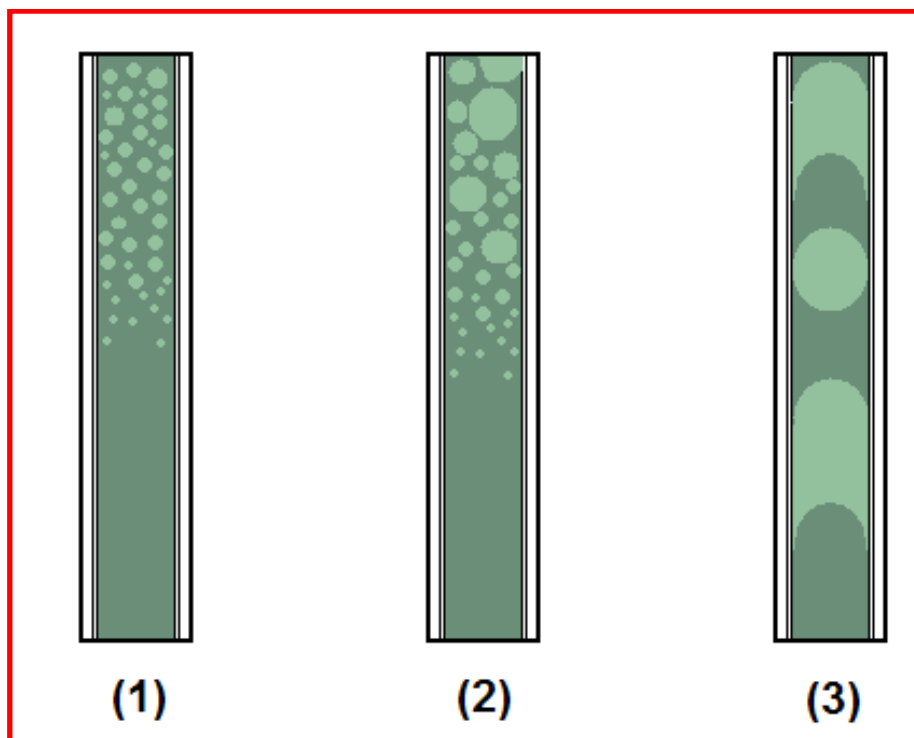


Fig. 1.22.- Principio de operación del BN. Fuente. Apuntes de SAP's 2011

Las compresoras suministran al gas la presión requerida, el control de superficie (válvula motora) regula el flujo de gas dentro del espacio anular. Las Válvulas de inyección controlan el flujo de gas dentro de la tubería de producción. La válvula de inyección que controla el flujo de gas dentro de la TP es llamada válvula operante y forma parte del sistema subsuperficial.

1.5.3.5.1.-BN CONTINUO (BNC)

El gas de inyección es inyectado continuamente y entra por la válvula operante a un volumen y presión ya determinados con los datos del pozo. La válvula se mantiene abierta permitiendo el paso del gas y las restantes están cerradas, como se muestra en la figura 1.23.

En este tipo de bombeo, el gas por su baja densidad produce un aligeramiento del fluido del pozo al mezclarse con este, lo que ocasiona un incremento de la relación de solubilidad del aceite, aligerando la columna y causando que la presión hidrostática enfrente de la formación productora disminuya, consiguiéndose de esta manera una mejor aportación del yacimiento.

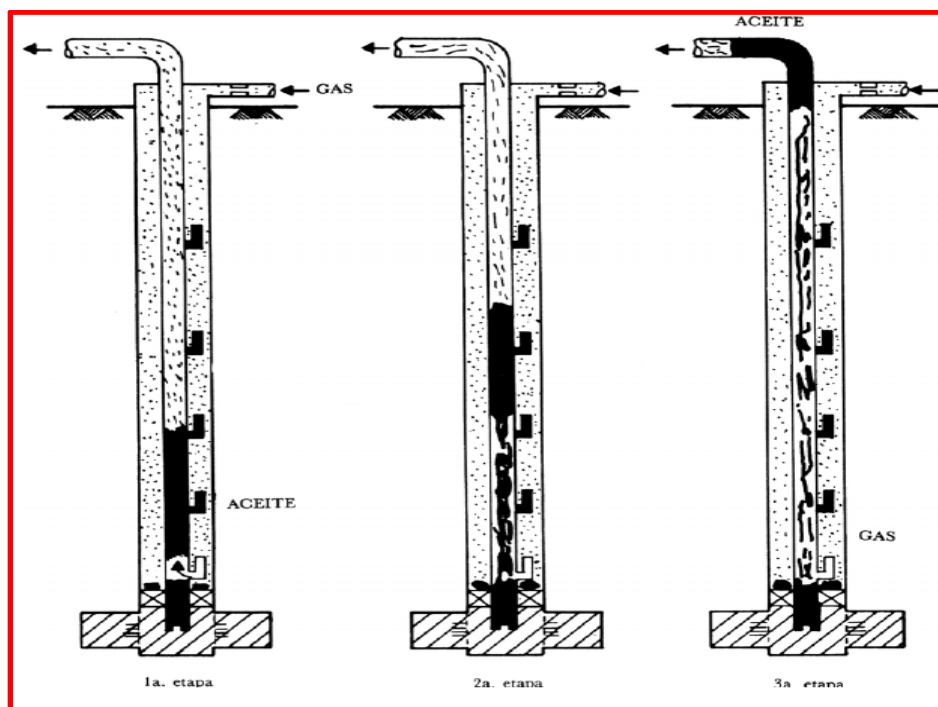


Fig.1.23.- Bombeo neumático continuo en tres etapas. Fuente: Tesis BNC 2005

Este sistema está basado en un solo punto de inyección de gas, en el cual se recupera una cantidad de fluido deseado con el óptimo volumen de gas inyectado.

Las válvulas de flujo continuo se distribuyen de acuerdo al nivel estático del fluido y de la presión del gas que se va a inyectar.

Una presión constante en el espacio anular durante el procedimiento de descarga del fluido de control, permite que todas las válvulas en el aparejo estén abiertas, durante este proceso las válvulas de flujo continuo se cierran a medida que la presión hidrostática en el espacio anular disminuye, dejando finalmente abierta la válvula operante.

1.5.3.5.2. BN INTERMITENTE (BNI)

En este tipo de bombeo, el gas penetra a la tubería de producción, una vez que se ha acumulado en el pozo cierta cantidad de fluidos, el gas entra súbitamente desplazando a los fluidos acumulados como un Pistón, ver figura 1.24.

El fluido dentro de la tubería de producción es levantado en forma de baches o pistones inyectando gas bajo éstos. La expansión adicional del gas obliga al fluido a moverse hacia la superficie. Este método de levantamiento requiere operación cíclica, de ahí el nombre de flujo intermitente.

Este sistema necesita válvulas de inyección de gas, de acción brusca que abran y cierren rápidamente, este método de elevación de fluidos es por medio de cabezadas.

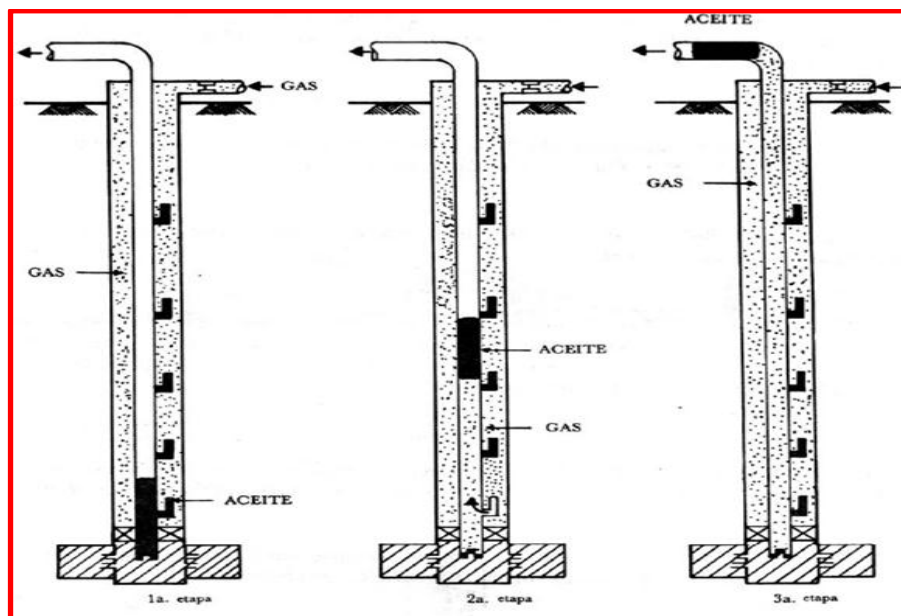


Fig. 1.24.- Bombeo Neumático Intermitente en tres etapas. Fuente: Tesis BNC 2005

1.5.3.5.3.-BN AUTOABASTECIDO (BNA)

El Bombeo Neumático Autoabastecido, está identificado como un Sistema Artificial de Producción autosustentable, ya que su principio de operación se fundamenta principalmente, en que la fuente de energía asistida sea proporcionada por el propio gas de la formación productora, en la superficie se separa el gas del petróleo crudo, éste se envía por una tubería de descarga al oleoducto y el gas, de ser necesario se acondiciona, pasa por un proceso de compresión para incrementar la presión de tal manera que ésta sea suficiente para alcanzar el punto de inyección óptimo, donde al momento de inyectar se disminuye el peso de la columna hidrostática y como consecuencia la presión de fondo fluyendo, lo que redunda en obtener la producción máxima, tomando como referente el potencial del pozo, se incrementa el factor de recuperación y como consecuencia su recuperación final.



Fig. 1.25.- Principio de operación del BNA. Fuente: ENX

En la figura 1.25 se representa el ciclo de operación del Bombeo Neumático Autoabastecido, las adecuaciones necesarias de los equipos de separación, medición, bombeo y compresión se realizan en la pera o macropera, de tal manera que la contrapresión superficial, que reduce del orden del 10 por ciento de la

producción base del pozo, agrega valor al incrementarse la producción de crudo y de gas natural de ese pozo.

Con la optimización de esta tecnología se ha contribuido a reducir los costos de operación en más de 80%, eliminando la necesidad de inyectar nitrógeno en los pozos donde se aplica el BNA. Adicionalmente, con la supervisión y monitoreo permanente se detectan y previenen daños a los pozos y se genera información en tiempo real sobre la producción de aceite y gas y de otros parámetros necesarios para lograr el incremento de la producción de aceite. En apego estricto a las normas de seguridad y de preservación al medio ambiente.

1.5.3.6 Émbolo viajero

El émbolo viajero es una interface entre los líquidos del pozo y el gas producido. Los líquidos son levantados hasta la superficie mediante el movimiento ascendente de un pistón viajero que va desde el fondo hasta la superficie. Esta interface elimina o reduce el resbalamiento del líquido en las paredes de la tubería, incrementando la eficiencia del gas para levantar los líquidos del fondo.

El embolo viajero es un sistema artificial de producción que tiene como objetivos:

- Remoción de líquidos de pozos de gas.
- Incrementar la producción de pozos de aceite.
- Control de parafinas e hidratos.
- Incrementar la eficiencia de los pozos con BNI.

Los elementos que integran a un equipo de embolo viajero son, los enlistados a continuación, éstos también se pueden apreciar en la figura 1.26:

- Controlador de cabeza de pozo
- Lubricador
- Válvulas motoras
- Resorte de fondo
- Pistón

El sistema mecánicamente trabaja de la siguiente forma:

- Con la válvula motora instalada en superficie, se cierra el pozo para iniciar el proceso de acumulación de presión en el espacio anular y en la tubería, hasta alcanzar la máxima presión de cierre en el cabezal.

- Se activa manualmente el agarrador ubicado en la parte inferior del lubricador, para dejar caer libremente el pistón metálico hacia el fondo, el cual reposara en el tope del resorte.
- Una vez alcanzada la máxima presión en el cabezal del pozo, el controlador emite una señal hacia la válvula motora para su apertura, y el pozo se abre automáticamente a producción. Para este fin, todas las válvulas maestras y la válvula lateral del árbol, deberán estar alineadas a producción previamente (totalmente abiertas).
- Desde ese momento, el pistón metálico comienza su viaje ascendente y arrastra los líquidos desde el fondo, producto del impulso transmitido por la alta velocidad del gas que se encontraba presurizada anteriormente, mas la producción de gas proveniente del yacimiento.
- Una vez que el pistón metálico llega al cabezal, un pequeño dispositivo detecta el paso del pistón hacia el lubricador e instantáneamente emite una nueva señal hacia el controlador, accionando al mismo tiempo la válvula motora para cerrarse por completo, y el agarrador para atrapar el pistón metálico dentro del lubricador.
- En este punto, un nuevo ciclo comenzara en el sistema.

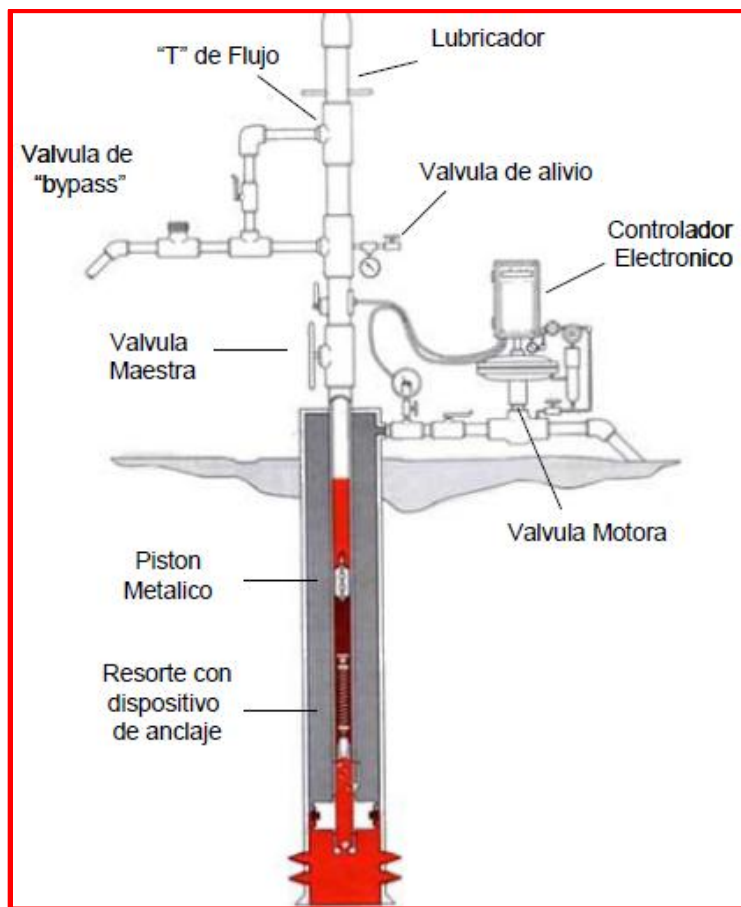


Fig. 1.26.- Equipo de embolo viajero. Fuente: PEMEX

CAPÍTULO 2

BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO

CAPÍTULO II.- BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO

El bombeo neumático autoabastecido fue inventado y presentado por primera vez, por el **M.I. José Ángel Gómez Cabrera** durante el congreso de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México realizado en la Ciudad de Oaxaca, Oaxaca en el año de 1998.

El BNA está identificado como un Sistema Artificial de Producción Autosustentable, ya que su principio de operación se fundamenta principalmente, en que la fuente de energía asistida sea proporcionada por el propio gas de la formación productora, separando la producción total de aceite y gas del pozo en una misma localización, el aceite se envía a la batería de recolección y el gas separado es rectificado y en su caso deshidratado, y se reinyecta a alta presión con un compresor a boca de pozo, operando como bombeo neumático continuo; en el capítulo anterior se explica a detalle su principio de operación.

La necesidad del BNA nació bajo diferentes causas, siendo éstas hasta ahora sus grandes ventajas, un ejemplo es cuando no se tiene en la superficie las redes de gas para la adecuación del BN, debido a que ciertos pozos se encuentran en zonas marginales o zonas urbanas en las cuales no es posible construir redes de BN; por este motivo surgió el BNA que al ser un sistema autosustentable que usa el propio gas del yacimiento, elimina la necesidad de redes de gas para BN y tanques de almacenamiento; también nació de la idea de evitar costos para la compra de gas cuando se puede reutilizar el gas producido. Para su aplicación se necesita una RGA adecuada para que el sistema trabaje de manera óptima, es decir, que se produzca la cantidad suficiente de gas para que el aceite pueda fluir hacia la superficie.

En algunos casos los pozos que necesitan de BNA para optimizar su producción no cuenta con la cantidad de gas necesaria de inyección que proporcione energía al pozo, requerida para producir el aceite. En solución a este tipo de problema, aplicando el mismo concepto de BNA, surgió la idea de que la fuente de energía ya no fuera proporcionada por el gas del yacimiento de aceite, sino fuera proporcionada por un yacimiento de gas, vecino al yacimiento de aceite. Utilizando el gas del yacimiento vecino como fuente de energía necesaria para poner en producción al yacimiento de aceite. La comunicación de los yacimientos se puede dar de dos maneras; una de ellas es cuando un pozo perfora ambos yacimientos, la ubicación de los yacimientos no afecta su uso para aplicar BNA, puede estar un yacimiento arriba del otro, o uno a lado del otro, sin importar el orden, la terminación del pozo puede ser vertical u horizontal. Otra manera de suministrar la

energía es con la perforación separada de yacimientos y por medio de un gasoducto transportar el gas del yacimiento de gas al yacimiento de aceite.

En otros casos, cuando el gas de la formación es insuficiente para el arranque del pozo con BNA y no se tiene un yacimiento de gas vecino o no es rentable su utilización, se induce el pozo con gas N₂, LPG.

El BNA es un sistema que se empezó a utilizar hace aproximadamente 15 años, es un sistema artificial de producción que ha dado solución a la producción diferida y optimización de la producción de pozos. En nuestro país se ha aplicado mayormente en la Región Sur de Pemex, este sistema requiere de los siguientes componentes (en la figura 2.7 se puede apreciar un diagrama de todos los componentes del BNA):

Separador Bifásico: Los separadores tienen la finalidad de separar la fase gaseosa de la fase líquida de la mezcla de fluidos del yacimiento. Una vez que la mezcla es separada en dos fases, la fase líquida es mandada a un tanque de almacenamiento o una batería de separación que se encuentre cerca, en caso que el pozo aporte agua será enviada en la corriente de aceite; la fase gaseosa es enviada a un rectificador, ver figura 2.1.



Fig. 2.1.- Separador Bifásico. Fuente: ENX Compressors

Rectificador: Es el encargado de recuperar todos los líquidos que arrastra la corriente de gas antes de entrar al compresor, es necesario tener un rectificador dependiendo de las etapas que tenga nuestro compresor para seguridad de los mismos, ver figura 2.2.



Fig. 2.2.- Rectificador de gas. Fuente: ENX Compressors

Colgador y tubería flexible: La función del colgador es dar soporte a la tubería flexible, además de sellar el espacio de ésta y el espacio interior de la tubería de producción. La tubería flexible es el medio por el cual el gas será inyectado al pozo como fuente de energía del BN, ver figura 2.3.



Fig. 2.3.- Tubería flexible. Fuente: Schlumberger.

Equipo regulador de gas: Este dispositivo tiene la función de regular la cantidad de gas que será inyectada al pozo. Dependiendo de la cantidad de gas que necesite el pozo para producir, el regulador mandará la cantidad necesaria de gas al pozo y el excedente a la línea de descarga del pozo, ver figura 2.4.



Fig.2.4.- Regulador de gas. Fuente: ENX Compressors.

Compresor: Este equipo tiene la función de comprimir el gas a la presión necesaria de inyección. Estos compresores son diseñados con aleaciones de acero especiales, ya que el gas que manejen puede contener CO_2 y H_2S . Estos compresores pueden funcionar con el gas de la misma formación, gasolina o diesel e incluso con energía eléctrica, ver figura 2.5.



Fig. 2.5.- Compresor. Fuente: ENX Compressors.

Bomba Neumática de Inhibidores de corrosión (opcional): Este dispositivo se usa solo cuando se tenga gas amargo en la formación, la función de esta bomba es inyectar el químico inhibidor de corrosión junto con la corriente de gas que es inyectada en la tubería flexible. El inhibidor de corrosión forma una capa epóxica en las paredes internas de la tubería flexible, para evitar que el H_2S , el CO_2 y el agua reaccionen con el acero, ver figura 2.6.



Fig. 2.6 Inyección inhibidores de corrosión. Fuente: ENX Compresores.

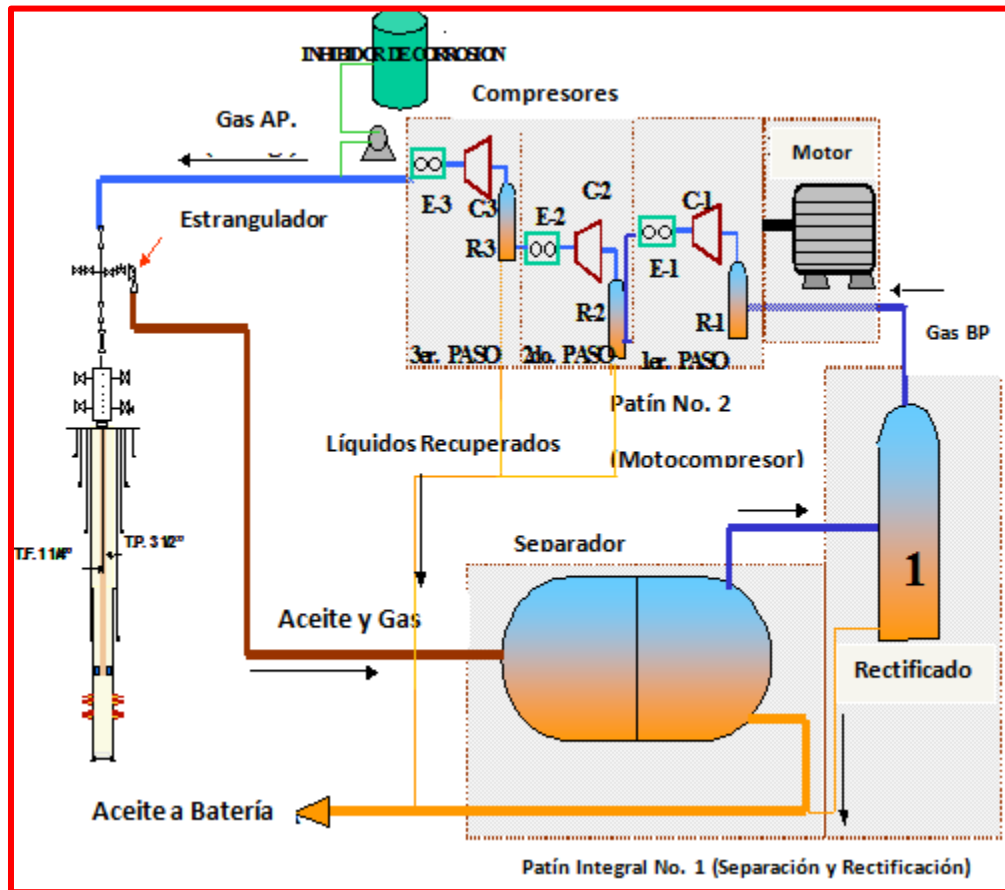


Fig. 2.7.- Croquis de los componentes superficiales del BNA en un pozo. Fuente: PEMEX.

2.1 Estudio de factibilidad técnica

En este trabajo se consideraron pozos con las características del área Mesozoica de la Región Sur que presentaron buenas condiciones para continuar su explotación a través del bombeo neumático continuo, pero que se encontraban alejados de la red de suministro de gas o cercanos a los asentamientos humanos, lo que impediría la aplicación de este sistema, por lo tanto el objetivo es evaluar la factibilidad técnica de implementar un sistema de bombeo neumático con suministro de gas autoabastecido para reactivar o mejorar la producción de estos pozos, con miras a realizar una prueba piloto.

2.1.1 Desarrollo

Para elegir el sistema de activación de pozos se estudiaron varias opciones de solución como son:

- ❖ Optimizar el aparejo fluyente del pozo.
- ❖ Bajar contrapresión del pozo:
 - Construyendo una tubería de descarga adicional.
 - Instalando un sistema de separación, bombeo y compresión a boca de pozo.
- ❖ Instalar un sistema artificial:

De las opciones anteriores se seleccionó el *Bombeo Neumático Continuo (BNC)* por las siguientes razones:

-Al explotar el pozo con el sistema integral de bombeo neumático autoabastecido se está tomando en cuenta la optimización del aparejo de producción que involucra la energía natural del yacimiento o la ayuda con el sistema artificial seleccionado.

-El disponer de la infraestructura superficial de proceso en sitio permite reducir la contrapresión en sus mínimos niveles, lo que equivale a instalar un separador remoto en la boca del pozo.

-Las características de los fluidos entre las que destaca la relación gas-aceite, reducen la eficiencia de otro sistema accionado por un equipo de bombeo, aunado con la profundidad de los pozos y la temperatura de los mismos.

-La práctica operativa del bombeo neumático se encuentra respaldada por muchos años de experiencia del personal técnico y manual.

-Los costos de operación y mantenimiento del sistema se reducen de manera sustancial, tomando en cuenta que la energía motriz es autoabastecida por el propio pozo.

-En la segunda etapa de explotación, cuando la productividad del pozo se vea reducida y la presión del yacimiento también decline considerablemente se puede continuar explotando con el mismo sistema integral pero en forma intermitente.

-Conforme se vaya requiriendo incrementar la profundidad del punto de inyección, serán modificados los módulos de compresión para disponer de la presión y volumen de gas necesario para inyectar a los pozos y las inversiones adicionales serán de poca consideración.

Se analizaron las posibles fuentes de suministro del gas de inyección a pozo encontrándose las siguientes:

- Toma del gas de las redes existentes.
- Generación del gas a boca del pozo:
 - -Aire
 - -Nitrógeno o CO₂
- Autosuministro por el propio pozo.

Como las dos primeras fuentes presentan varios problemas técnicos y logísticos se optó por suministrar en sitio el gas de inyección a pozo (tercera fuente) integrándose de esta manera el nuevo sistema que se denominó *Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)*.

2.1.2 Estudio y selección de un pozo del campo Mora.

Se determinó que un pozo del campo Mora era la selección más adecuada, ya que presenta un atractivo potencial de producción y cuenta con la información mínima necesaria para evaluar la factibilidad de este proyecto.

El presente estudio toma como base la información del pozo mencionado **Figuras 2.8-2.10**, en el proyecto se debe desarrollar en primera instancia en un pozo similar o, si esto no es posible, seleccionar un pozo que cumpla con los parámetros mínimos de RGA y volumen de crudo producido que se muestran en la **Figura 2.11**.

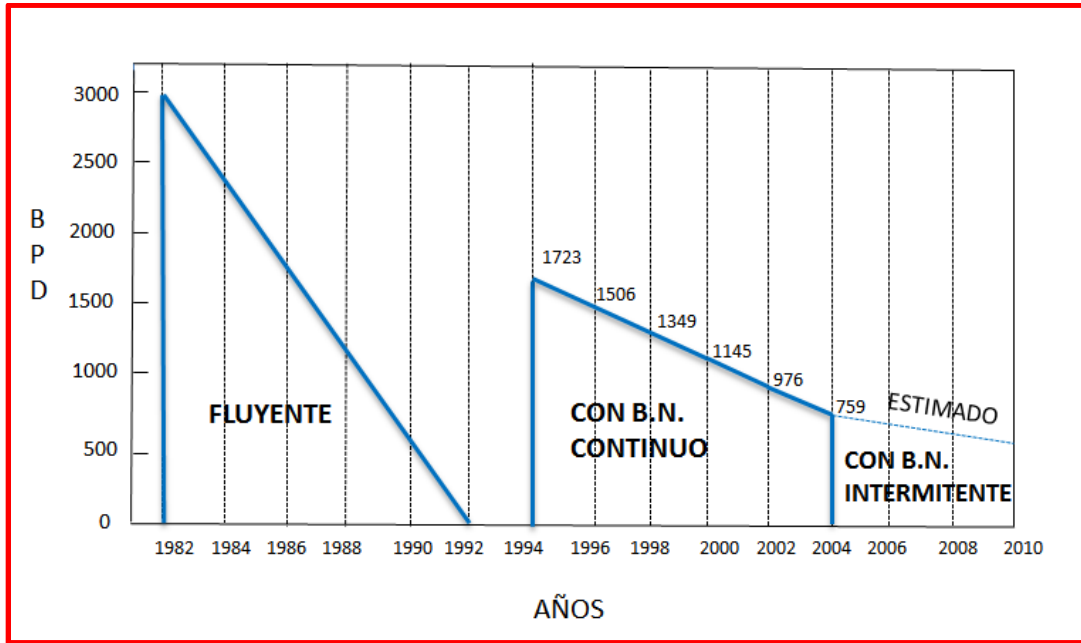


Fig. 2.8.- Histórico y pronósticos de producción de un pozo del campo Mora. Fuente: Reactivación de pozos de alta productividad con BNA.

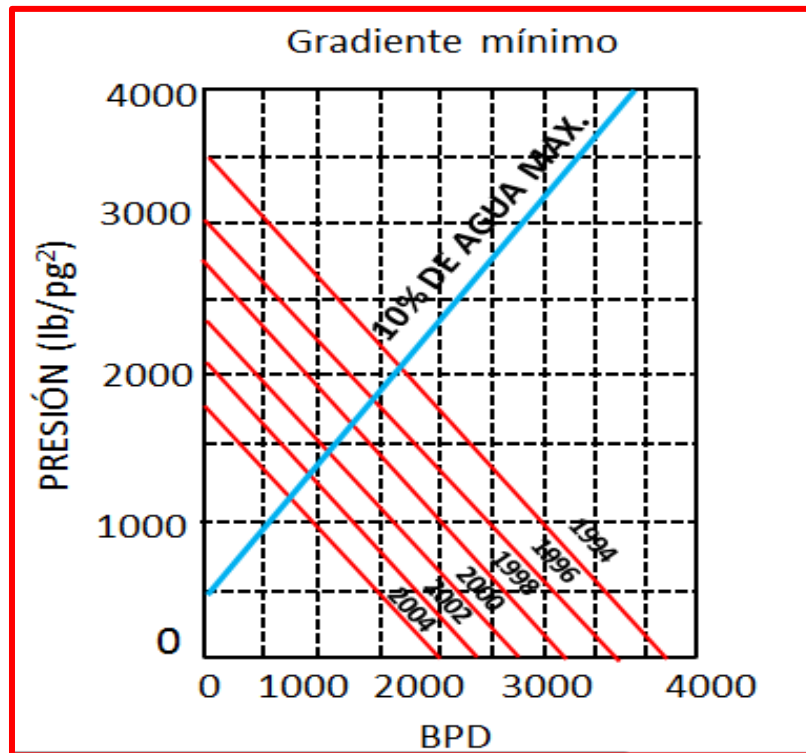


Fig. 2.9.-Gradiente mínimo. Fuente: Reactivación de pozos de alta productividad con BNA.

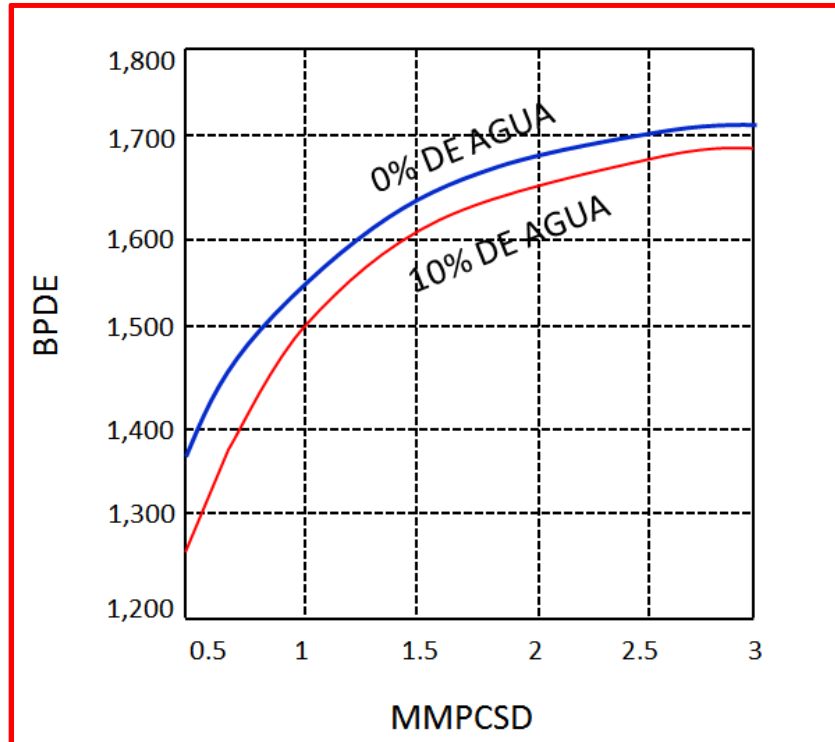


Fig. 2.10.- Producción equivalente vs Gas de BN. Fuente: Reactivación de pozos de alta productividad con BNA.

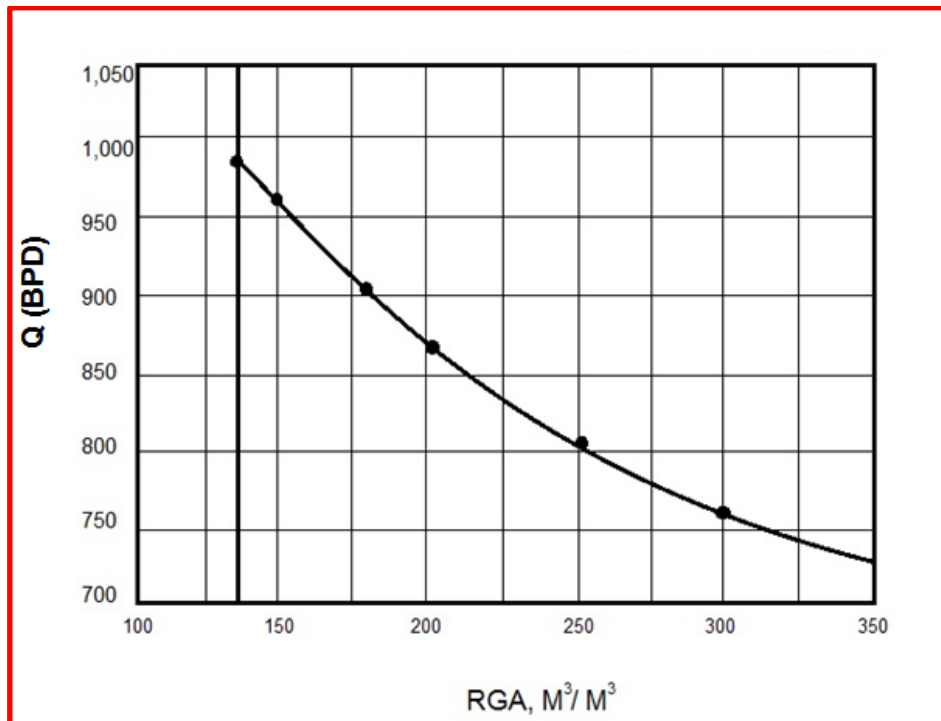


Fig. 2.11.- Parámetros mínimos de RGA y volumen de crudo producido. Fuente: Reactivación de pozos de alta productividad con BNA.

2.1.3 Factibilidad Técnica.

La factibilidad técnica del proyecto queda determinada por lo siguiente:

- A) Disponibilidad de gas natural (separado en el área).
- B) Facilidad para adecuar la instalación subsuperficial del pozo.
- C) Utilizar procesos y equipos con tecnología apropiada para el proyecto.
- D) Facilidades para la implementación de servicios auxiliares en el área del pozo.
- E) Disponibilidad de terreno
- F) Cumplimiento de la normatividad de seguridad industrial y protección ambiental.

A continuación se describen cada uno de los incisos anteriores:

A) Disponibilidad del Gas Natural (Separado en el Área).

El gas que produce el pozo viene asociado al crudo, es necesario primeramente someterlo a una etapa de separación, después de lo cual se deberá cumplir con los requisitos siguientes:

-Volumen de Gas de inyección.

Considerando la historia y pronóstico de producción del pozo base, se determinó que inyectando 1.18 MMPCSD de gas al pozo seleccionado, la producción que se tendrá del pozo será de 1032 bpd de crudo y 1.2 MMPCSD de gas asociado, gas que es suficiente para satisfacer el volumen de gas de inyección a pozo, lo cual es el propósito de este proyecto.

-Calidad del Gas de inyección.

Sería deseable utilizar gas residual seco y dulce de planta petroquímica, sin embargo la disponibilidad de este tipo de gas en la localidad del pozo se ve problemática, por lo cual el sistema propuesto incluye un paquete de deshidratación de gas para evitar la acción de corrosión.

-Presión del gas de inyección.

El paquete de compresión en dos pasos montado en patín incluido en el sistema, permite suministrar el gas de inyección a pozo al nivel de presión requerido (130 kg/cm²). Ver figura 2.12.

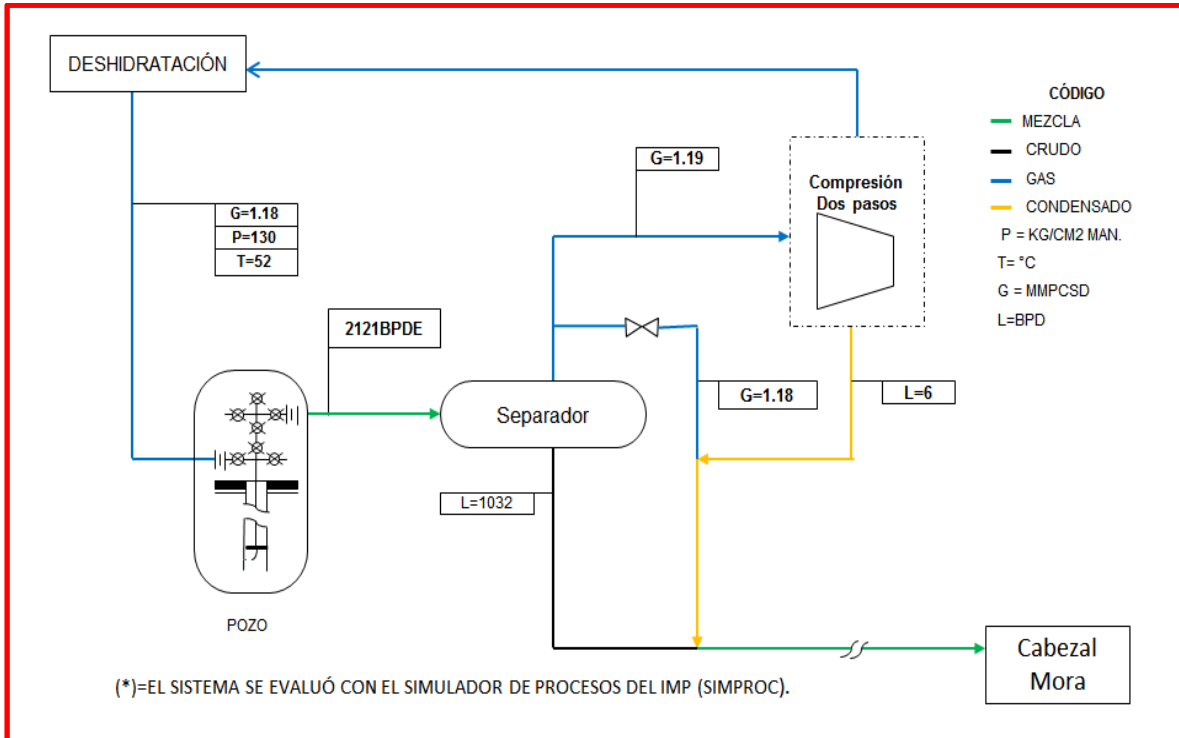


Fig. 2.12.-Configuración del sistema propuesto (simplificado). Fuente: Reactivación de pozos de alta productividad con BNA.

B) *Factibilidad para Adecuar la Instalación Subsuperficial del Pozo.*

- Cambio de aparejo de producción de 3 ½ "a 4 ½ ".
- Bombeo neumático.
 - Con tubería flexible colgada en la T.P.
 - Con válvulas convencionales o recuperables con línea de acero.

C) *Utilizar Proceso y Equipos con Tecnología Adecuada.*

Después de analizar las características del gas producido se determinó que su acondicionamiento para cumplir las especificaciones mínimas de calidad para este servicio se puede realizar por medio de procesos convencionales de separación, compresión y deshidratación, de fácil adquisición en el mercado.

D) Facilidades de Implantación de Servicios Auxiliares en el Área de Pozo.

En el pozo propuesto no habrá disponibilidad de los servicios auxiliares tales como electricidad, agua, aire para instrumentos, etc., por lo tanto habrá que proveerlos o substituirlos en el propio lugar, aplicando las medidas siguientes:

- Fuerza
- Alumbrado
- Contraincendios
- Instrumentos de control
- Sistemas de telecomunicación

E) Disponibilidad del terreno.

Para el desplante del sistema de bombeo neumático autoabastecido se requiere un área de 300 m² aproximadamente dentro de la pera del pozo, si la norma respectiva lo permite, de no ser así se localizaría en un área adjunta donde no exista afectación.

F) Posibilidades para el cumplimiento de la normatividad de seguridad industrial y protección al medio ambiente.

La seguridad industrial y la protección del medio ambiente son los aspectos de mayor prioridad considerados de este proyecto, inclusive por encima de la necesidad de la producción de hidrocarburos, para ello se han fijado los siguientes lineamientos de seguridad:

- No existen emisiones o venteos de gas al medio ambiente.
- Nulo impacto ambiental.
- Garantía de seguridad para la comunidad e instalación en base:
 - Proceso automatizado controlado por computadora.
 - Instalación redundante de dispositivos y controles de seguridad.
 - Sistema contra incendios de respuesta inmediata.
 - Acciones correctivas automáticas e inmediatas por descontrol de proceso.

2.1.4 Conclusiones del estudio.

- Del análisis de factibilidad económico se observa que este nuevo sistema integrado de explotación de pozos denominado bombeo neumático autoabastecido, presenta buenas expectativas de aplicación a corto plazo en pozos terrestres y pozos costa afuera tomando como referencia la información de los pozos del campo Mora de la Región Sur, o bien de los pozos marinos.
- Como resultado de la construcción de la curva tipo de Relación gas-aceite contra Producción de aceite obtenida, se puede observar que a medida de que la RGA disminuye se requiere una mayor producción de aceite con gas asociado y viceversa, lo que permite visualizar rápidamente la aplicación del sistema propuesto, permitiendo profundizar su análisis para la implantación definitiva.
- El proyecto presenta una alta rentabilidad y permite un periodo corto de recuperación de la inversión aun para gastos de producción y precios de crudo relativamente bajos.
- El equipo de proceso se puede compactar si la mezcla de hidrocarburos no contiene H₂S y agua.
- El sistema integrado de producción operará en apego a las normas estrictas de seguridad y protección al medio ambiente.

2.2 Requisitos antes de aplicar BNA en un pozo petrolero.

Después de un tiempo en que un yacimiento esta produciendo petróleo, comienza a perder su energía lo que provoca una caída importante de la producción, es cuando llega el momento de hacer un estudio amplio para restablecer la pérdida de la producción, haciendo un análisis nodal del SIP, instalación de un SAP, y la aplicación de recuperación secundaria y/o mejorada.

Antes de pensar en la instalación de un SAP es necesario hacer un estudio total del sistema integral de producción (SIP), para saber cual es la anomalía que se presenta en el pozo que esta provocando una perdida de energía y como consecuencia la disminución de la producción.

Después de hacer el análisis nodal del SIP se sabe que no se restablece la producción haciendo cambio en alguno de los elementos del mismo, se debe pensar en la posibilidad de utilizar algún SAP para restablecer la producción, se debe hacer un estudio de todas las posibilidades para seleccionar el SAP que

mejor se acople a las características del pozo como son: ubicación, geometría, propiedades de los fluidos, índice de productividad, etc.

2.2.1 Información requerida para la selección de un pozo candidato a BNA.

- ❖ Propiedades de los fluidos.
 - Tipo de fluido (gas, aceite y agua)
 - Corte de agua (%W)
 - Densidad de aceite ($^{\circ}$ API)
 - Viscosidad (μ_o , μ_w , μ_g)
 - Presión de Burbuja (P_b)
 - Factor de volumen (B_o , B_w , B_g)
 - Relación gas-aceite (RGA)
 - Relación de solubilidad (R_s)
 - Relación gas-líquido (RGL)

- ❖ Características del yacimiento.
 - Empuje predominante (expansión de los fluidos, hidráulico, expansión de la capa de gas, etc)
 - Permeabilidades (K_h y K_v)
 - Saturaciones (S_o , S_w , S_g)
 - Contactos de los fluidos (agua-aceite, gas-aceite)
 - Porosidades (ϕ)
 - Espesor y área
 - Capacidad de flujo (K_h)

- ❖ Características del pozo.
 - Índice de productividad (IP)
 - Gasto de producción (Q)
 - Profundidad
 - Diámetros de tubería (ID y OD)
 - Tipo de terminación (horizontal y vertical)
 - Localización
 - Instalaciones superficiales
 - Temperatura
 - Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsión, etc.
 - Energía disponible.

2.2.2 Factores que afectan la selección del pozo candidato a BNA

- Presión que resiste la TR
- Profundidad de inyección
- Diámetros de la TR, TP y LD
- Profundidad del pozo
- Presión y temperatura del yacimiento (P_{yac} y T_{yac})
- Índice de productividad (IP)
- % de agua (%W)
- Relación de Solubilidad (Rs)
- Presión de separación (Ps)
- Desviación del pozo
- Ubicación
- Densidad de los fluidos (aceite, agua y gas)
- Gasto de producción (Q_o)

2.2.3 Simulación del pozo con BNA

Una vez que se identifica un pozo que tenga las características para poder aplicar BNA, se recurre a hacer su diseño en algún software comercial para comprobar si el SAP propuesto es el adecuado para el pozo y si se cumplirá con la demanda de producción requerida.

Para poder hacer el diseño del BNA se requiere de información previa para poder simular, la información siempre será la misma, lo que puede variar es la cantidad ya que va relacionada con el estado del pozo, por ejemplo:

- Estado mecánico del pozo
- Análisis PVT
- Pruebas presión producción
- Gradientes de presión
- Aforos de los pozos
- Croquis de instalaciones superficiales.

Cuando se tiene la información se procede a hacer el diseño del BNA. Se toma como base el análisis nodal que se realizó del SIP antes de decidir la instalación del SAP. El análisis nodal proporciona las curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte, también se puede observar el potencial del pozo y determinar el aumento de producción que se espera obtener.

Una vez obtenida la información anterior, se procede a hacer el diseño del BNA determinando las condiciones óptimas de: profundidad de inyección, gasto de gas de inyección, diámetro de la tubería flexible, presión del compresor, presión de separación, gasto de inyección de inhibidores de corrosión (si es necesario), etc. Después se realiza la simulación del pozo y se obtienen las curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para saber cuanta producción tendrá el pozo una vez que se instale el BNA.

Cabe aclarar que la simulación es una aproximación a la optimización del pozo, por lo que no se espera que los resultados del simulador sean exactos, esto sucede porque en el simulador se desprecian otras condiciones que podrían estar presentes en nuestro pozo, como producción de arenas, parafinas, entre otras. Esto indica que es importante corroborar los resultados de la simulación con información de las condiciones de producción actuales.

2.2.4 Aplicación en campo y prueba piloto del BNA

Las pruebas piloto son muy importantes al momento de aplicar alguna nueva tecnología, se realizan cuando se desea comprobar que la tecnología funciona de acuerdo a lo simulado previamente. Una vez que se tiene la simulación y la certeza que al instalar el BNA aumentará el factor de recuperación y la producción del pozo, se procede a la instalación de la tecnología para poner a prueba su eficiencia.

En este tipo de pruebas se corrigen errores que se presenten en el sistema y no se hayan considerado en la simulación, esto demuestra lo anteriormente mencionado; la simulación es una aproximación del comportamiento del pozo antes y después de instalar el sistema.

Si después de la instalación del BNA, se obtuvieron buenos resultados de funcionamiento y sin fallas, se procede a aplicar BNA a los pozos candidatos del campo, para que en conjunto se haga la estrategia de explotación del campo, consiguiendo alargar la vida productiva del yacimiento.

CAPÍTULO 3

PRUEBAS PILOTO DEL BNA

CAPÍTULO III.- PRUEBAS PILOTO DEL BNA

3.1 Introducción

En la Región Sur de PEP, un gran porcentaje de la producción de aceite y gas, se obtiene de pozos profundos en yacimientos con etapa de explotación madura y sin un sistema de mantenimiento de presiones, lo que dificulta la explotación económica de los hidrocarburos. Por lo anterior, se encontraban pozos petroleros cerrados por falta de infraestructura de BN. Por lo que el sistema de BNA fue una alternativa tecnológica probada adecuada para la situación.

En este capítulo se presentan las pruebas piloto realizadas con el *Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA)* en los campos Mora y Vernet de la Región Sur. El propósito es mostrar las pruebas realizadas previamente a la aplicación de este sistema.

3.2 Aplicación del BNA.

En campos marginales que requieran el sistema artificial de bombeo neumático, y no tengan red de distribución de gas de inyección para BN.

- En campos que tengan en proyecto a corto y mediano plazo la construcción de la red de gas para B. N.
- Para reducir costos en pozos que estén produciendo con BN mediante la inyección de Nitrógeno a alta presión. (Alta rentabilidad).
- Fácil implementación.
- Es no contaminante ya que no existe venteo de gas y es intrínsecamente seguro al evitarse el transporte de gas.
- Operación automática sin supervisión continua.
- Sencillez y confiabilidad del sistema.
- Continuidad en la operación.
- Tiene opciones de funcionamiento externa, es decir, funciona con el gas del yacimiento o de una fuente externa, en caso de necesitarse. La fuente externa es usada para iniciar el arranque de la producción o para cuando se tenga un periodo de producción provocando menor producción de gas del necesario, se puede recurrir al uso de dos fuentes al mismo tiempo, una es el gas del yacimiento y la otra de una fuente externa.

3.3 Ventajas de operar con BNA

- Reducción del 83 % del costo de operación de pozos, al evitar el uso de nitrógeno o gas metano que provenga de otra fuente. Se pone como ejemplo el nitrógeno ya que es un fluido utilizado por PEMEX para inyectar los yacimientos y pozos con BN, provocando un costo adicional, por su transporte, compresión, etc.
- Supervisión permanente de la operación de los equipos BNA.
- Detección y prevención de daños a pozos.
- Información de campo disponible en tiempo real (Volúmenes de aceite y gas, parámetros de operación de los equipos BNA).
- Identificación del grado de optimización de los pozos.

3.4 Desventaja del BNA.

La única desventaja que se presenta en el BNA es cuando la RGA ya no es la adecuada para producir gas suficiente necesario para el desplazamiento del aceite desde el yacimiento hasta la superficie. Cuando esto sucede se tiene que complementar con una fuente externa. En casos en los que la RGA es muy alta tampoco conviene para instalar el BNA ya que lo que provocará es que estemos circulando solamente el mismo gas de la formación.

3.5 Pruebas piloto

Las siguientes pruebas piloto fueron realizadas por el Personal de Pemex de la Región Sur. En los campos Mora y Vernet respectivamente. A continuación se presentará cada prueba, explicando a detalle su procedimiento y conclusiones.

1. Pozo Mora A
2. Pozo Vernet B

3.5.1 Prueba piloto 1.-Pozo Mora A

3.5.1.1 Campo Mora

El campo Mora se encuentra en el Activo de Integral de Producción Bellota-Jujo de la Región Sur, localizado en la porción sureste de la República Mexicana, a 10 Km. al oeste de la Ciudad de Cárdenas, Tabasco, ver figura 3.1. El campo se ubica geológicamente dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste y, específicamente, en la denominada "Área Mesozoica Chiapas-Tabasco".

Las rocas del yacimiento son carbonatos, dentro de una trampa de tipo estructural. El campo fue descubierto en el año de 1981 por el pozo Mora-1 y se compone de dos yacimientos con edades del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Inferior. Los yacimientos son de aceite volátil, con una densidad de 38.4 grados API.



Fig. 3.1.- Localización de Campo Mora. Fuente: PEMEX

3.5.1.2 Antecedentes del pozo Mora A.

- Abierto en enero de 1986 con una producción inicial de 1478 bpd.
- La profundidad del intervalo productor es de 5285-5327 m, ver figura 3.2.
- RGA original del pozo, $230 \text{ m}^3/\text{m}^3$
- En 1990, al ampliar el estrangulador, alcanzó su producción máxima de 2800 bpd.
- A partir de 1997 se alcanzó la presión de saturación con una declinación severa de la producción.
- Al alcanzar la saturación crítica de gas, se formó un casquete en la parte superior de la estructura.
- En 2001 se tenían mediciones de RGA de $170 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- En enero del 2001 este pozo fue cerrado por presiones igualadas (la presión en la cabeza del pozo es igual a la contrapresión de la cabeza del pozo a la batería de separación).
- Para es mismo año producía mediante la inyección continua de nitrógeno a través de un disparo puncher produciendo 1500 bpd. Un disparo puncher es un orificio que se realiza en la TP con previo diseño, en algunas ocasiones se aprovecha el orificio de un mandril permanente o recuperable.

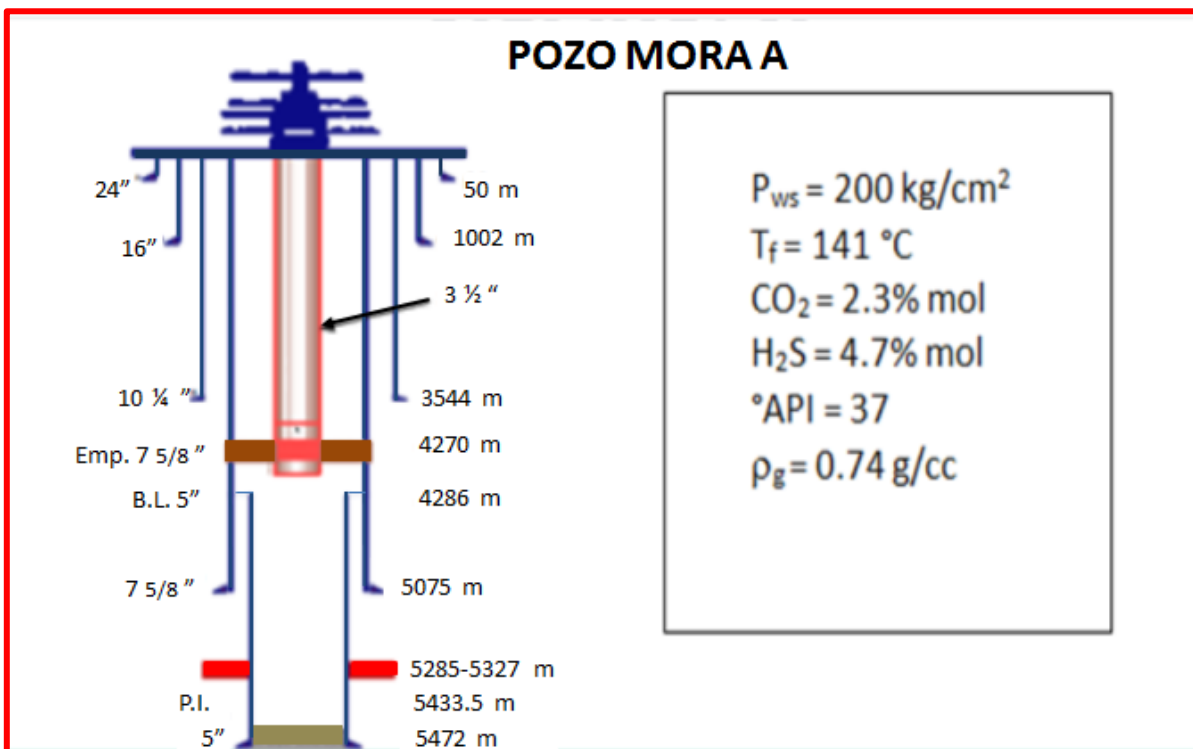


Fig.3. 2. Estado mecánico del pozo mora A. Fuente: SPE 74414

El sistema consiste en separar el gas producido de la fase líquida en la localización del pozo, deshidratando la corriente de gas con un rectificador, para ser inyectado a través de una tubería flexible que será colgada dentro de la tubería de producción, para eso se requería una infraestructura suplementaria en la localización del pozo, ver figura 3.3.

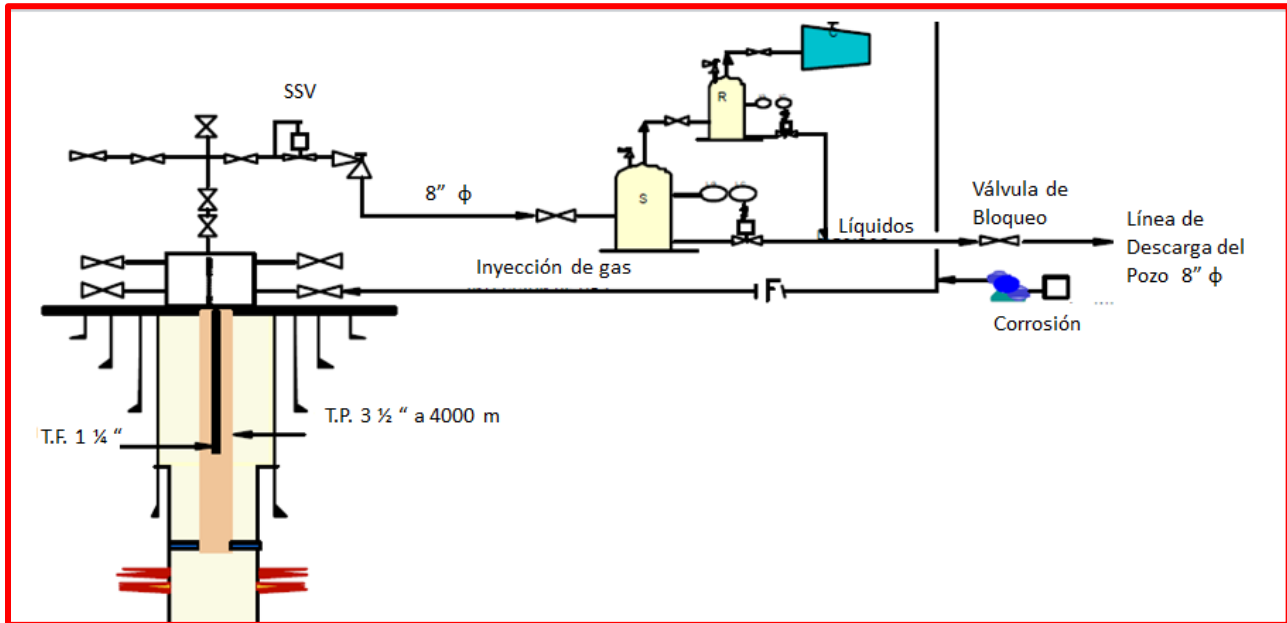


Fig. 3.3. Esquema de instalación del sistema. Fuente: SPE 74414

3.5.1.3 Elementos del sistema

- Separador Bifásico
- Rectificador
- Equipo Regulador de Volumen de Gas
- Compresor (aleaciones especiales para manejo de CO₂ y H₂S)
- Bomba neumática para bombeo de inhibidores de corrosión
- Colgador y tubería flexible

3.5.1.4 Desafíos de la prueba

El principal desafío fue mantener la integridad del equipo, debido a los problemas de corrosión por la combinación de gases amargos, acero y agua. El gas inyectado al pozo contiene cierto porcentaje de agua por lo que seguramente este proceso de corrosión se llevara a cabo. Se hizo un análisis de la fragilización del acero que se presenta al poner en contacto el acero sometido a tensión con el H₂S a cierta presión, esto podía provocar una rotura en la tubería.

Para esta aplicación se tiene 4% mol de H₂S y una presión superficial del gas de inyección de 2000 lb/pg², por lo que se cae en el área de fragilización, ver figura 3.4.

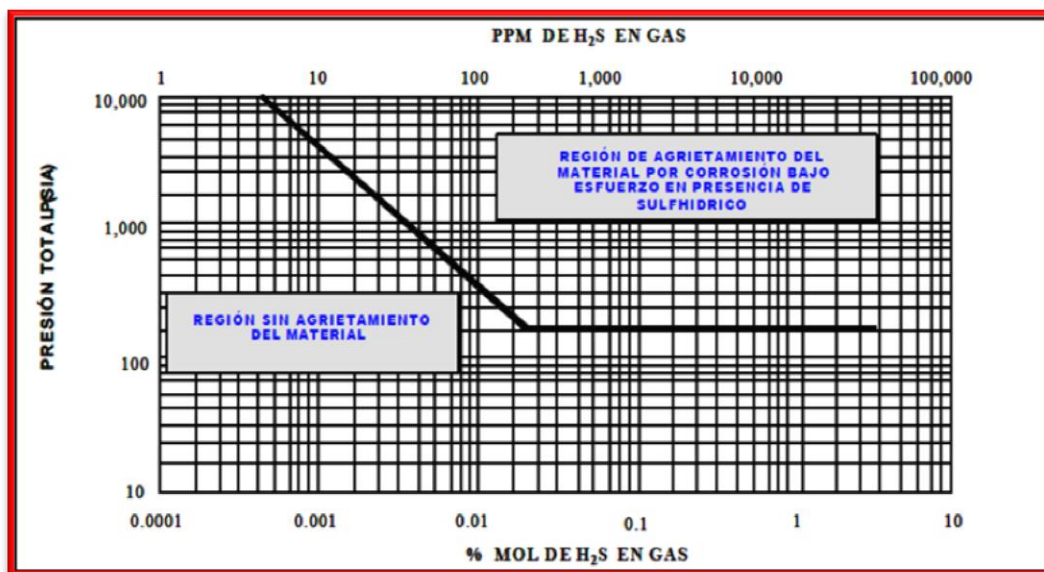


Fig.3.4. Diagrama de fragilización del acero. Fuente: SPE 74414

Para evitar el problema de fragilización se le hicieron modificaciones al sistema las cuales fueron:

- Los internos del compresor fueron construidas con aleaciones de acero especial.
- Se instaló una bomba neumática para inyectar un inhibidor de corrosión.
- Para reducir gastos en la recuperación y cambios del aparejo de producción, se optó por inyectar el gas a través de una tubería flexible que será colgada en el árbol de producción, misma que esta construida de una aleación de acero especial para trabajar en ambientes amargos.

Para lo relacionado con la seguridad de la instalación y el área circundante se hicieron las siguientes modificaciones:

- Instalación de válvulas operadas con presión, las cuales cerrarán automáticamente en caso de que existiere alguna fuga de fluido en la superficie.
- Paro automático del motor eléctrico del compresor, en caso en que existiera una alta ó baja carga en el sistema, lo cual protegerá los componentes mecánicos del mismo.

- El motor eléctrico contará con un sensor de gas H_2S , de tal manera que el equipo parará automáticamente en caso de fuga de gas en superficie.

3.5.1.5 Dimensionamiento del sistema.

Se realizó un estudio del pozo y el análisis nodal del SIP para determinar el potencial del pozo, el gasto de gas de inyección, la presión de gas de inyección en superficie y también para determinar cuál es la correlación que mejor representara el comportamiento de flujo, ajustándola con los datos de gradiente medidos en el pozo. La correlación que mejor se ajustó fue la de Hargedron y Brown.

Para definir el volumen de gas a inyectar, se hizo una simulación de la correlación de comportamiento de flujo de gas en tubería vertical que más se ajustó, colgando una tubería flexible de 1 ¼" y otra de 1 ½" a 4000 m. Se observa en la figura 3.5 que con un gasto de inyección de 1 MMPCD se obtiene el máximo gasto de recuperación de aceite, 200 bpd más de producción que si se usara una tubería flexible de 1 ½". Al inyectar una cantidad de gas mayor a 1 MMPCD, se observa una reducción importante del gasto de producción de aceite debido a que se presentan mayores caídas de presión por fricción por los altos gastos de inyección de gas. Este comportamiento se presenta en ambas medidas de tuberías flexibles, 1 ½" y 1 ¼". Demostrando que no necesariamente al tener un mayor gasto de inyección se tendrá una mayor recuperación de aceite.

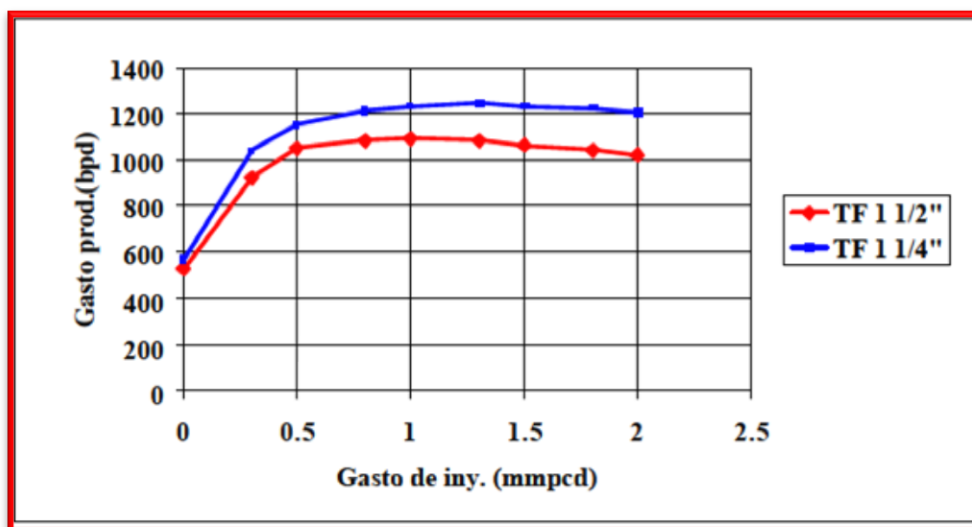


Fig. 3.5. Líquido producido por gas inyectado c/TF 1¼" y 1½". Fuente: SPE 74414

Después de esto se realizó la simulación del efecto del gasto de inyección de gas a diferentes profundidades del pozo. En la figura 3.6 se observa que inyectando gas a través de la tubería flexible de 1¼” se obtienen 200 bpd más que si se inyecta con la tubería de 1½” a cualquier profundidad, al extender la profundidad a 5000 m, se obtenía un incremento no mayor a 150 bpd, por lo que la decisión de la colocación del punto de inyección se enfocó en donde se obtiene los requerimientos de potencia con mayor producción de aceite.

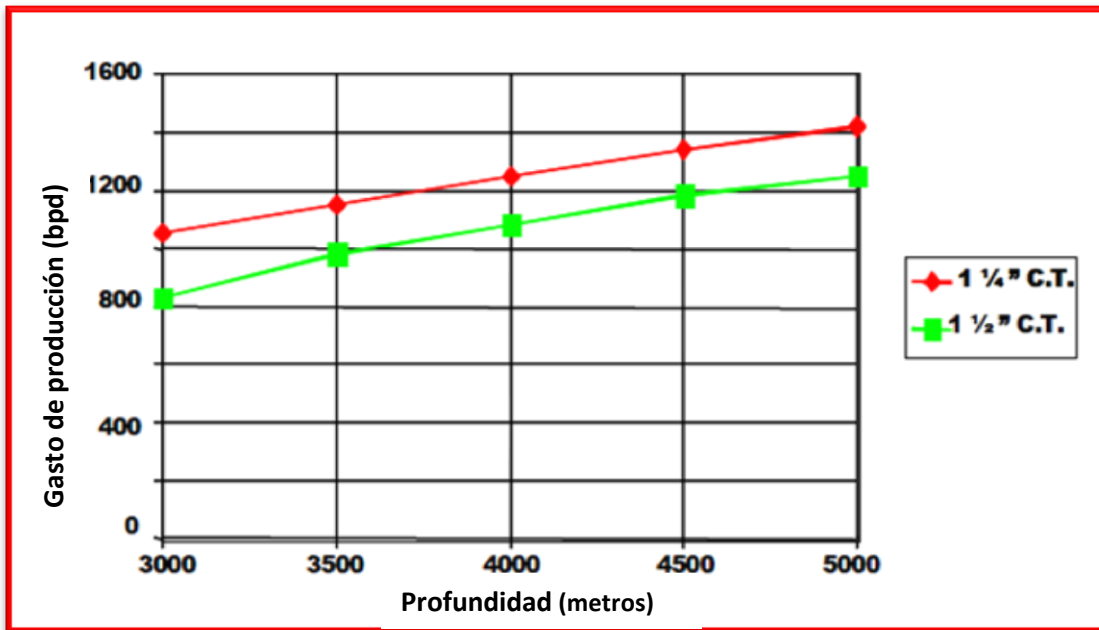


Fig. 3.6. Incremento de la producción al incrementar el punto de inyección c/1mmpcd.
Fuente: SPE 74414

Para obtener la potencia requerida del compresor se necesitó conocer los requerimientos de la presión de gas de inyección en superficie, se hizo una simulación de estos requerimientos, inyectando 1MMPCD de gas en la tubería de 1¼” y otra de 1½”, se observa en la figura 3.7 que al inyectar gas a 4000 m, se requiere en superficie 1700 lb/pg² inyectando gas con tubería flexible de 1½” y 1850 lb/pg² con la de 1¼”.

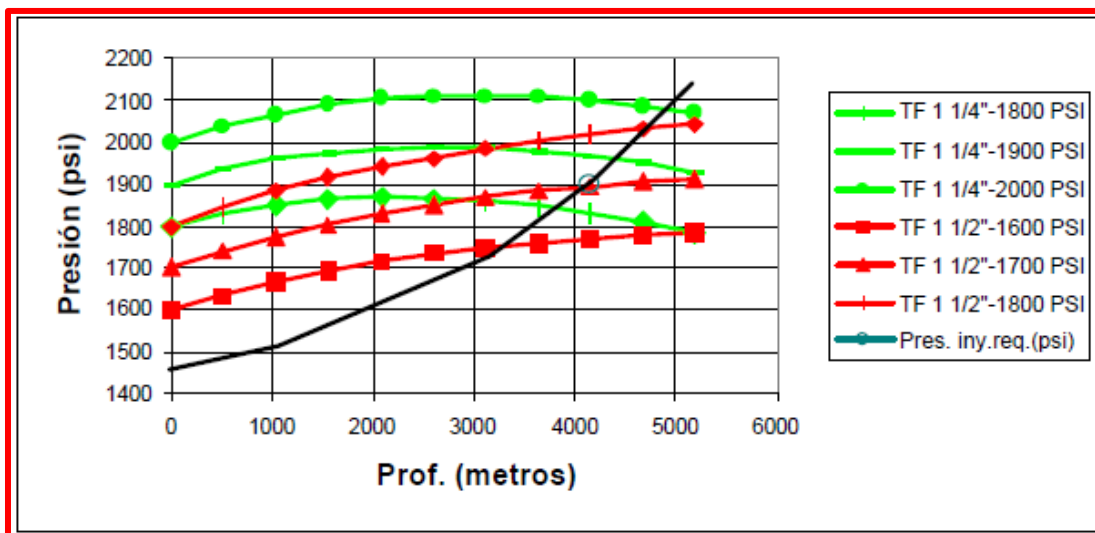


Fig.3.7. Requerimientos de presión en superficie con inyección de 1 mmpcd. Fuente: SPE 74414

Se realizó la simulación para definir el requerimiento de potencia del compresor para inyectar 1 MMPCD de gas a diferentes profundidades, a través de una tubería flexible 1¼" y la otra de 1½". Como resultado de esta simulación se presenta en la figura 3.8 las curvas con los requerimientos de potencia a diferentes profundidades para cada diámetro de tubería flexible. Se observa que el rango de potencia que se requiere para inyectar 1 MMPCD esta entre 168 a 180 HP con rango de profundidades de entre 3000 a 4500 m con una TF de 1¼".

Para optimizar las presiones de operación, en un sistema de separación gas-aceite por etapas, se debe obtener en el tanque de almacenamiento la mayor cantidad de líquidos, que se encuentran estabilizados con la finalidad de que las pérdidas de presión por vaporización sean mínimas y optimizar la presión por mínimos requerimientos de compresión.

La separación gas-aceite se inicia desde el momento del depresionamiento del aceite a partir del fondo del pozo hasta los separadores. En la TP y tubería de descarga se presentan la separación flash y en las baterías de separación se presenta la separación diferencial o bien la separación flash y diferencial simultáneamente en el separador. Lo ideal sería que desde el fondo del pozo hasta los separadores se presente la separación diferencial, ya que proporciona una mayor cantidad de líquidos y mejores condiciones de estabilización.

Mediante una gráfica de Potencia (HP) vs presión obtenida mediante el método de mínimos requerimientos de compresión se visualiza cuál es aquella presión óptima en la etapa de separación y crear una mejor producción del pozo alargando la vida del pozo. (Ver Apéndice I)

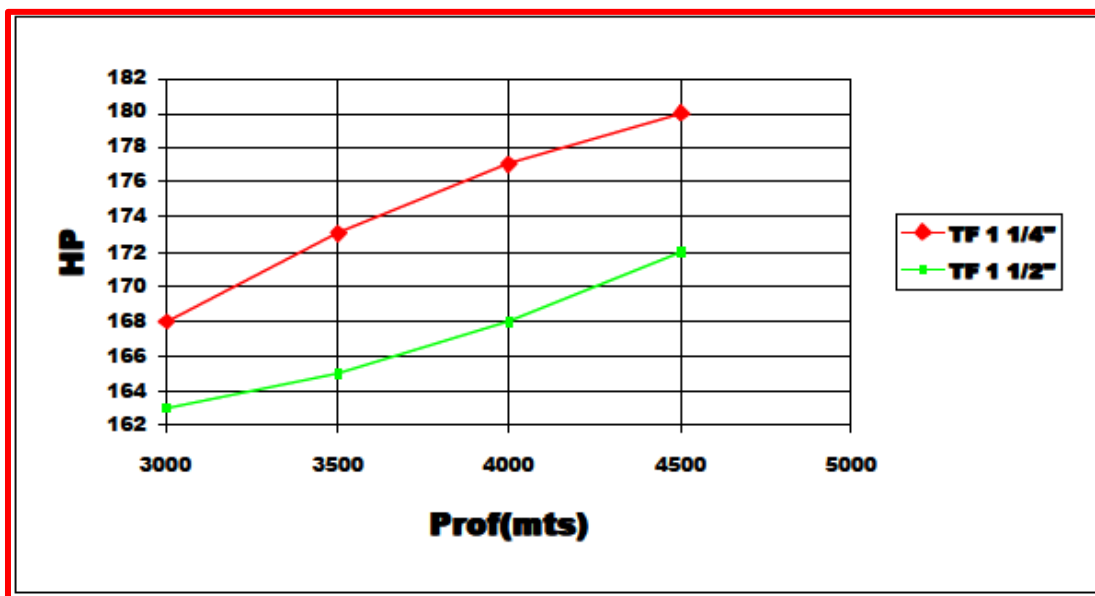


Fig. 3.8. Requerimientos de potencia con inyección de 1 mmcpd. Fuente: SPE 74414

En base a todas las simulaciones realizadas, se concluyó que la mejor opción era inyectar 1 MMPCD de gas colgando tubería flexible de 1¼" 4000 m con 177 hp, lo que permite un buen margen de seguridad en el manejo de la potencia disponible. Debido a que no se contó con tubería de 1¼", se colgó una de 1 ½", se requirió un motor de 200 hp para mover el compresor de dos etapas para dejar un buen margen de seguridad. Obteniendo una diferencial de potencia (Δ HP) de 23hp.

3.5.1.6 Problemática de la Operación del equipo

El equipo superficial fue puesto en operación en marzo del 2001, los resultados de la prueba piloto, en lo general, se consideran como exitosos. Durante el tiempo de la prueba se presentaron algunos problemas que fueron necesarias ciertas modificaciones para que todos los equipos funcionaran de manera eficiente.

Dentro de los principales problemas que se presentaron, mismos que fueron solucionados se mencionan a continuación:

- La operación del flujo es un flujo subcrítico, por lo que la estabilidad del flujo, depende de las condiciones de presión corriente arriba de la cabeza del pozo. Flujo crítico se define como el flujo de fluido a una equivalente a la velocidad de la propagación de una onda de presión en el medio donde se encuentra el fluido. En el trabajo de los campos petroleros este requisito satisface si la P_{th} es por lo menos el doble de la presión promedio en la línea de descarga para que se encuentre en condiciones de flujo crítico, es decir, flujo estable.
- El separador es un punto de inestabilidad que afecta el comportamiento del pozo, debido a la naturaleza de la instrumentación para controlar tanto la presión de separación, como el nivel de líquido en el separador.
- El grado de estabilidad de flujo del pozo, depende del volumen de gas inyectado y del estrangulador en la cabeza del pozo. Se encontró que con un estrangulador de 5/8" y un volumen de inyección de 1 MMPCD se alcanza un buen grado de estabilidad en el flujo.
- Para arrancar el pozo es necesario inyectar nitrógeno hasta alcanzar la estabilidad del flujo, por lo que al hacer el desplazamiento con gas, se tiene una nueva condición de inestabilidad, lo cual pudiese ser superado si se contara con un estrangulador variable en la cabeza del pozo. Debido al grado de inestabilidad presentada en la operación del equipo, las válvulas de succión del primer paso y los asientos de las mismas se dañan continuamente. Ver figuras 3.9 y 3.10.

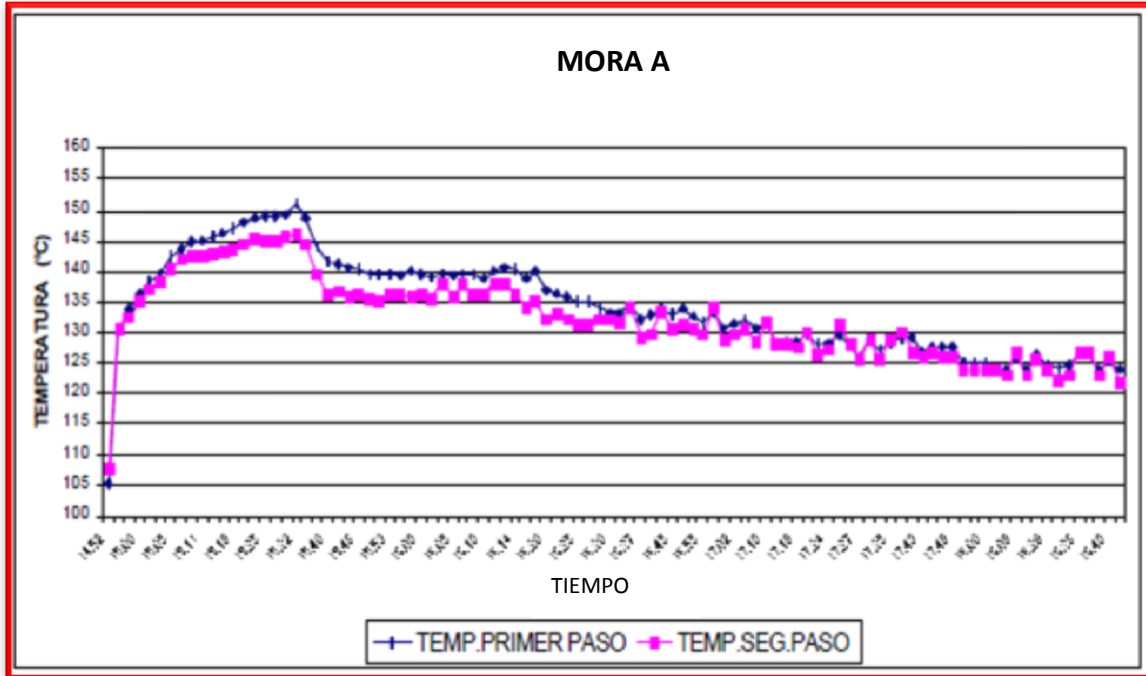


Fig. 3.9 Inestabilidad de temperatura en la operación. Fuente: SPE 74414

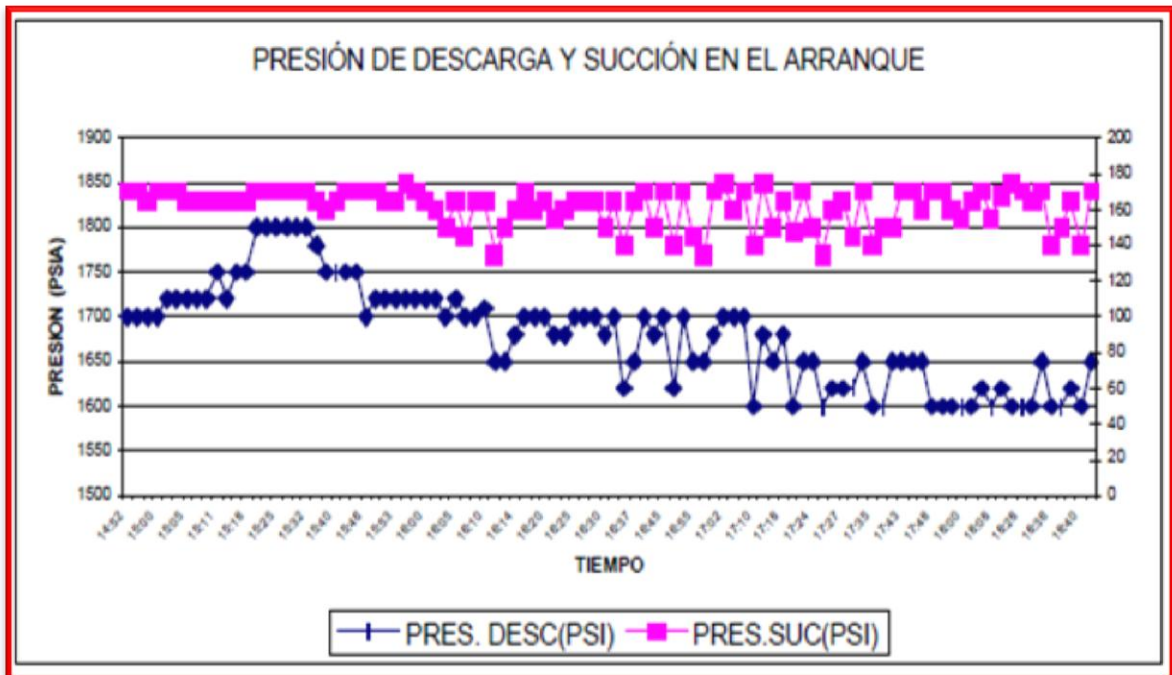


Fig. 3.10. Inestabilidad de la presión de succión y descarga en la operación. Fuente: SPE 74414

3.5.1.7 Solución inmediata para optimizar el sistema

Para que la presión de succión del compresor operara de manera estable, se instalaron 2 rectificadores en la descarga del separador, y la línea de succión de 2" que va del separador al compresor por una de 6". Se instaló una válvula de relevo que está instalada en la descarga del segundo paso del compresor, a la descarga del primer paso. Para agilizar y comunicar señales de presión de separación y control de nivel del separador se instaló un posicionador en la instrumentación del separador.

El esquema de la figura 3.11 se observa las instalaciones superficiales, como se encontraban antes de hacer las adecuaciones del BNA. En la figura 3.12 se pueden apreciar las modificaciones realizadas para optimizar el sistema, se observa que se aumentaron las líneas de flujo para las instalaciones de los dos rectificadores.

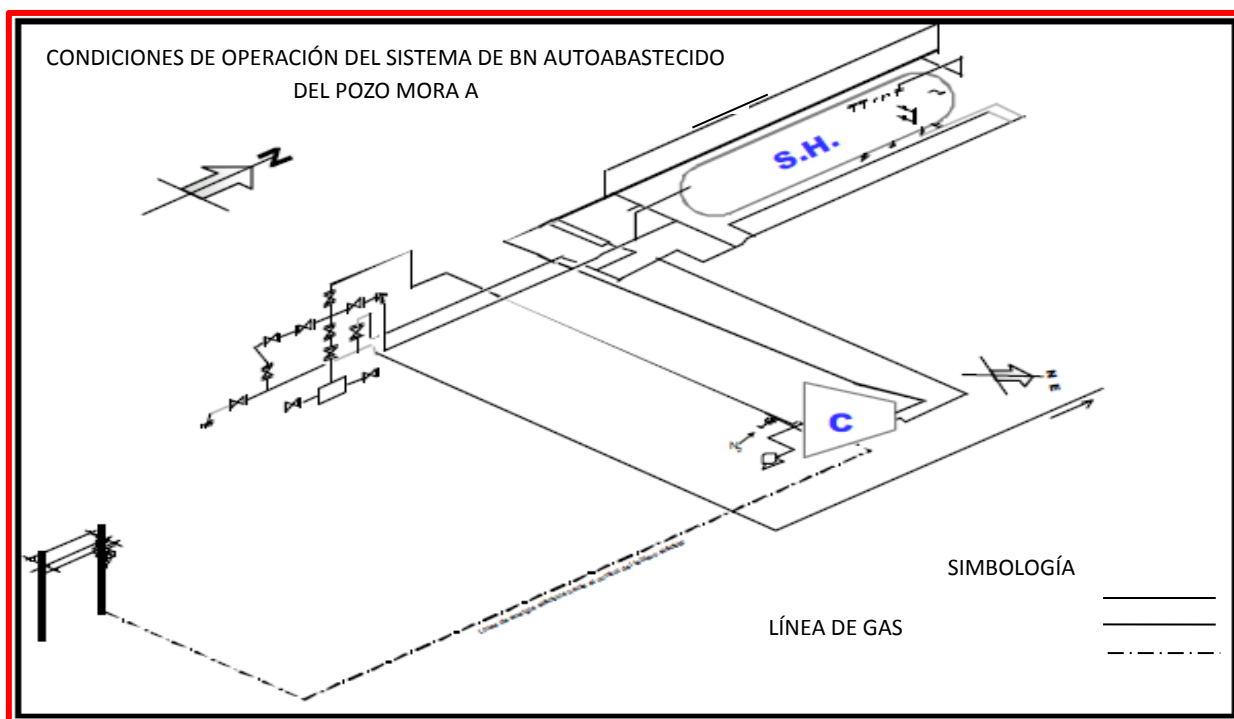


Fig. 3.11. Esquema previo a la modificación. Fuente: SPE 74414

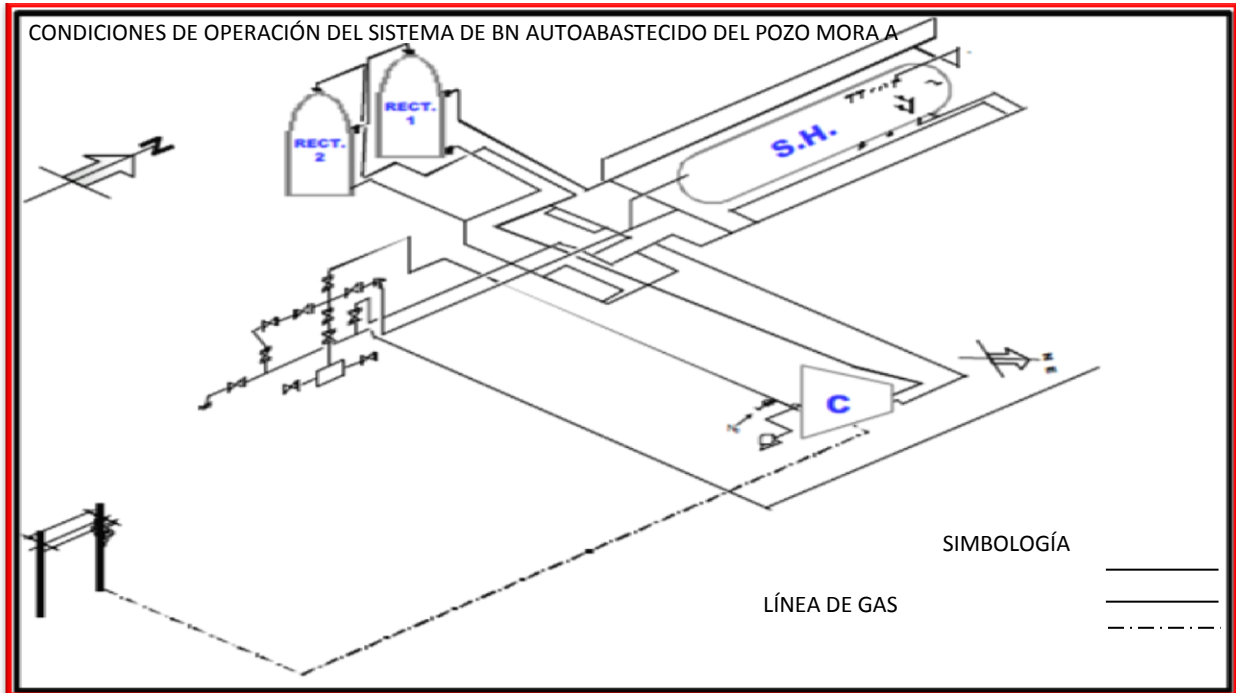


Fig. 3.12 Esquema del equipo modificado. Fuente: SPE 74414

3.5.1.8 Conclusiones de la prueba.

- Después de que el pozo Mora A estuvo cerrado por igualación de presiones, se reanuda su producción con un gasto de 1000 bpd después de implementar el sistema BNA.
- Reducir los costos de producción en 6.6 USD/Barril, al evitar el uso de nitrógeno.
- Nuevas tecnologías como esta tienen un buen impacto en la rentabilidad de la explotación de campos maduros.
- Del éxito de esta prueba dependerá la factibilidad de extender su uso en otros pozos actualmente cerrados en el campo Mora y en otros con características similares.
- Se evita la construcción de redes de Bombeo Neumático y el proceso de endulzamiento de gas.
- El potencial riesgo de corrosión y fragilización del acero, debido a la reacción de agua, H_2S y CO_2 se evitó exitosamente al utilizar tubería flexible para manejo de gases amargos, junto con la inyección continua de químicos.

3.4.2 Prueba piloto 2.-Pozo Vernet B.

A continuación se tratará el tema sobre la manera de implementar un bombeo neumático “no convencional” y autoabastecido en la misma localización del pozo Vernet B.

Como antecedentes del pozo Vernet B son: perforado a una profundidad total de 3936 pie, con una profundidad interior a 3716.24 pie. En el intervalo 2355-2378 pie cuenta con un yacimiento de gas (arena 6). Actualmente se encuentra disparado en el intervalo 3588.3-3604.72 pie (arena 14) que produce aceite de 32 °API y debido a la disminución de la presión del yacimiento, el pozo fluye de manera inestable e intermitente, Fig. 3.13.

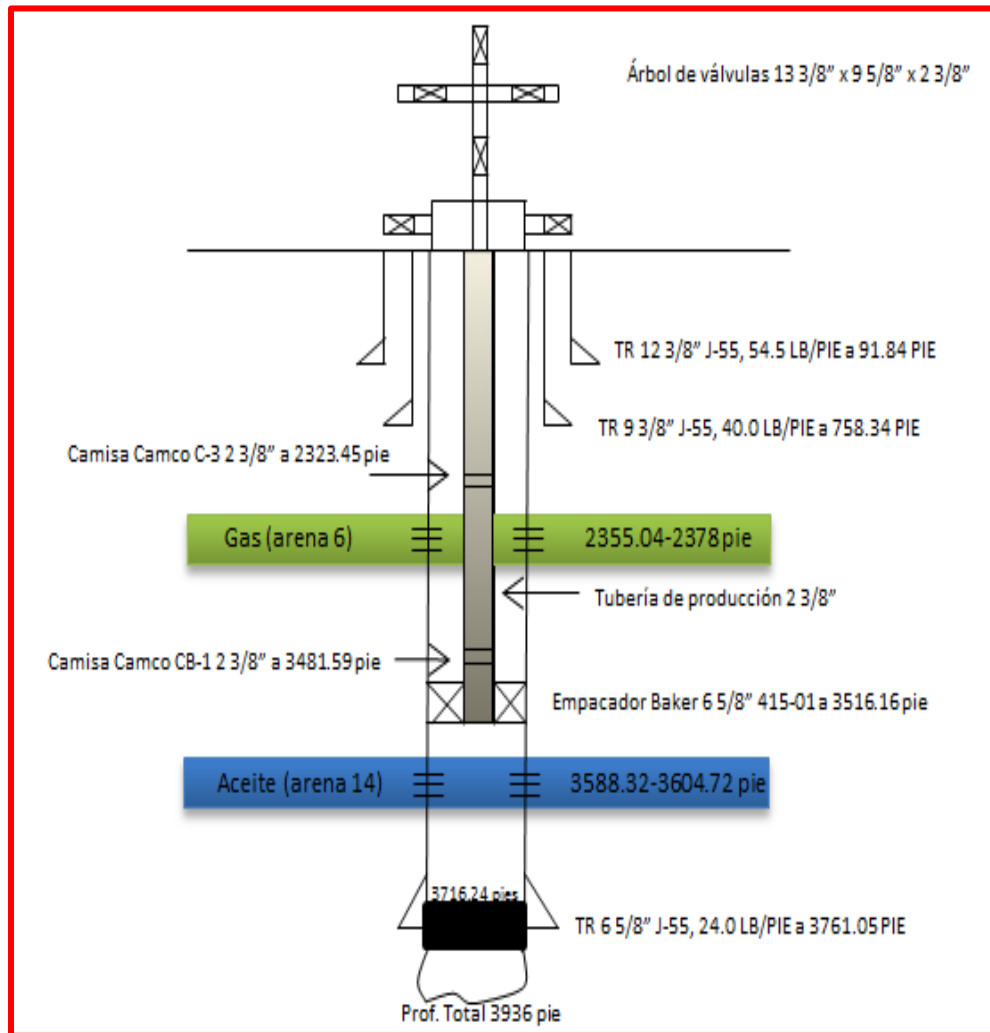


Fig. 3.13 Estado Mecánico del Pozo Vernet B. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

3.5.2.1 Descripción del sistema.

El proyecto consiste en realizar el diseño apropiado para comprimir en superficie y en la localización del pozo, el gas proveniente de la arena 6, el cual fluirá por el espacio anular la T.R. y la T.P.; una vez que se le haya incrementado la presión del gas éste se inyectaría en el fondo del pozo a través de una tubería flexible de 1 ¼ pg de diámetro colgada dentro de la T.P., con la finalidad de que el aceite fluya por el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería flexible, ver figura 3.14.

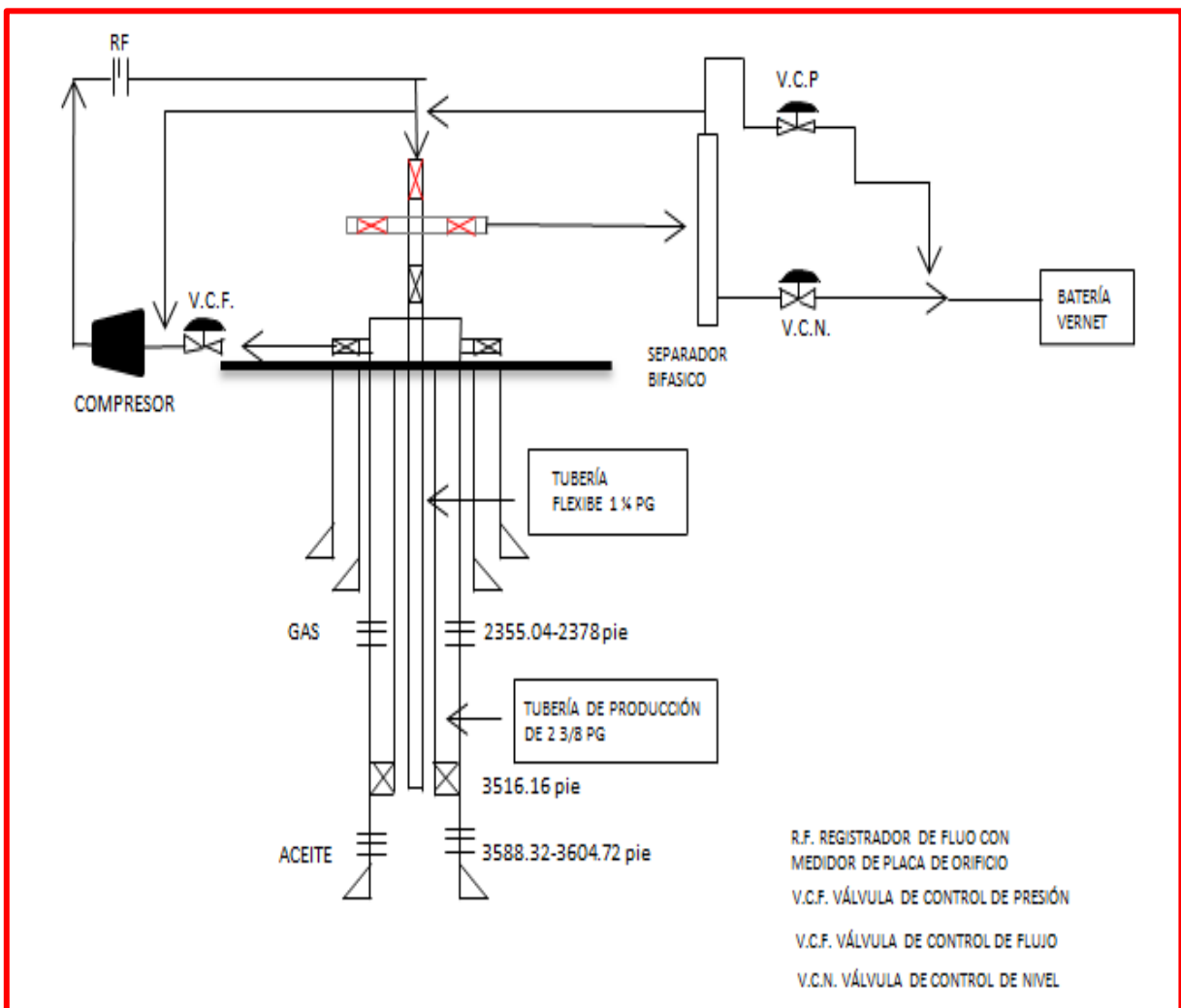


Fig. 3.14. Diagrama de procesos Bombeo Neumático Autoabastecido. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

Debido a que la reserva de gas en la arena 6 es pequeña (600 MMPC), el diseño de las instalaciones superficiales debe contemplar un circuito cerrado para el gas, es decir, que el gas que se inyecte al pozo sea recuperado en superficie para que nuevamente se reutilice, de tal modo que el único gas que se consuma sea el que utilice el compresor como combustible. Esta condición obliga a que la presión de succión del compresor, ya que el gas que se comprimirá no presenta condensación de líquidos, con el rectificador que el mismo “patín” del compresor trae consigo, es suficiente para que puedan ser manejados.

3.5.2.2 Procedimiento de Cálculo

A continuación se enumera el procedimiento que se siguió para la realización del presente proyecto.

1. Recopilación, validación y análisis de la información del pozo.
2. Cálculo de los potenciales de las arenas productoras de aceite y gas.
3. Ajuste de las condiciones de operación fluyentes del pozo.
4. Determinación del diámetro y profundidad de colocación de la tubería flexible mediante la curva de comportamiento de inyección de gas contra gasto de aceite producido.
5. Cálculo del perfil de presión del gas de inyección en la tubería flexible de acuerdo al volumen optimizado del mismo.
6. Selección el diámetro de estrangulador para permitir el flujo de gas requerido de la arena 6.
7. Establecimiento del diseño de separador así como de las conexiones superficiales y potencia requerida en el compresor.

3.5.2.2.1 Recopilación, validación y análisis de la información del pozo

La certeza de que los datos utilizados son los correctos nos dará la confianza de los resultados que arrojen las simulaciones realizadas sean sujetas de llevarse a la práctica.

En septiembre de 1993 se le realizó al pozo Vernet B una prueba de presión-producción en el yacimiento productor de aceite (arena 14) en la tabla 3.1 se muestran los valores obtenidos de dicha prueba.

Tabla 3.1.- Valores obtenidos en la prueba presión producción. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

| \emptyset Estr. (pg) | Q_o (bpd) | RGA (pie ³ /bl) | P_{wf} (lb/pg ²) | P_{wh_u} (lb/pg ²) | T_{Fdo} (°F) | T_{sup} (°F) | P_{sep} (lb/pg ²) |
|---------------------------|----------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------|------------------------------------|
| 12/64 | 178 | 175 | 1409 | 334 | 152 | 86 | 72 |
| 16/64 | 292 | 299 | 1362 | 363 | 152 | 86 | 72 |

$$P_{ws}=1531 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wh_d}= 114 \text{ lb/pg}^2$$

$$^{\circ}\text{API}= 32$$

A fin de identificar que parte del sistema de producción nos consume la mayor parte de energía, un balance de energía es susceptible de ser realizado, para lo cual, se tomaron datos de la prueba correspondiente al diámetro del estrangulador de 16/64 pg. De este modo tenemos que:

$$\Delta p_{yac}=P_{ws}-P_{wf}=169 \text{ lb/pg}^2 \text{ (11.5\%)}$$

$$\Delta p_{TP}=P_{wf}-P_{wh_u}=1362-363=999 \text{ lb/pg}^2 \text{ (65.88\%)}$$

$$\Delta p_{Estr}=P_{wh_u}-P_{wh_d}=363-114=249 \text{ lb/pg}^2 \text{ (16.42\%)}$$

$$\Delta p_{Ld}= P_{wh_d}-P_{sep}=114-72=42 \text{ lb/pg}^2 \text{ (2.77\%)}$$

$$\Delta p_{Total}= \Delta p_{yac}+\Delta p_{TP}+\Delta p_{Estr}+\Delta p_{Ld}=P_{ws}-P_{sep}=1531-72=1459 \text{ lb/pg}^2$$

Donde:

Δp_{yac} = Caída de presión en el yacimiento.

Δp_{TP} = Caída de presión en el aparejo de producción.

Δp_{Estr} = Caída de presión en el estrangulador.

Δp_{Ld} = Caída de presión en la línea de descarga.

De los cálculos realizados se puede ver que el aparejo de producción es el elemento que consume mayor cantidad de energía que produce el yacimiento (65.88%), mientras que la línea de descarga es la que menos energía consume (2.77%).

Para el caso de la arena 6 de este mismo pozo, los datos de presión de fondo no eran confiables,, no así para el gasto, por lo que se determinó utilizar los datos de otra prueba de presión-producción de otro pozo (Vernet C, un pozo vecino) en el cual el yacimiento de gas es el mismo. En la tabla 3.2 se muestra un comparativo de ambos pozos.

Tabla 3.2 Tabla comparativa de los pozo Vernet B y Vernet C (pozos vecinos).

| Vernet B | | | | | Vernet C | | | | |
|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------|--------------------|------------------------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------|--------------------|
| P_{sep} (lb/pg ²) | P_{wh_u} (lb/pg ²) | ϕ Estr (pg) | Q_g (MMPCD) | Intervalo (pie) | P_{sep} (lb/pg ²) | P_{wh_u} (lb/pg ²) | ϕ Estr (pg) | Q_g (MMPCD) | Intervalo (pie) |
| 612 | 953.22 | ¼ | 0.625 | 2355- 2378 | 569 | 768.4 | ¼ | 0.612 | 2411- 2421 |

La prueba de presión-producción realizada a la arena 6 se obtuvo los datos mostrados en la tabla 3.3.

Tabla 3.3.- Prueba de presión-producción (arena 6). Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

| ϕ Estr. (pg) | Q_g (MMPCD) | P_{wf} (lb/pg ²) | P_{wh_u} (lb/pg ²) | T_{Fdo} (°F) | T_{sup} (°F) | P_{sep} (lb/pg ²) |
|----------------------|------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|----------------|----------------|------------------------------------|
| 12/64 | 0.550 | 856.38 | 792.68 | 125.6 | 86 | 569.28 |
| 16/64 | 0.612 | 813.44 | 739.06 | 125.6 | 86 | 569.28 |
| 20/64 | 0.771 | 671.81 | 616.21 | 125.6 | 86 | 569.28 |

$$P_{ws} = 1036 \text{ lb/pg}^2$$

$$P_{wh_d} = 590.7 \text{ lb/pg}^2$$

$$S.G. = 0.6 \text{ (aire} = 1)$$

3.4.2.2.2 Cálculo de los potenciales de las arenas productoras de aceite y gas

Con los datos anteriores y utilizando la siguiente ecuación 3.1 se calcula el gasto máximo teórico de aceite que el pozo puede aportar:

$$\frac{q_o}{q_{o\ max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \dots\dots\dots ec. 3.1$$

$$q_{o\ max} = \frac{q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2} \dots\dots\dots ec. 3.2$$

$$q_{o\ max} = \frac{292}{1 - 0.2 \left(\frac{1362.3}{1531} \right) - 0.8 \left(\frac{1362.3}{1531} \right)^2} \dots\dots\dots ec. 3.3$$

$$q_{o\ max} = 1548.02\ bpd \dots\dots\dots ec. 3.4$$

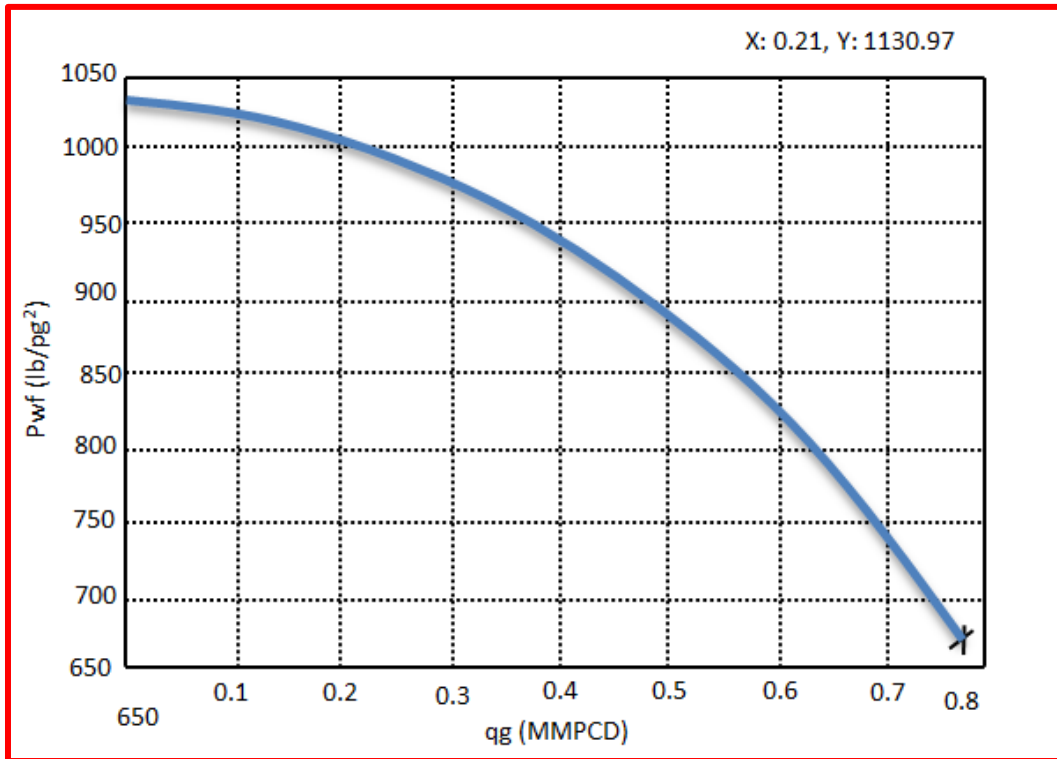


Fig.3.15.- Curva IPR arena 6. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

En la figura 3.15 se muestra el comportamiento de afluencia del pozo Vernet B, es decir, muestra el comportamiento del gasto máximo que aporta el pozo a una cierta caída de presión. En las ecuaciones 3.1 a la 3.4 se aprecia un ejemplo de cálculo.

3.5.2.2.3 Ajuste de las condiciones de operación fluyentes del pozo

Para reproducir los datos medidos de las pruebas de presión-producción, se utilizó un simulador comercial de flujo multifásico, en el cual se seleccionaron y ajustaron, las correlaciones (para el aceite) y ecuaciones de estado (gas) siguientes:

- a) La correlación de Standing fue la que mejor se ajustó para los datos medidos y fue utilizada para calcular la R_s y B_o del aceite producido.

$$R_s = \gamma_{gd} \left(\left(\frac{P_b}{18} \right) 10^{(0.0125^\circ API - 0.00091T)} \right)^{\left(\frac{1}{0.83} \right)} \dots\dots\dots ec. 3.5$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175} \dots\dots\dots ec. 3.6$$

$$F = R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \dots\dots\dots ec.3.7$$

- b) En el ajuste de las propiedades del gas de la arena 6, se seleccionó la ecuación de estado Peng-Robinson, ya que fue la que mejor se ajustó.
- c) En el ajuste de los gradientes de presión en las tuberías los mejores resultados se obtuvieron para el aceite y el gas en los siguientes términos:

- Aceite
Flujo Multifásico horizontal Beggs y Brill
- Gas
Flujo multifásico vertical Hagerdon y Brown, mapa de Duns y Ros
- Flujo multifásico horizontal Beggs y Brill revisada

- a) Para reproducir las condiciones de operación en el estrangulador se seleccionó una ecuación mecanística.

En las figuras 3.16 y 3.17 se muestran los gradientes de presión calculados y medidos para el aceite y gas respectivamente. Como se puede observar se logró

un buen ajuste utilizando las correlaciones de flujo multifásico y ecuaciones de estado mencionadas utilizando el método conocido con análisis nodal, es decir, se obtuvo un análisis nodal ajustado. El error entre ambos perfiles es casi despreciable.

En las figuras 3.18 y 3.19 se muestra el análisis nodal ajustado que representan a los potenciales obtenidos anteriormente. En ambos casos se consideró al fondo del pozo como nodo de solución.

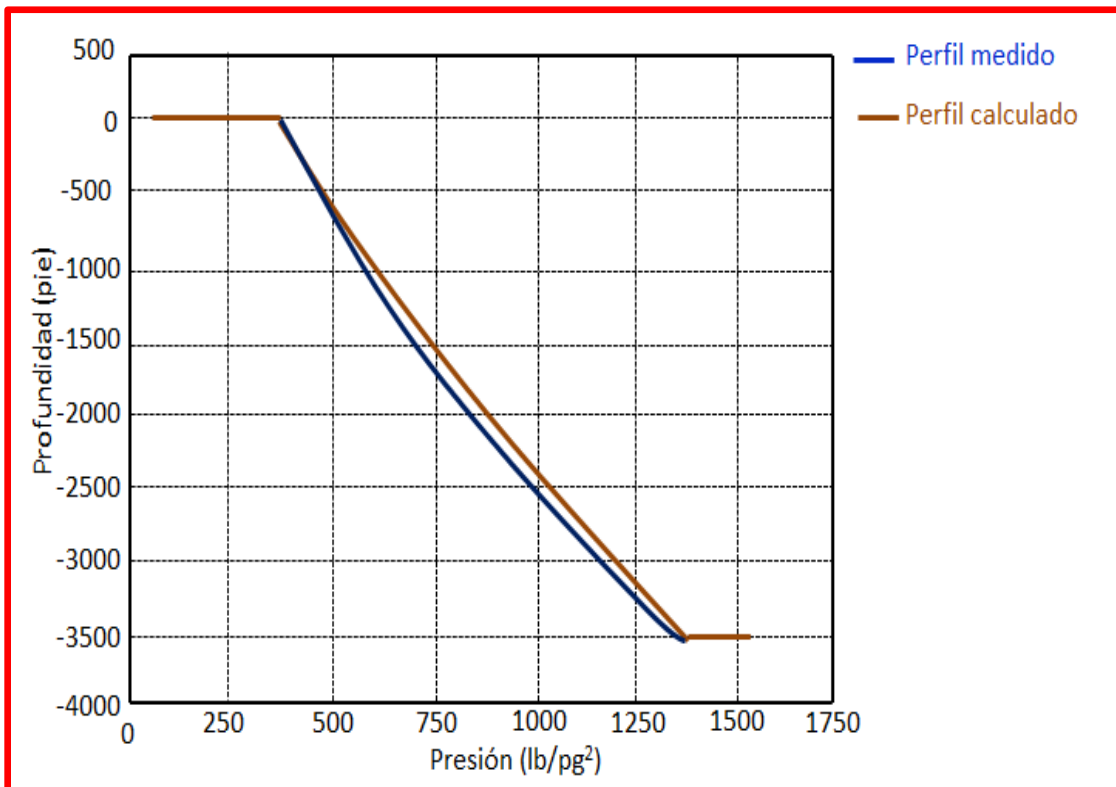


Fig. 3.16.- Perfil de presión de flujo de aceite. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

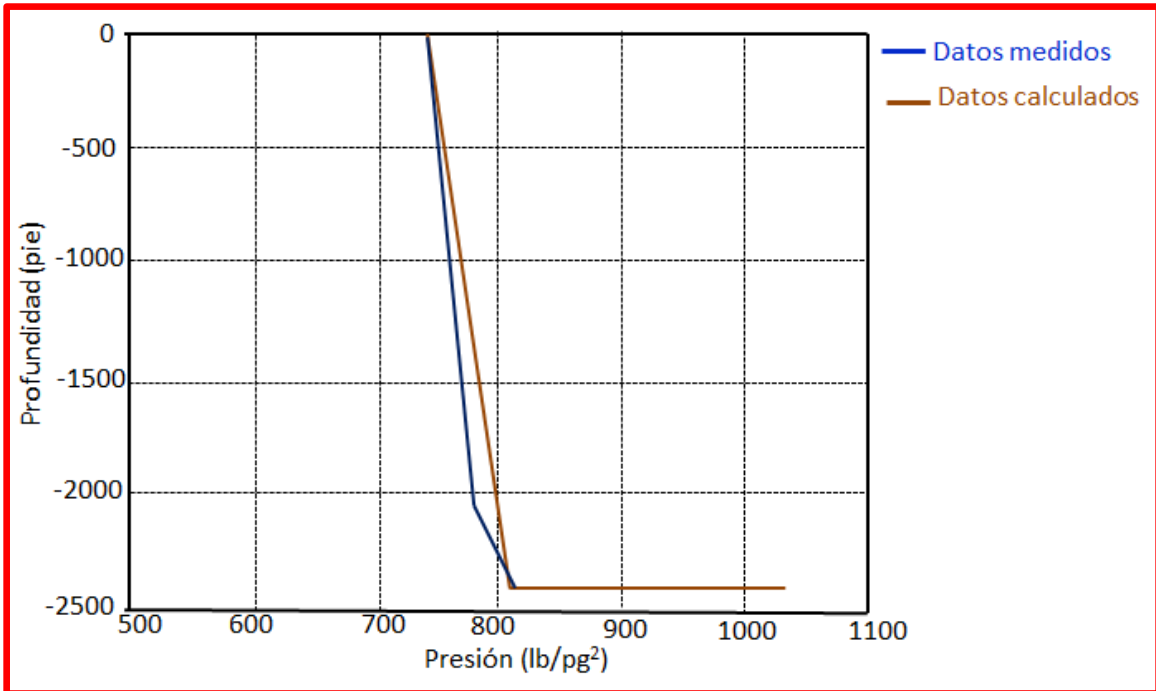


Fig. 3.17.-Perfil de presión flujo de gas respectivamente. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

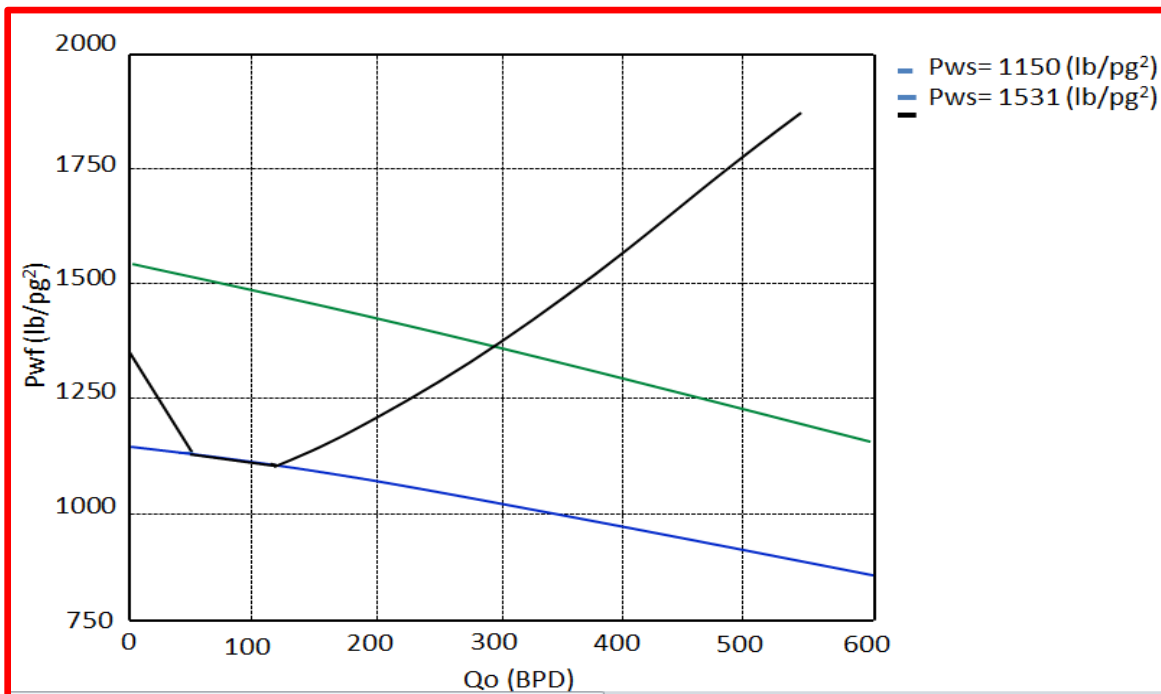


Fig. 3.18.- Intervalo productor de aceite. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

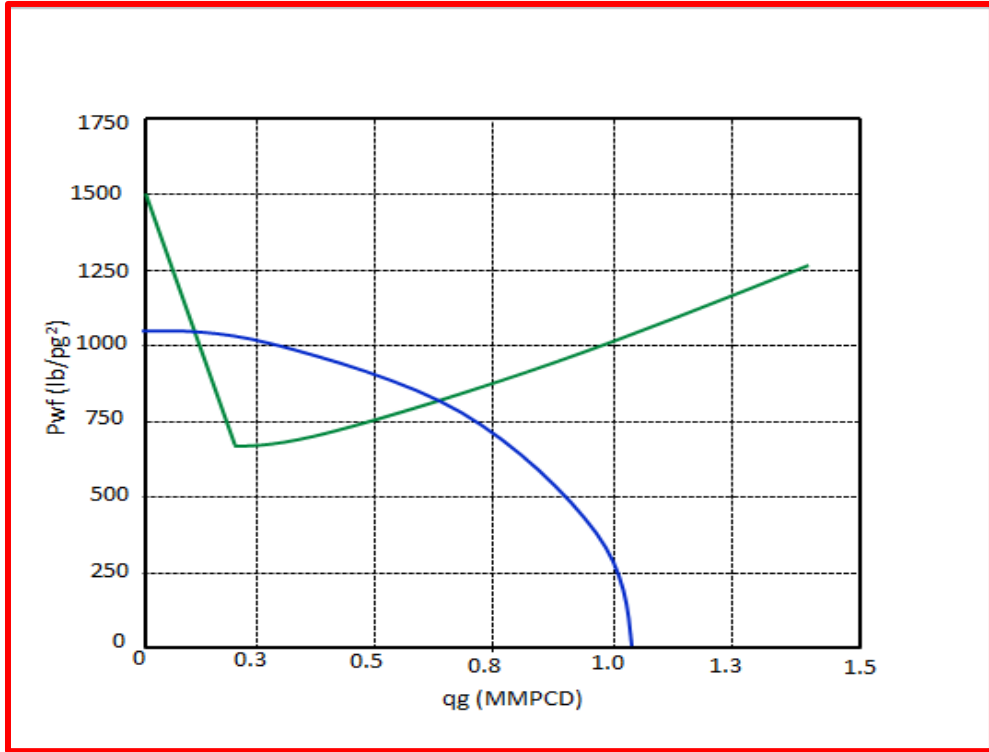


Fig. 3.19.- Intervalo productor de gas. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

En la figura 3.18 se puede ver el comportamiento de afluencia (IPR) para dos Pws diferentes, la primera de 1150 lb/pg² y la segunda de 1531 lb/pg². Se observa que a cada caída de presión se tiene un gasto de producción específico
Contenido de agua en gases.

A pesar de que en la prueba de producción que se le realizó a la arena 6 no se reporta que haya habido presencia de agua en el gas, es importante determinar la cantidad con que viene saturado.

La ecuación 3.5 fue la utilizada para determinar la cantidad de agua contenida en el gas arena 6.

$$W = YW_{hc} + Y_1W_1 + Y_2W_2 \dots \dots \dots \text{ec. 3.8}$$

$$Y = 1 - Y_1 - Y_2 \dots \dots \dots \text{ec. 3.9}$$

Donde:

W= Contenido de agua en el gas.

- W_{hc} = Contenido de agua debido a los hidrocarburos= 100 (lb/MMPC)
- W_1 = Contenido de agua debido al CO₂= 150 (lb/MMPC)
- W_2 = Contenido de agua debido al H₂S=250 (lb/MMPC)
- Y_1 = Fracción mol del CO₂= 0.013265
- Y_2 = Fracción mol de H₂S=0

Sustituyendo valores:

$$Y = 1 - 0.013265 - 0 = 0.98674 \dots \text{ec. 3.10}$$

$$W = 0.98674 \times 100 + 0.013265 \times 150 + 0 \times 250 = 100.67 \left(\frac{\text{lb}}{\text{MMPC}} \right) = 0.287 \left(\frac{\text{blw}}{\text{MMPC}} \right) \dots \text{ec.3.11}$$

La importancia de determinar este valor de W nos permitirá que al alimentar de datos al simulador, éste nos proporcione resultados acordes a los obtenidos en la prueba de campo.

3.5.2.2.4 Determinar el diámetro y profundidad de colocación de la tubería flexible mediante la curva de comportamiento de inyección de gas contra gasto de aceite producido.

Para seleccionar el gasto de gas de inyección se realizó una simulación colgando tubería flexible de 1 pg y de 1¼ pg de diámetro a una profundidad de 3516.82 pie (71.5 pie por arriba de la cima del intervalo disparado) obteniéndose los resultados que se pueden ver en la figura 3.20, donde se puede distinguir claramente que con una T.F. de 1 pg se recupera más aceite que con la T.F. de 1¼ pg, porque la curva de la TF de 1¼” a un gasto de inyección de gas de 0.20 MMPCD se obtiene una recuperación de aceite de 340 bpd en cambio con una TF de 1 pg se obtiene de 363 bpd, obteniéndose 23 bpd más que la T.F. 1¼ “. Se selecciona un gasto de inyección de 0.20 MMPCD porque con ambas medidas de tuberías flexibles se recupera un gasto de aceite similar, es decir, muy poca diferencia de gasto a que si se recuperara con una inyección de 0.3 MMPCD; en cambio usar un gasto de inyección de gas mayor resulta más costoso en tratamiento y transporte, además la caída de presión por fricción es cada vez mayor.

En la figura 3.21 se puede observar que según aumenta la profundidad de colocación de la T.F. mayor producción de aceite se obtiene. Esto tiene su explicación en que conforme se aligera una mayor columna de aceite, menor

contrapresión tendrá la formación y una mayor cantidad de hidrocarburos podrá aportar. Como desventaja al profundizar el punto de inyección es que se requerirá mayor potencia en superficie de la presión de gas en la inyección. Al igual que con conforme la profundidad siga aumentando, la recuperación de hidrocarburos ya no será tan significativa porque se incrementan las caídas de presión.

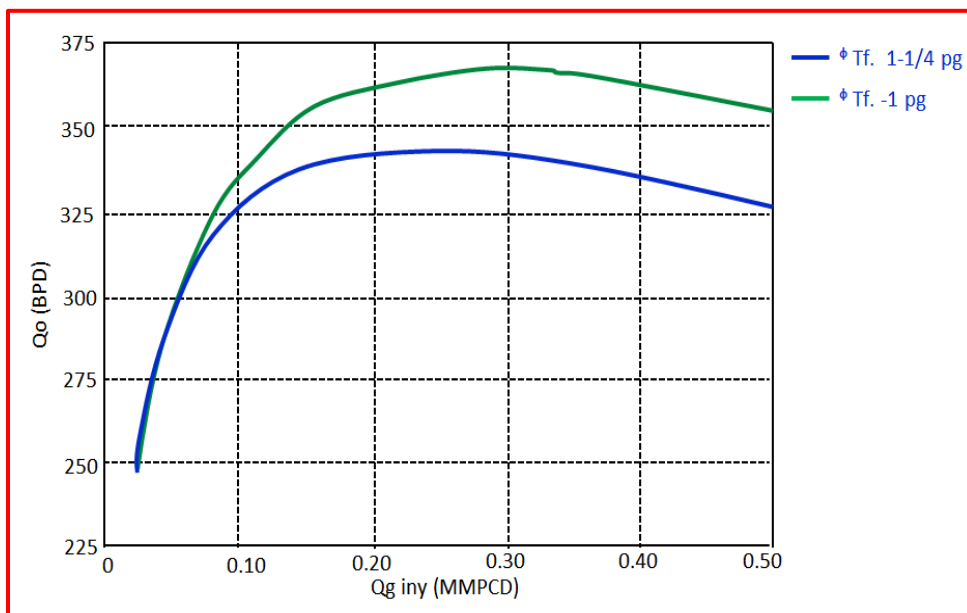


Fig. 3.20.- Líquido producido por gasto de gas inyectado, flujo por el espacio anular. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet.

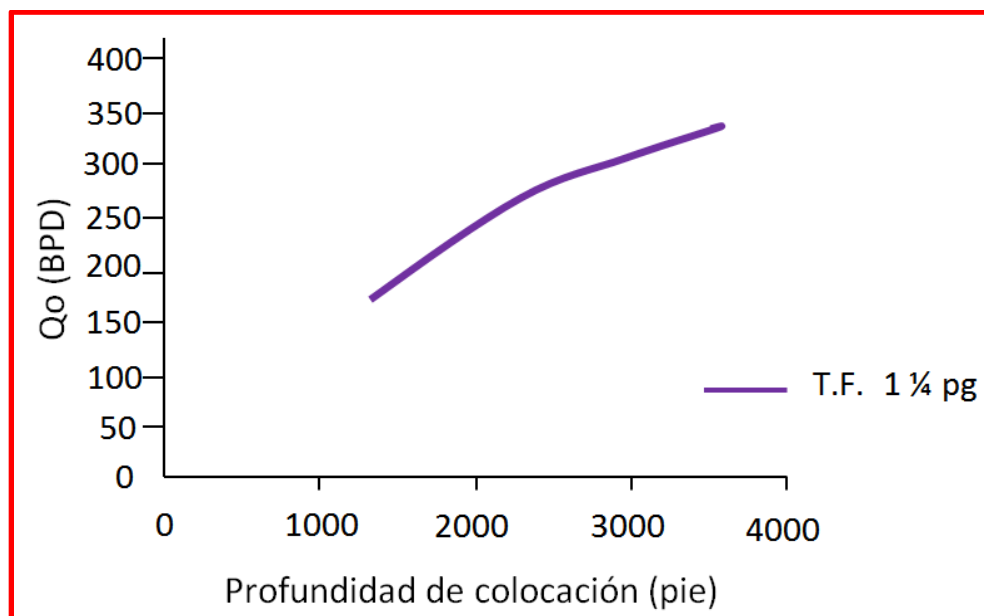


Fig. 3.21.- Profundidad de colocación T.F. vs q_o . Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

3.5.2.2.5 Calcular el perfil de presión del gas de inyección en la tubería flexible de acuerdo al volumen optimizando al mismo.

En la figura 3.22 se puede apreciar el gradiente de presión fluyente que se obtendría al inyectar 0.200 MMPCD de gas a través de tubería flexible de 1¼ pg a una profundidad de 3516.82 pie, de tal modo que la presión del gas de inyección a esa profundidad debe ser ligeramente mayor para que se pueda ser incorporado al líquido producido. La presión de fondo del gas de inyección se consideró igual que la presión de fondo fluyendo de los fluidos de la formación productora de 800 lb/pg². Con este valor se calculó, con una correlación de flujo monofásico en la cabeza del pozo, el gradiente de presión del flujo de gas y se determinó que la presión en superficie debe ser de 710 lb/pg², como se presenta en la figura 3.23.

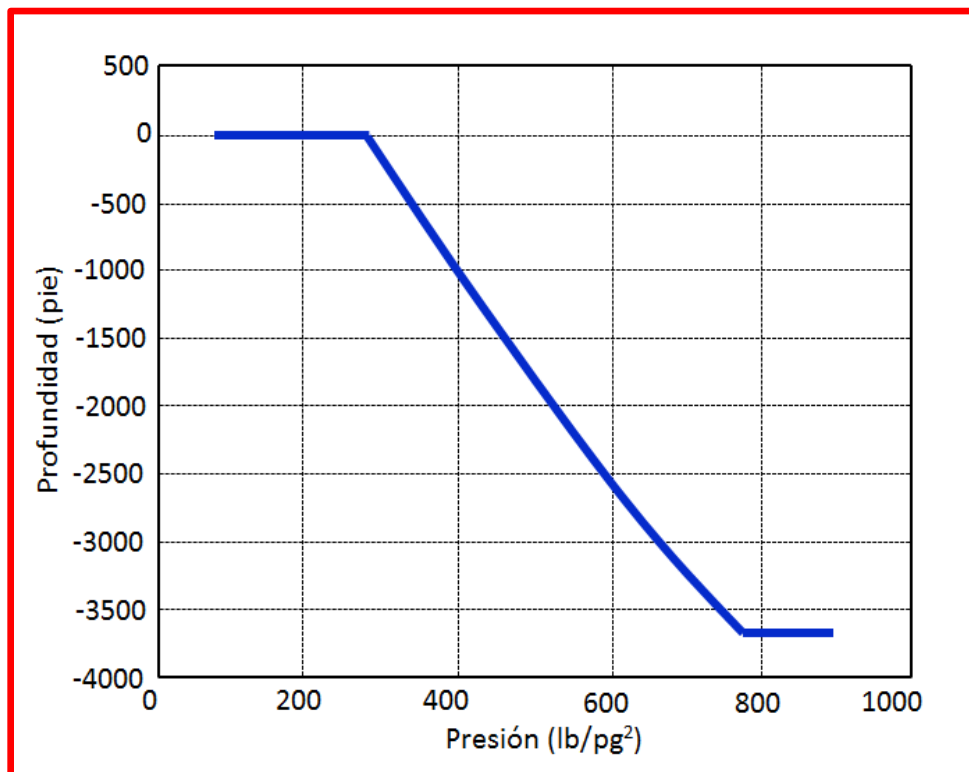


Fig. 3.22.- Gradiente de presión fluyente, flujo espacio anular T.P. y T.F. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

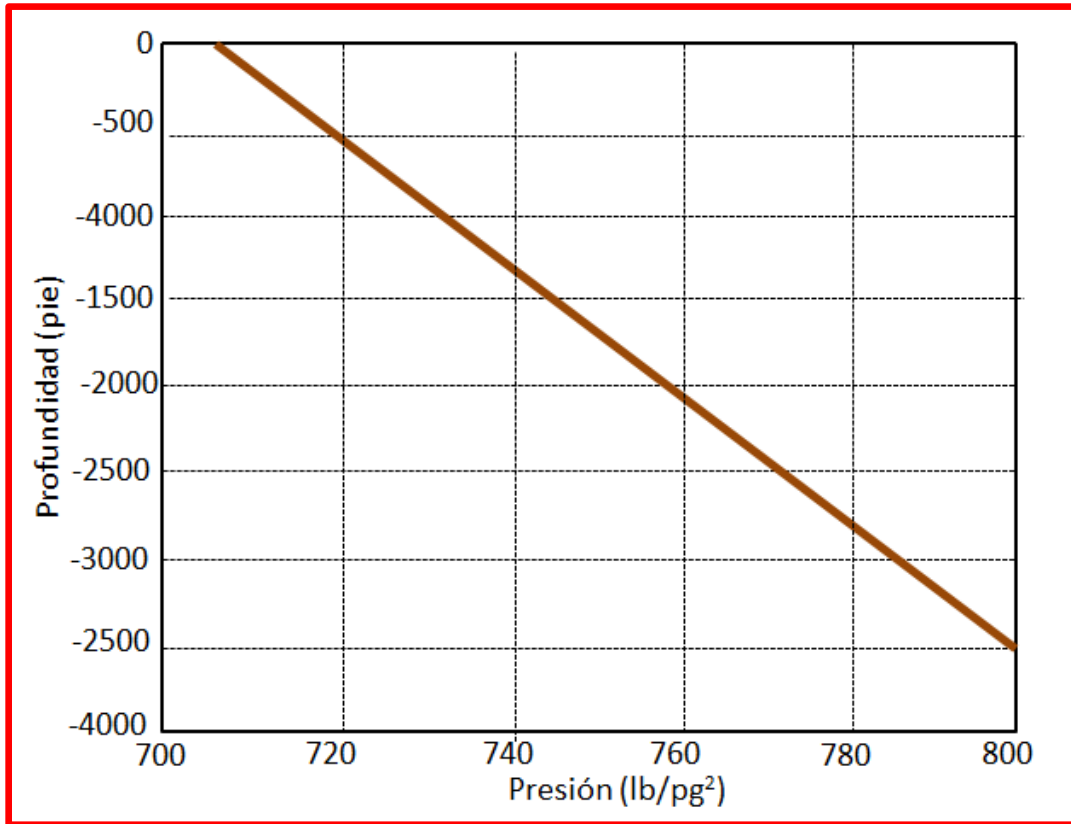


Fig. 3.23.- Gradiente de presión fluyente, flujo gas interior T.F. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

3.5.2.2.6 Seleccionar el diámetro de estrangulador para permitir el flujo de gas requerido de la arena 6.

Una vez determinado el gasto de gas de inyección, 0.200 MMPCD, que es el gas que debe aportar la arena 6, y conociendo el comportamiento de afluencia de este yacimiento, el cual relaciona presión y gasto, es posible calcular cuál es el diámetro del estrangulador que permitirá el paso del gas requerido.

En la figura 3.24 se puede ver que con 7/64 pg de diámetro de estrangulador se obtienen 0.200 MMPCD de gas en superficie. Además, se puede observar que cuando la presión del yacimiento disminuye, de 905 a 800 lb/pg², (actualmente es de 905 lb/pg²), el gasto de gas sustancialmente, lo cual obliga a que el proyecto presentado no contemple la comercialización del gas producido por esta arena. Esto se concluye que menor a 0.2 MMPCD crea que el proyecto no sea rentable.

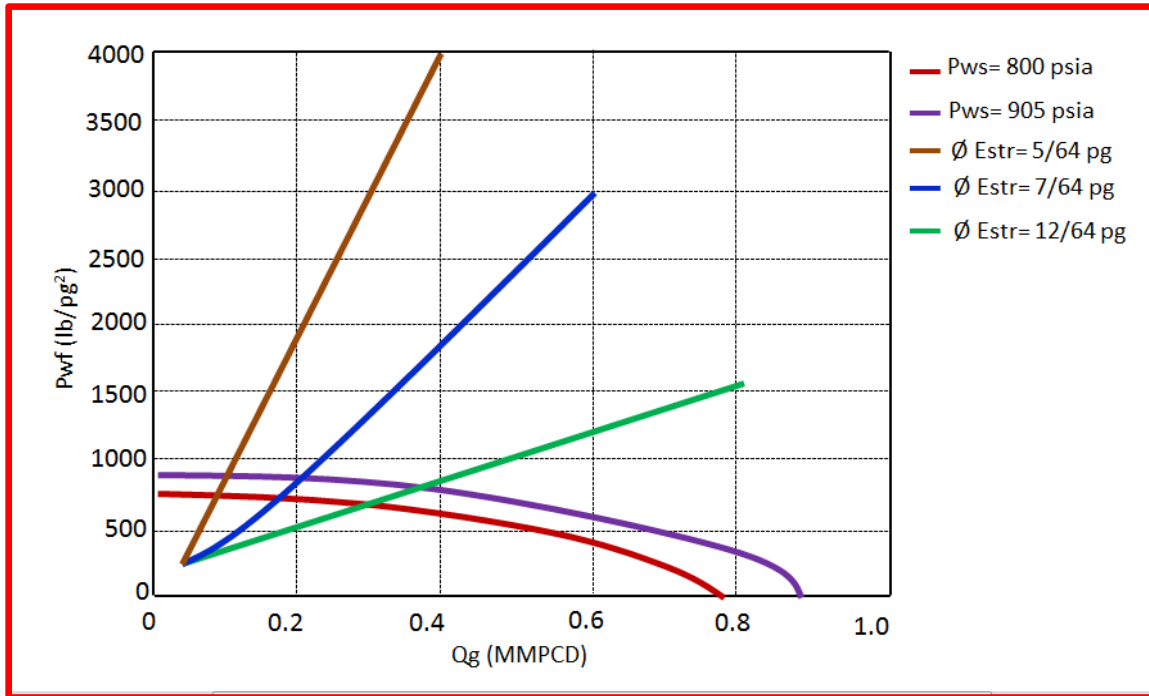


Fig. 3.24. Análisis nodal en el fondo del pozo, arena 6. Fuente: Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet

3.5.2.2.7 Establecer el diseño del separador así como de las conexiones superficiales y potencia requerida en el compresor

Un simulador de procesos fue utilizado para seleccionar y dimensionar el equipo superficial requerido para manejar tanto el gas que será comprimido e inyectado, así como el aceite que será producido. Como resultado se obtuvo que no es necesaria la instalación en la succión de un separador adicional al rectificador con el que viene equipado el compresor, ya que la condensación del gas no se presentará ya sea por disminución tanto de la presión como de la temperatura.

CAPÍTULO 4

EVALUACIÓN TÉCNICA DEL BNA

CÁPÍTULO IV.- EVALUACIÓN TÉCNICA DEL BNA

4.1 La Región Sur

En 1905 compañías extranjeras produjeron aceite de manera comercial del campo Capoacán, ubicado cerca de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz. En el año 1911 se descubre el campo Ixhuatlán, en 1928 el campo Concepción, para el siguiente año los campos Tonalá y Burro, y en 1931 el campo El Plan, todos ubicados al sur de Veracruz, con lo que se inicia la explotación comercial de aceite en esta región. Años después, las actividades exploratorias permitieron tener descubrimientos a nivel Terciario en las cuencas Macuspana, Salina del Istmo y Comalcalco.

Los descubrimientos más importantes de la región se registraron en 1972 con la perforación y terminación de los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1 a nivel mesozoico de Chiapas-Tabasco, los cuales marcaron el punto de partida para los grandes descubrimientos realizados en el sureste de México.

La Región Sur tiene una superficie aproximada de 390,000 km² y se ubica en la posición sur de la República Mexicana, la región comprende 8 estados de la Republica: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, Fig. 4.1.



Fig.4.1.- Extensión de la Región Sur. Fuente: PEMEX

La Región Sur esta integrada por cinco activos integrales que son: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna y un activo regional de exploración. En conjunto los activos integrales administran 120 campos, Fig. 4.2

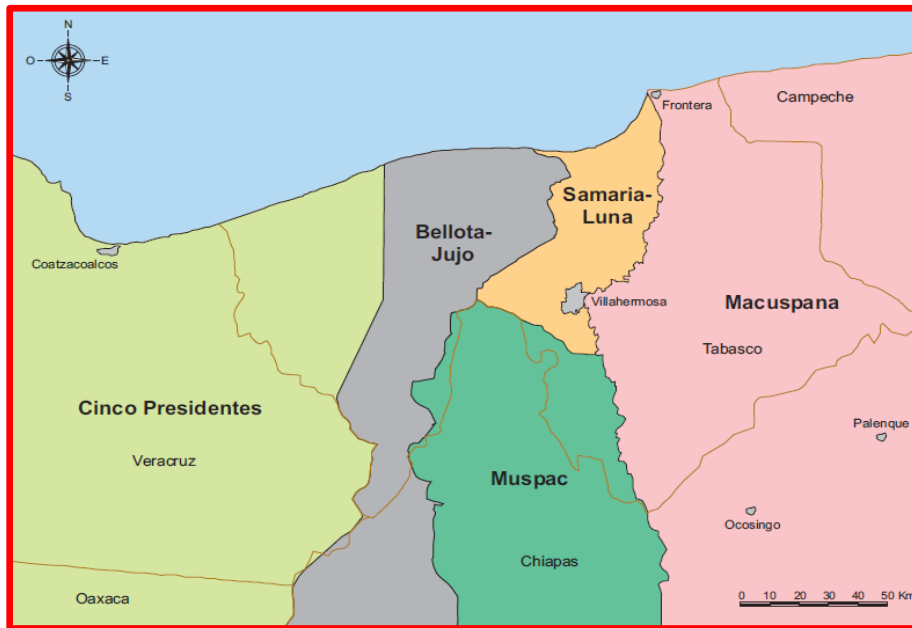


Fig. 4.2.- Ubicación de los activos integrales de la Región Sur. Fuente: PEMEX

En la Región Sur en el año 2010 produjo 194.1 millones de barriles de aceite y 644.1 miles de millones de pies cúbicos de gas natural, con una producción diaria de 531.9 miles de barriles de aceite y 1764.7 millones de pies cúbicos de gas natural.

4.2 EL BNA EN LA REGIÓN SUR

La Región Sur de PEP actualmente tiene un contrato vigente con la compañía ENX Compressors, para el servicio integral de 20 equipos de Bombeo Neumático Autoabastecido.

Los pozos que están operando en la Región Sur con BNA son los siguientes:

Palangre 1 y DL-1
Chinchorro 1, 2, 3 y 5
Bellota 94
Mora 25
Yagual 11, 12 y 22
Jolote 45
Edén 47

Gaicho 1 y G10
Topen 21
Cunduacán 53-2
Paredón 1D y 3A
Santuario 17
Cárdenas 701

4.3 Simulación de la operación de pozos con BNA

La simulación está definida como imitar un sistema real, utilizando recursos ajenos a esa realidad; es decir, implica simplificar a la realidad y parecerse lo mayormente posible a la realidad". Para la simulación del comportamiento de pozos se usa el sistema de cómputo con el objetivo de realizar experimentos que comprenden ciertos tipos de relaciones matemáticas y lógicas, las cuales son necesarias para describir el comportamiento y la estructura de sistemas de pozos a través de un período de tiempo.

La finalidad de la simulación es de comprender el comportamiento del pozo y evaluar nuevas estrategias dentro de los límites impuestos por un cierto criterio o un conjunto de ellos para su mejor funcionamiento.

El objetivo de la simulación que se presenta en este capítulo es de mostrar el comportamiento de pozos produciendo con BNA, se comparará la producción antes y después de la instalación de este SAP para observar la eficiencia técnica del mismo.

4.4 Sistema petrolero del Activo Integral Bellota Jujo

Los principales sistemas generadores del área son el Tithoniano y el Cretácico Inferior, aunque este último su área de acción es muy restringida.

El Tithoniano es el más importante, son calizas arcillosas depositadas en una cuenca carbonatada anóxica de alto contenido orgánico, de un kerógeno de tipo II cuya generación principal es de hidrocarburos líquidos.

La roca almacenadora la constituye principalmente las dolomías fracturadas distribuidas en el Kimmeridgiano, Tithoniano y Cretácico Inferior.

La roca sello está constituida por rocas arcillosas del Cretácico tardío y las lutitas del Terciario. Hacia la parte inferior de la secuencia sedimentaria, las evaporitas del Oxfordiano constituyen el sello. En la parte específica de los yacimientos de interés, las zonas del campo Cárdenas donde las columnas del Cretácico Inferior y

Jurásico Superior no alcanzaron el grado de dolomitización y fracturamiento suficientes para permitir el llenado y acumulación de hidrocarburos, constituyen sello local para las acumulaciones del campo.

4.5 Simulación de la Operación de dos pozos con BNA en el Activo Integral Bellota-Jujo

Los pozos que se utilizaron para realizar la simulación del comportamiento del pozo al instalar BNA fueron nombrados pozo 1 y pozo 2, los cuales fueron seleccionados de un campo ubicado en el Activo Integral Bellota-Jujo, el activo esta localizado en la ciudad de Comalcalco a 30 km de Villahermosa, Tabasco, los campos se ubican en los municipios de Comalcalco, Paraíso, Jalapa de Méndez, Nacajuca, Cunduacán, Cárdenas y Huimanguillo.

En la tabla 4.1 se presentan las propiedades de los fluidos de los pozos utilizados en la simulación

| Características Del Yacimiento | |
|---|-------------------------------------|
| Presión Original del Yacimiento | 9256 lb/pg ² |
| Temperatura del yacimiento | 279 °F |
| Condiciones de la Muestra | |
| Presión del Separador Primario | 1138 lb/pg ² |
| Temperatura del Separador Primario | 172 °F |
| Presión del Separador Secundario | 38 lb/pg ² |
| Temperatura del Separador Secundario | 140 °F |
| Producción de gas en el separador primario | 15767 MPCD |
| Temperatura Ambiente | 14.65 °F |
| Temperatura Ambiente | 60 °F |
| Propiedades del Heptano Plus | |
| API @ 60°F | 39.3 |
| Gravedad Específica @ 60/60°F | 0.8282 |
| Peso molecular | 191 |
| Datos Volumétricos de la muestra del Fluido del Yacimiento | |
| Presión de Saturación (Presión de burbuja) | 5380 lb/pg ² @279°F |
| Volumen Específico @ Pb | 0.03509 pie ³ /lb @279°F |
| Compresibilidad del aceite @ Ty (Vol/Vol/lb/pg ²) | 21.16x10-6 |

Tabla 4.1.- Datos del PVT utilizados en la simulación. Fuente: PEMEX

4.5.2 Inicio de la simulación de dos pozos con BNA

Para esta simulación se seleccionaron dos pozos localizados en un campo del Activo Integral Bellota-Jujo, antes de realizar una simulación se necesita conocer las características del pozo y del yacimiento; ya que éstos son los factores de los cuales dependerán los resultados. Esta información debe ser la suficiente para comprender el comportamiento del pozo a cualquier periodo de tiempo.

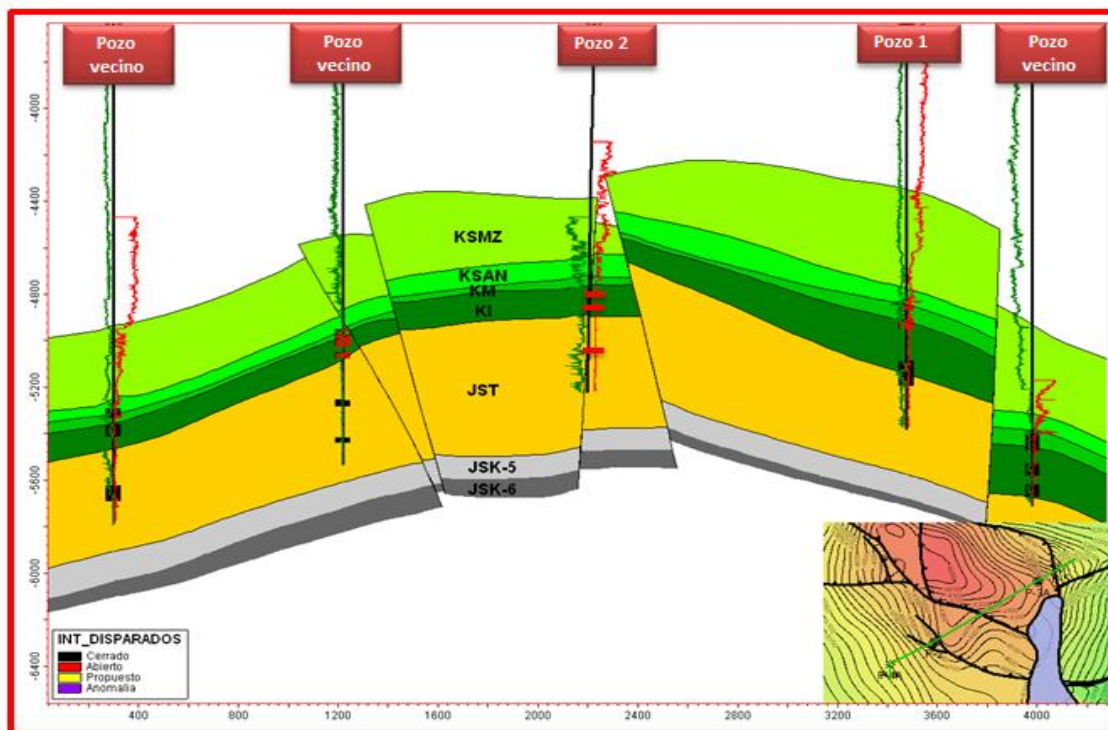


Fig. 4.3.- Sección estructural de los pozos 1 y 2. Fuente: PEMEX

Se puede observar en la sección estratigráfica, que el pozo 1 está disparado en las formaciones Cretácico Superior Agua Nueva (KSAN), Cretácico inferior (KI) y Jurásico Superior Tithoniano (JST), siendo productor solamente en KI y KSAN, mientras que en JST el intervalo se encuentra cerrado, el pozo 2 se encuentra disparado en las formaciones KI y JST, siendo productor en ambas formaciones.

Los pozos que se simularon son pozos vecinos, pertenecen al mismo campo. Se utilizaron los datos de un análisis PVT para obtener las propiedades de los fluidos que se ocuparían al momento de hacer la simulación.

Se hizo la simulación del pozo 1 y pozo 2 en dos diferentes casos, un caso base (antes de instalar el BNA) y el otro caso con el BNA ya instalado, de las cuales se analizaron sus resultados al final del capítulo.

4.5.2.1 Datos del Pozo 1 antes de instalar el BNA

El pozo 1 presentó problemas de baja producción por lo que se le aplicó un análisis del comportamiento de la producción, para solucionar el problema aplicando un tratamiento de estimulación y mantener o incrementar la producción.

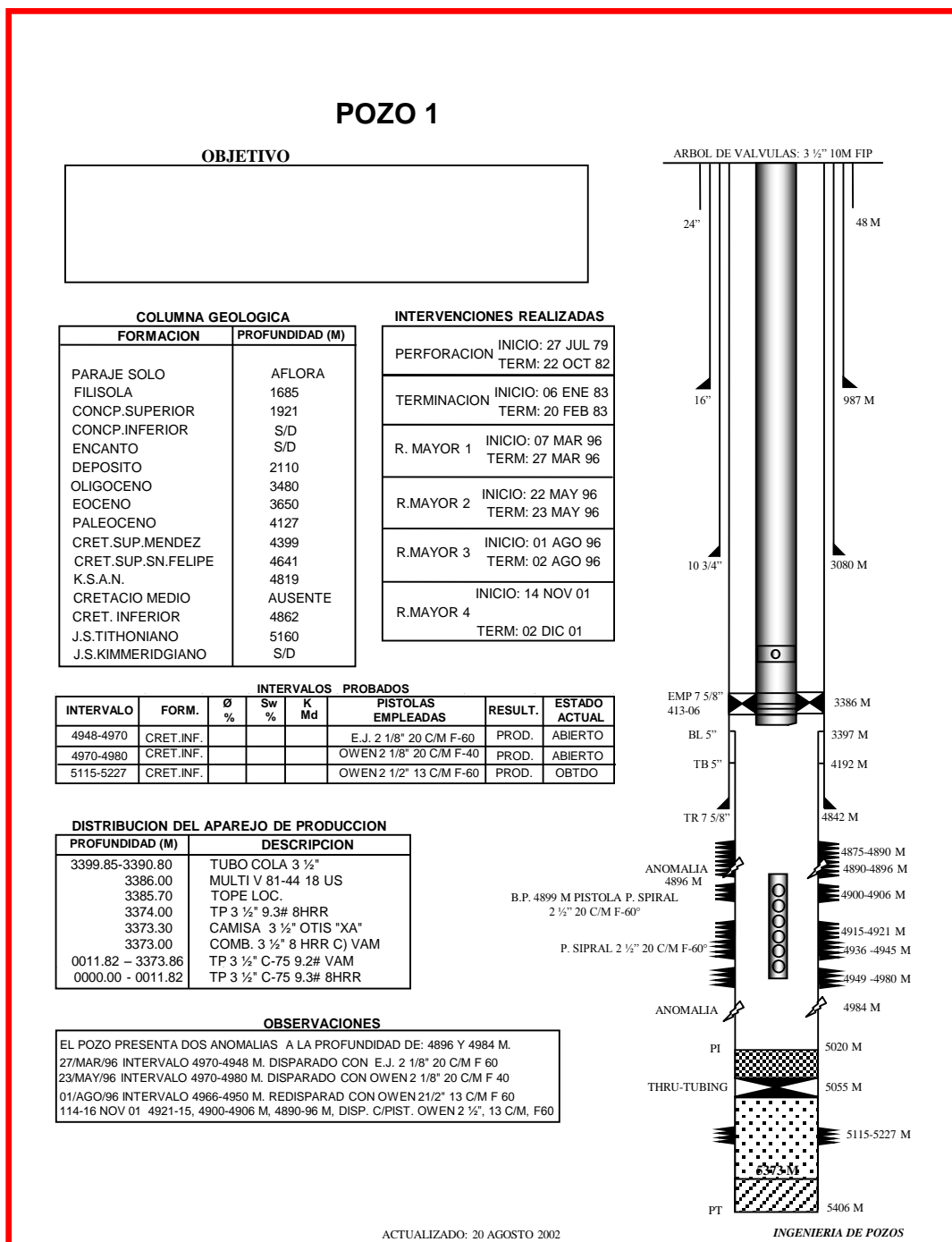


Fig. 4.4.- Estado mecánico Pozo 1. Fuente: PEMEX

Datos de producción medidos el 26 de octubre de 2011

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 181.55 | 156.71 | 0.58 | 13.7 | 0 | 17.6-20.8 | 7 | ½ | 274 | 132 |

Tabla 4.2.- Resultados de prueba presión producción del Pozo 1 antes de instalar BNA.

Fuente: PEMEX

Registro de presiones a pozo fluyendo

| REGISTRO A POZO FLUYENDO | | | | | | |
|---------------------------------|-----------|-----------------------|-----------------------|--------|---------|------------------------------------|
| | Prof. (m) | Presión | | Temp. | | Gradiente (Kg./cm ² /m) |
| | | (Lb/pg ²) | (Kg/cm ²) | (° F) | (° C) | |
| 1 | 0 | 161.038 | 11.322 | 94.43 | 34.684 | ----- |
| 2 | 1000 | 365.847 | 25.722 | 137.60 | 58.666 | 0.0144 |
| 3 | 2000 | 628.073 | 44.159 | 183.97 | 84.426 | 0.0184 |
| 4 | 3000 | 927.456 | 65.208 | 229.13 | 109.518 | 0.0210 |
| 5 | 4000 | 1282.606 | 90.178 | 262.91 | 128.286 | 0.0250 |
| 6 | 4800 | 1667.835 | 117.263 | 281.24 | 138.469 | 0.0339 |

Fig. 4.5- Gradiente de presión y temperatura a pozo fluyendo. Fuente: PEMEX

4.5.2.2 Simulación del pozo 1 antes de instalar BNA

La simulación de este pozo se hizo a través de un software comercial, para que una simulación sea lo más cercano posible a la realidad se necesita tener la mayor cantidad de información posible, en este caso no se contaba con muchos datos, pero si con los suficientes para realizar una buena simulación; con los datos mencionados anteriormente se lograron resultados razonables.

Se creó un modelo de pozo con los siguientes elementos: terminación vertical, estrangulador, TP y nodo solución en el fondo del pozo, la figura 4.6 muestra el modelo del pozo.

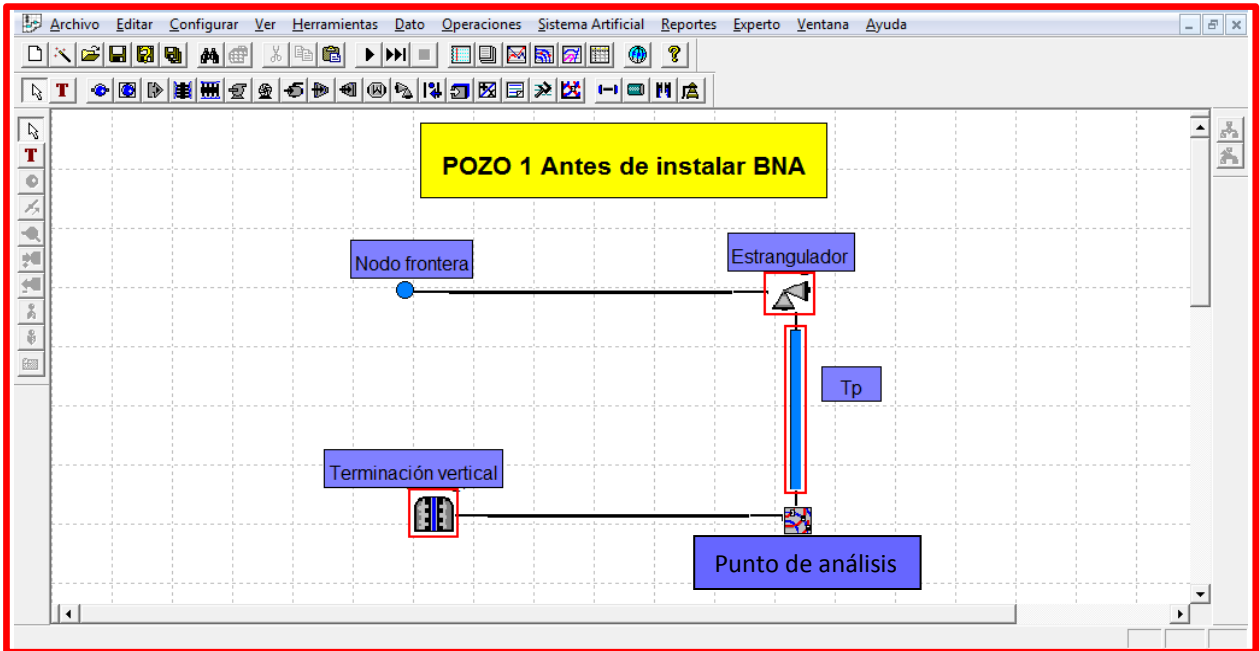


Fig. 4.6.- Modelo del pozo 1

De la figura 4.7- 4.13 se muestra la configuración de los diferentes componentes del pozo, terminación vertical, tubería de producción, estrangulador, gradiente de presión, gradiente de temperatura y el modelo del fluido.

Fig. 4.7.- Datos en la terminación vertical del Pozo 1

En la configuración de Tp usamos la de modelo detallado

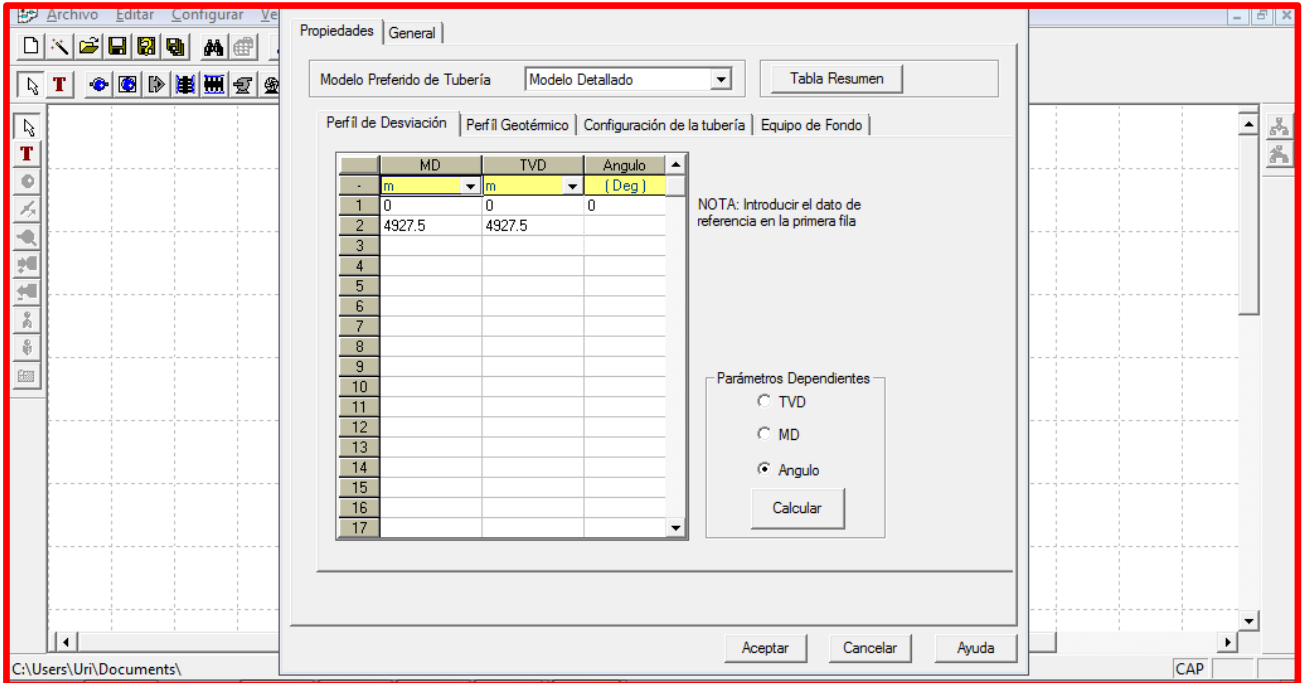


Fig. 4.8.- Configuración del perfil de desviación de TP

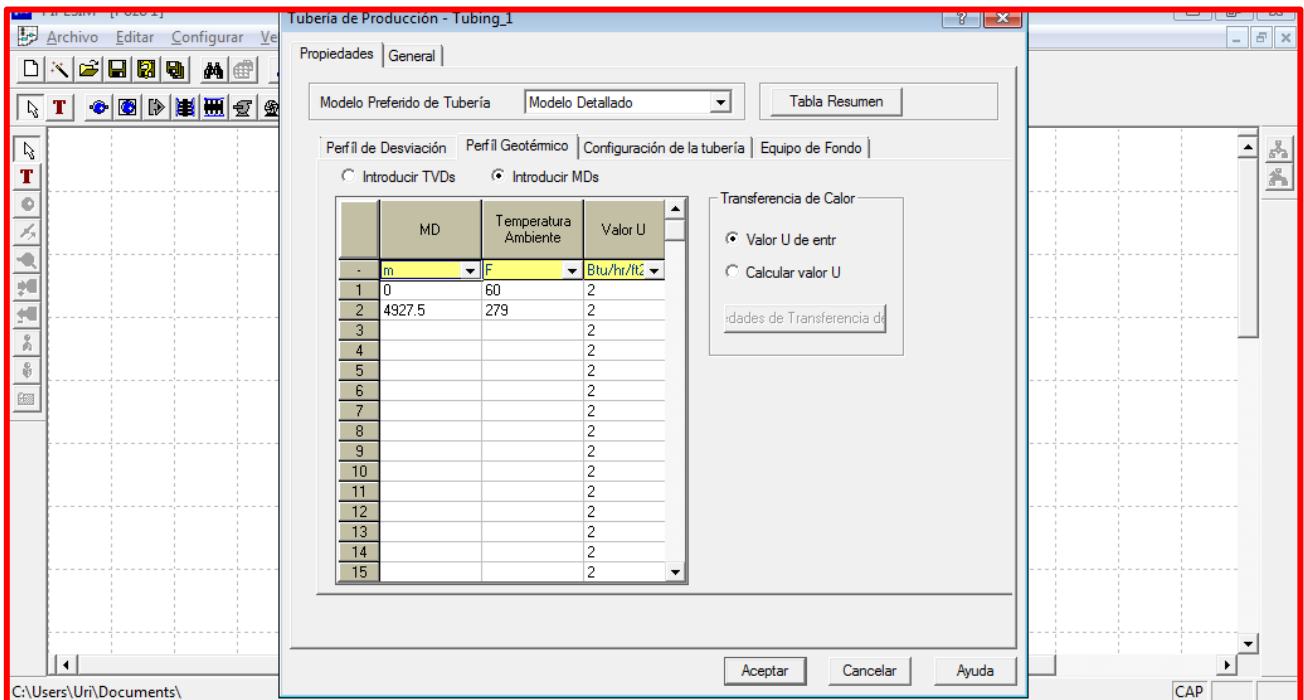


Fig. 4.9.- Configuración del perfil geotérmico de TP

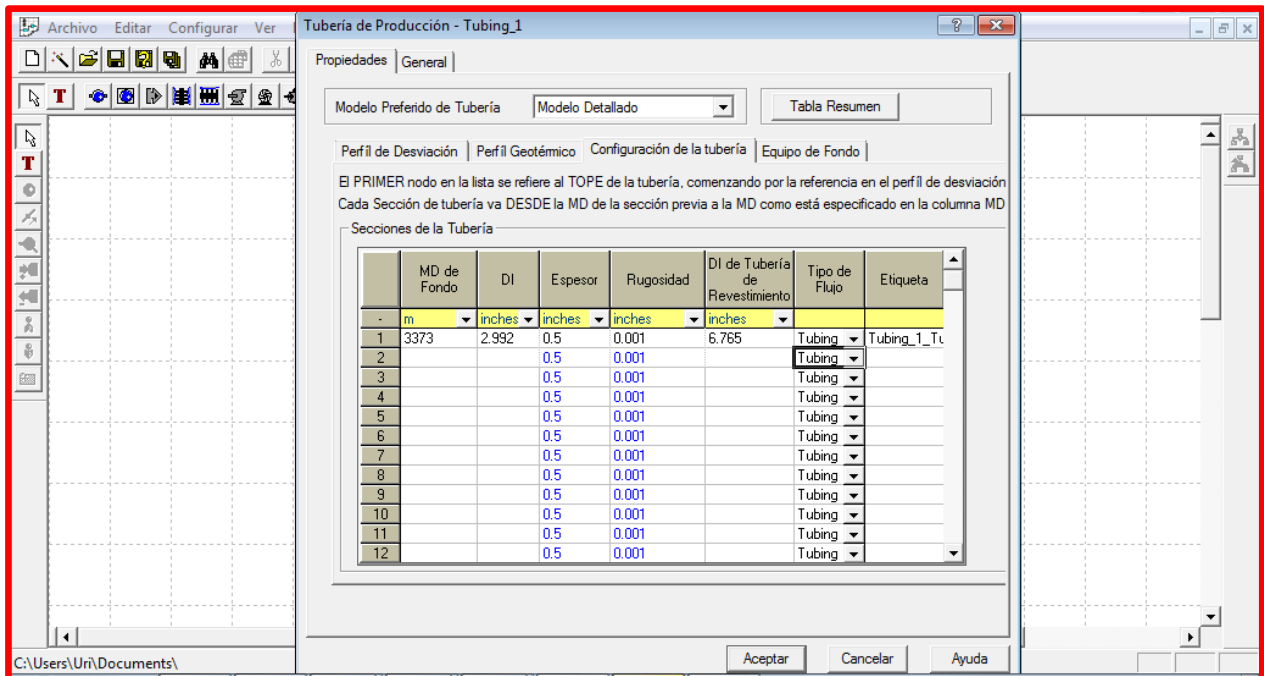


Fig. 4.10.- Configuración de la tubería

En el caso base del pozo 1 no se cuenta con equipo de fondo aún, por lo tanto no fue necesario configurar esa parte. Para la configuración del estrangulador solo se utilizó el dato de apertura que se tiene.

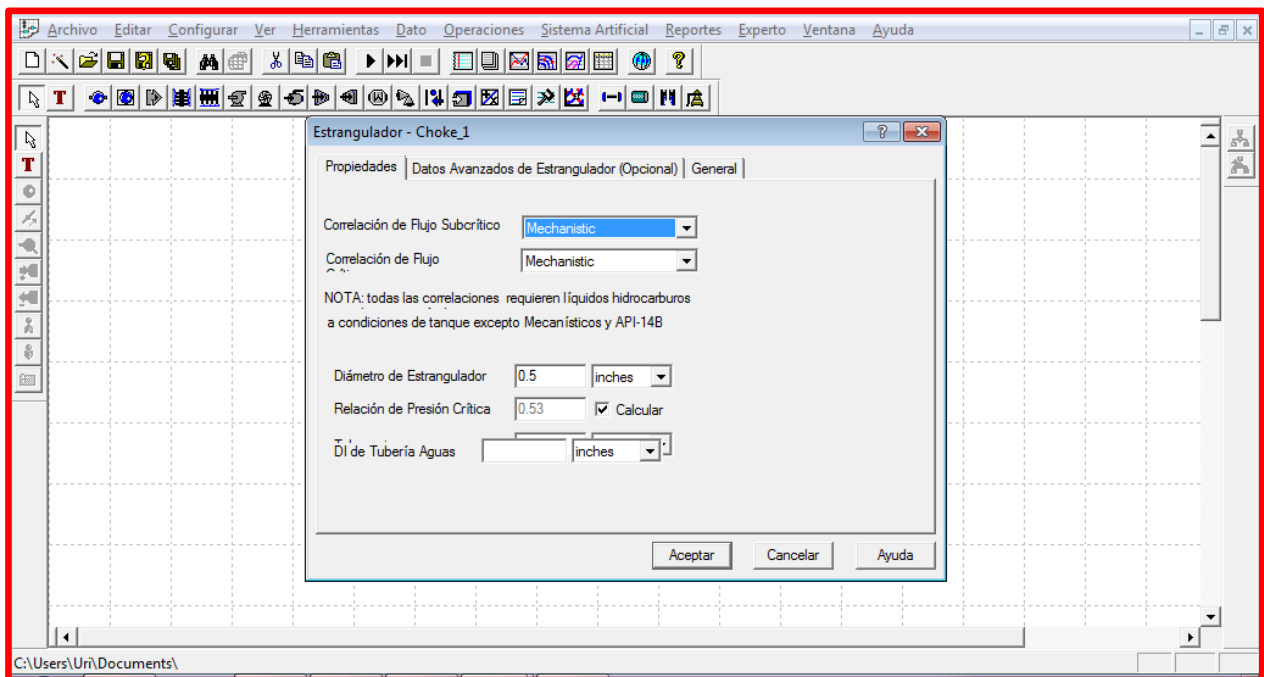


Fig. 4.11.- Configuración de la apertura del estrangulador 1/2 "

Se configuró el modelo del fluido a producir, aceite.

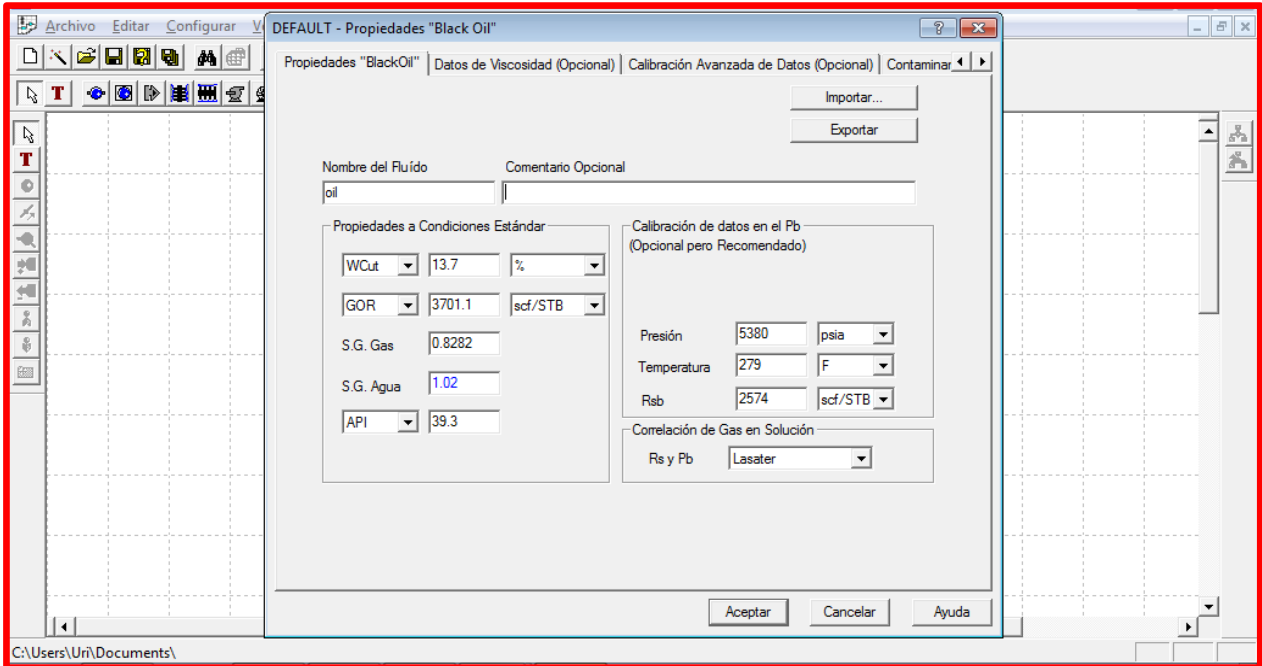


Fig. 4.12.- Configuración de las propiedades del aceite.

Se ingresaron como datos medidos los gradientes de presión y temperatura.

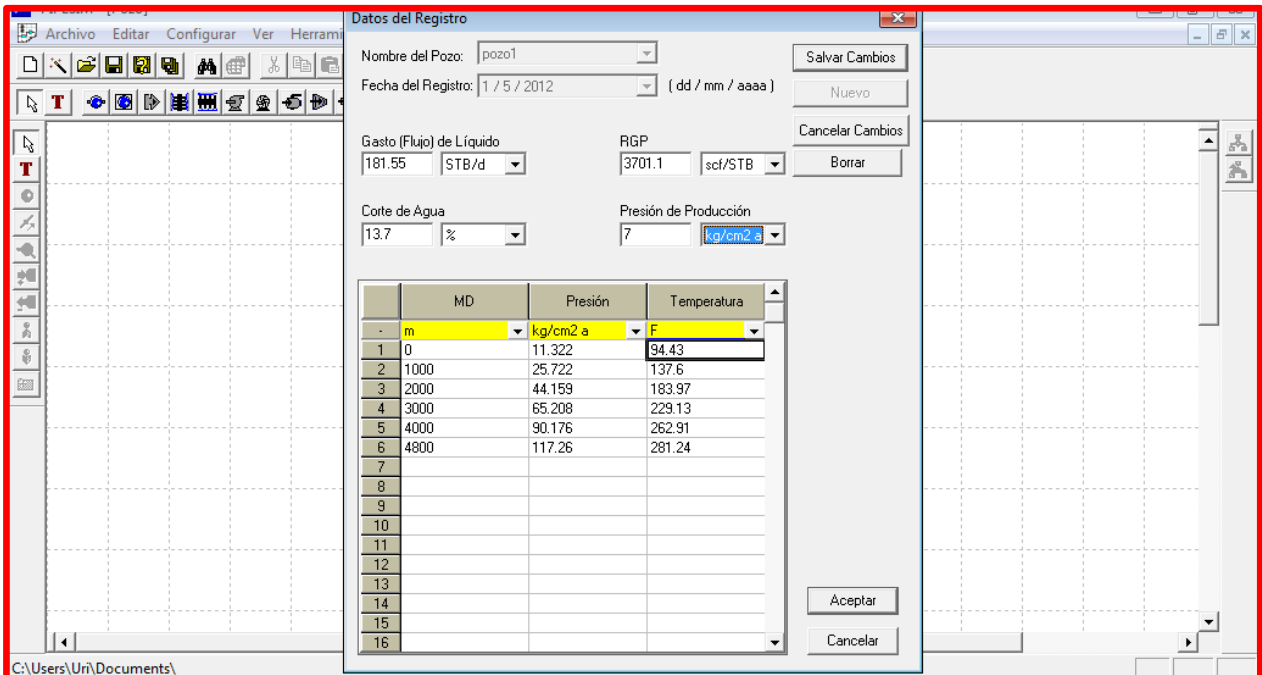


Fig. 4.13.- Gradientes de presión y temperatura.

En la figura 4.14 se puede observar las correlaciones de flujo que se tienen como opción para determinar cuál será la correlación que tenga el comportamiento parecido al gradiente de presión y temperatura que se midió en el pozo, es decir, se elige la correlación que mejor se ajustó, figura 4.15.

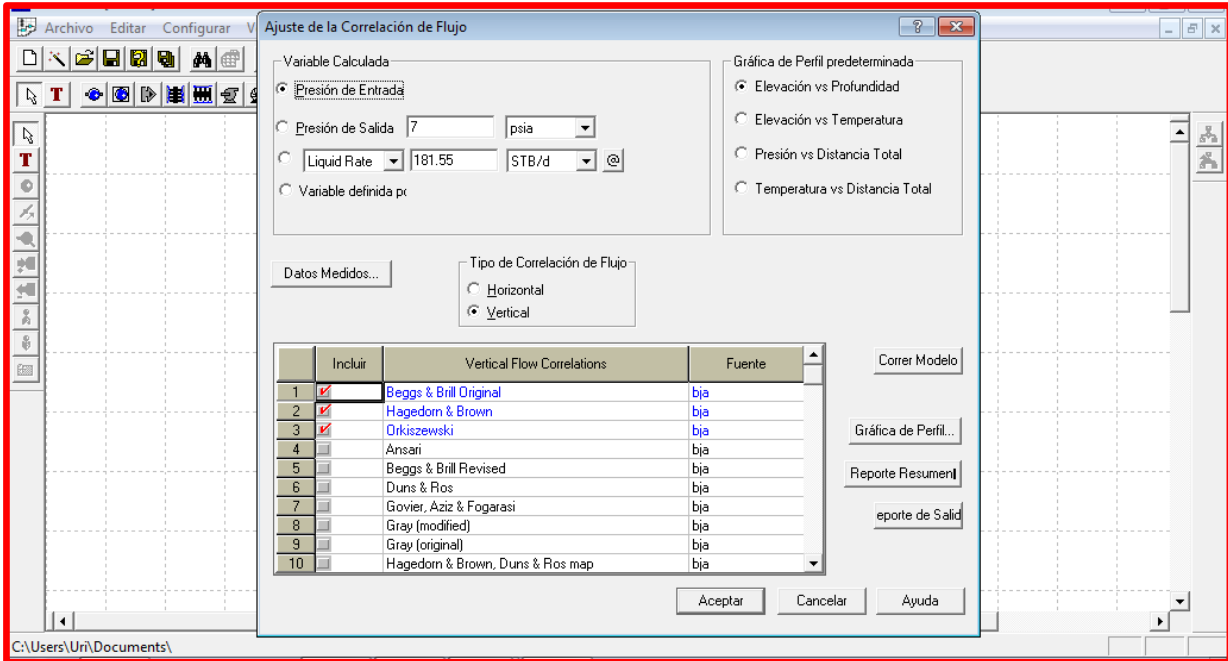


Fig. 4.14.- Selección de las correlaciones de flujo

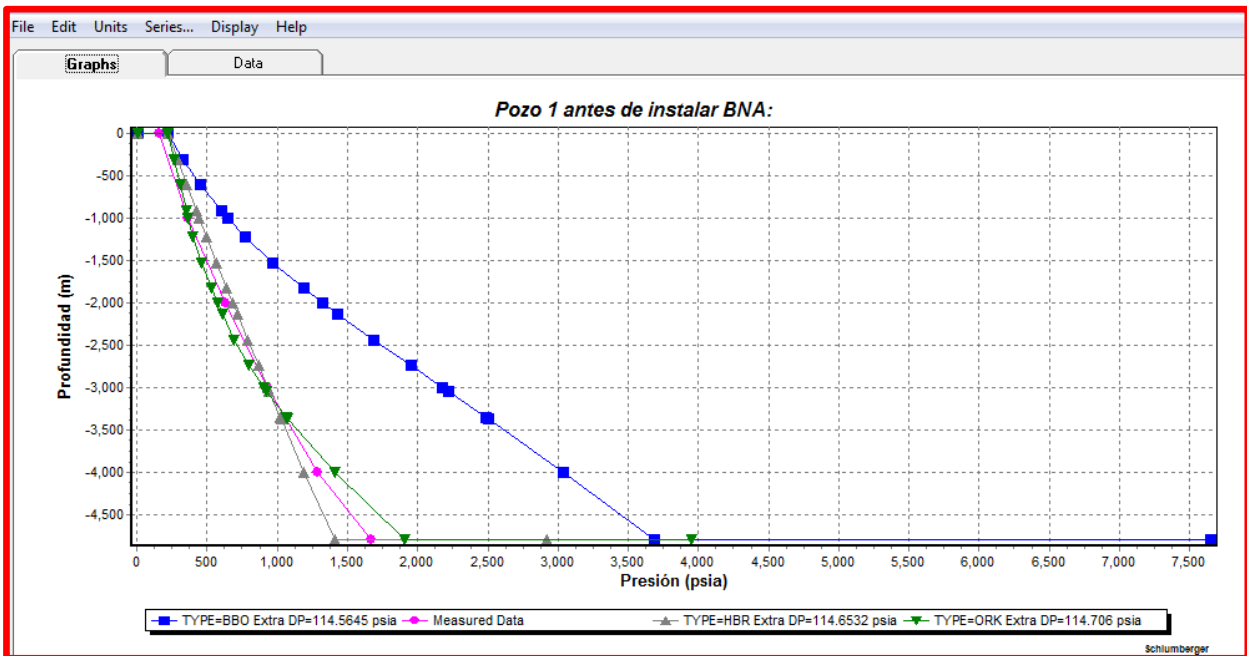


Fig. 4.15.- Ajuste de las correlaciones de flujo

La línea color rosa es el comportamiento de los datos medidos, se hizo el ajuste de la correlación de flujo con tres correlaciones, de color azul se tiene la correlación de Beggs y Brill Original, de color gris se tiene la correlación de Hagedorn y Brown revisada y en color verde tenemos la correlación Orkiszewski. Se observa que las correlaciones están lejos al comportamiento del gradiente de presión, por lo tanto se hizo un ajuste de los datos medidos con las correlaciones de flujo, figuras 4.16 – 4.18.

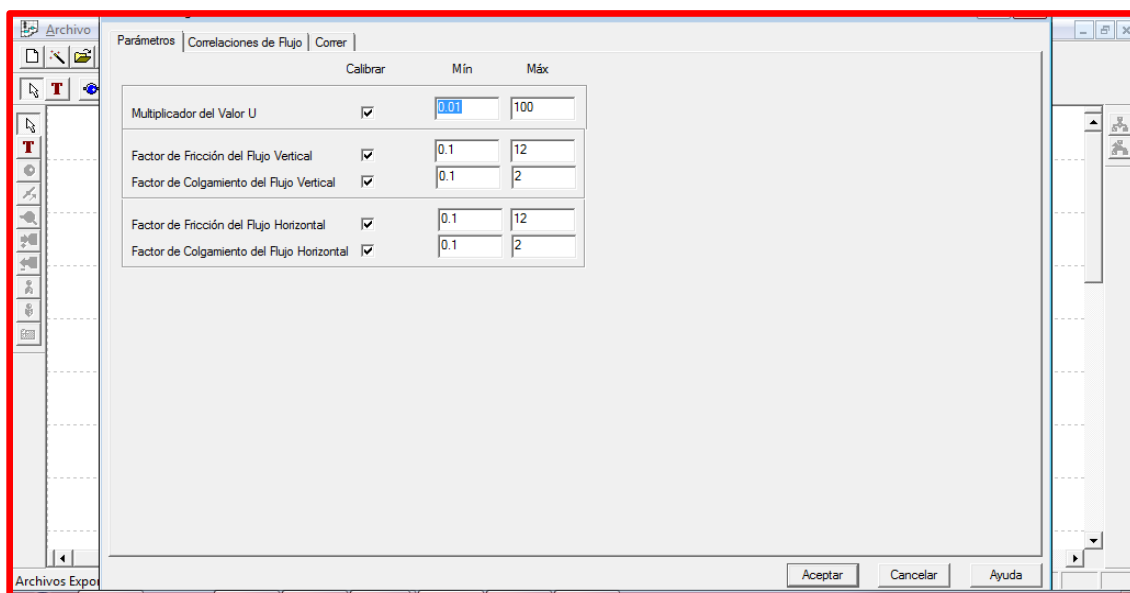


Fig. 4.16.- Parámetros para el ajuste de datos

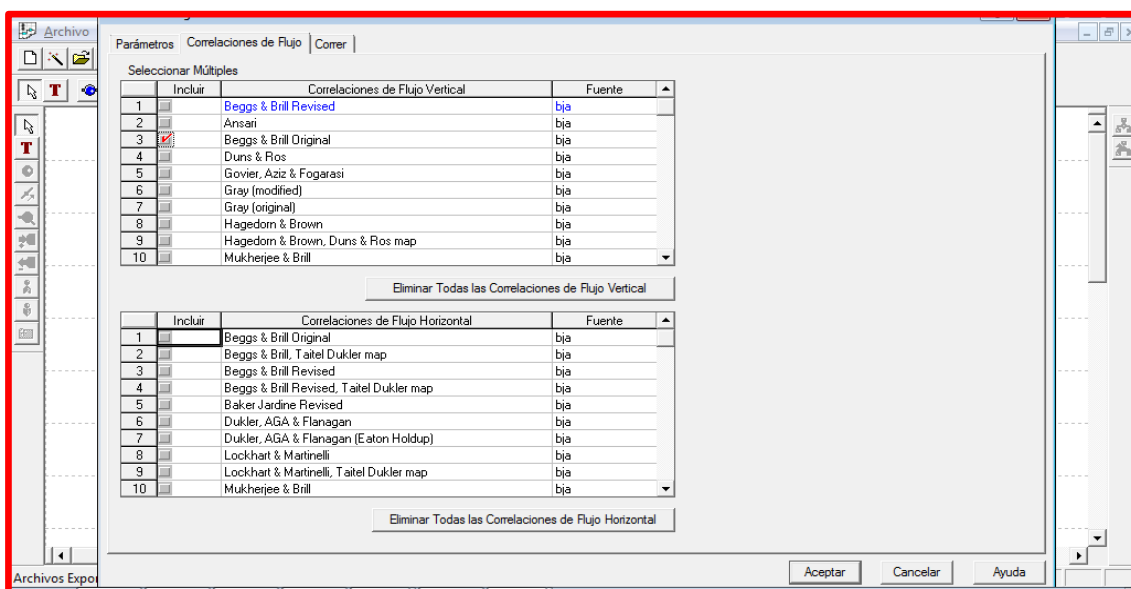


Fig. 4.17.- Selección de la correlación a ajustar

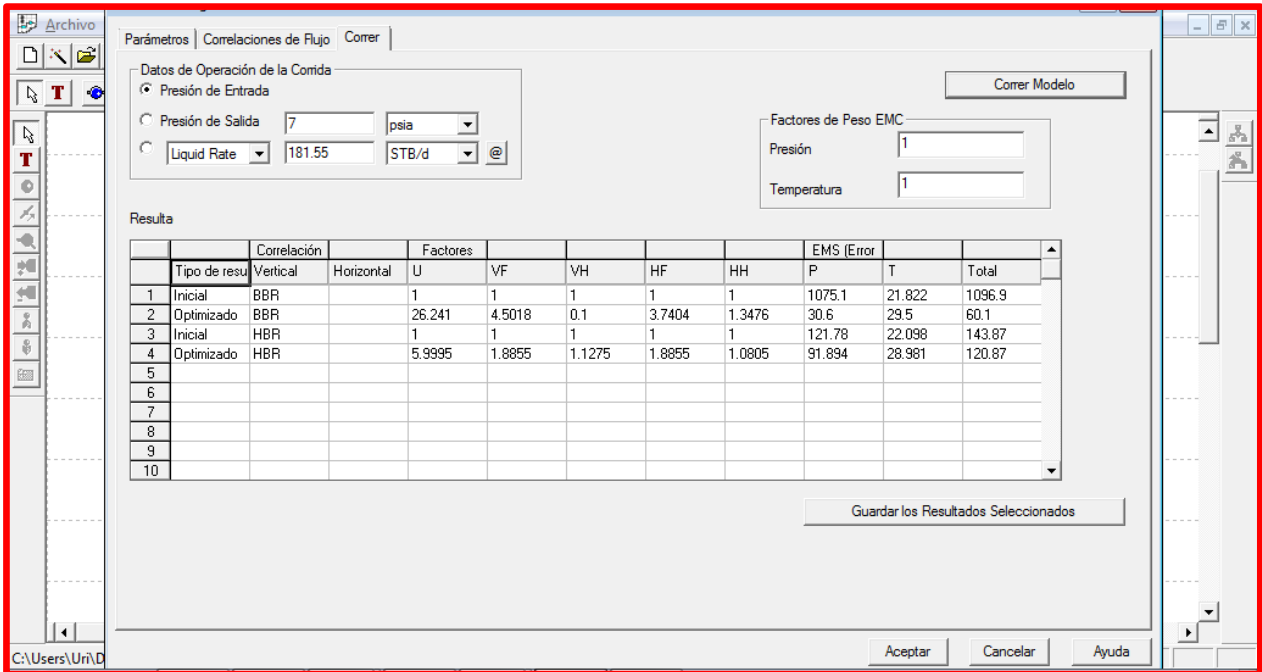


Fig. 4.18.- Datos para la simulación del ajuste.

Se hizo el ajuste de datos con las tres correlaciones usadas anteriormente y la que mejor se ajusto al comportamiento del gradiente de presión fue la correlación de Beggs y Brill Original, figura 4.19.

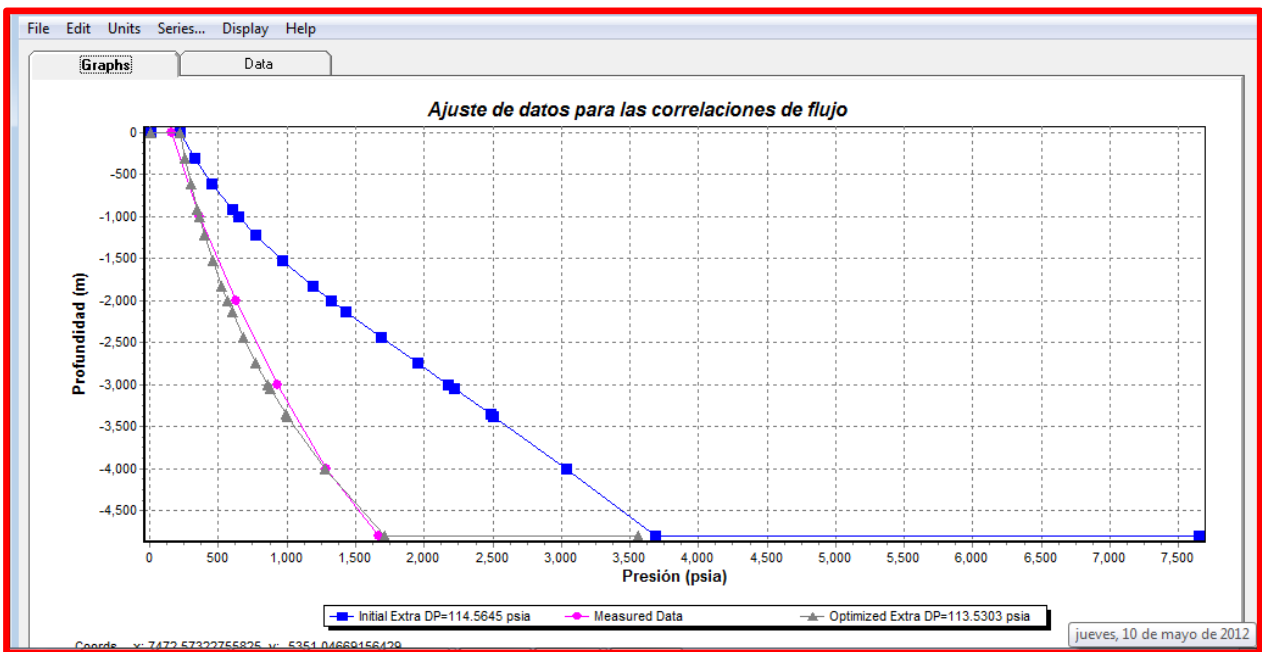


Fig. 4.19.- Ajuste de datos con la correlación de Beggs y Brill Original.

Después se realizó también el ajuste de datos con la correlación de Beggs y Brill Revisada y se observó que su comportamiento era más parecido que el de la correlación Beggs y Brill Original, figura 4.20.

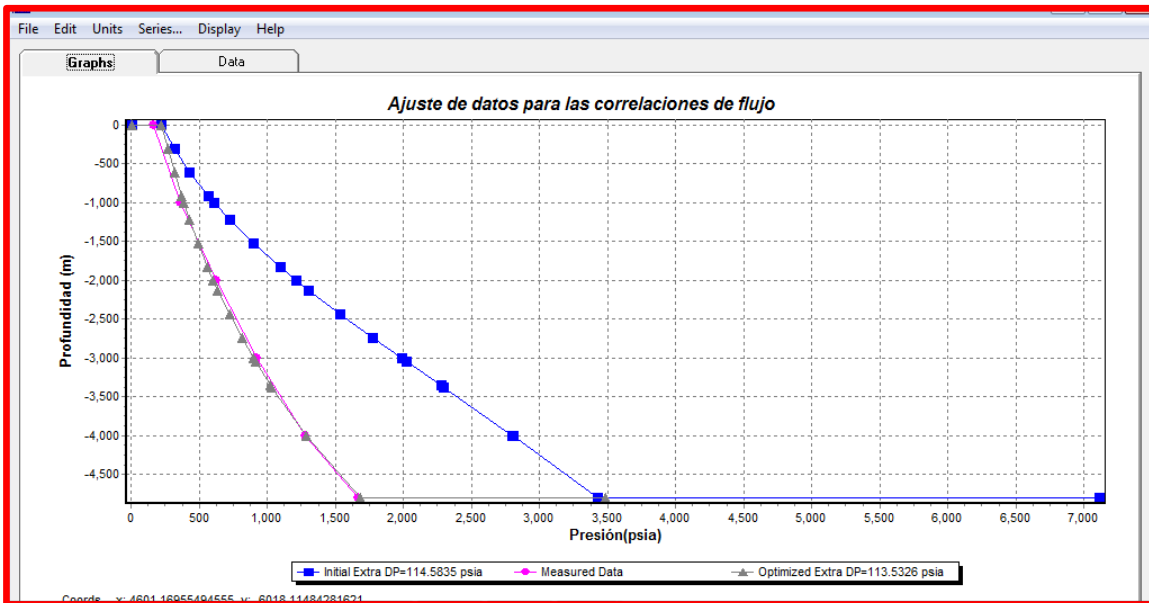


Fig. 4.20.- Ajuste de datos con la correlación de Beggs y Brill Revisada.

Una vez hecha la correlación se guardan los datos y se procede a hacer el análisis nodal para observar el comportamiento de afluencia y la capacidad de transporte del pozo.

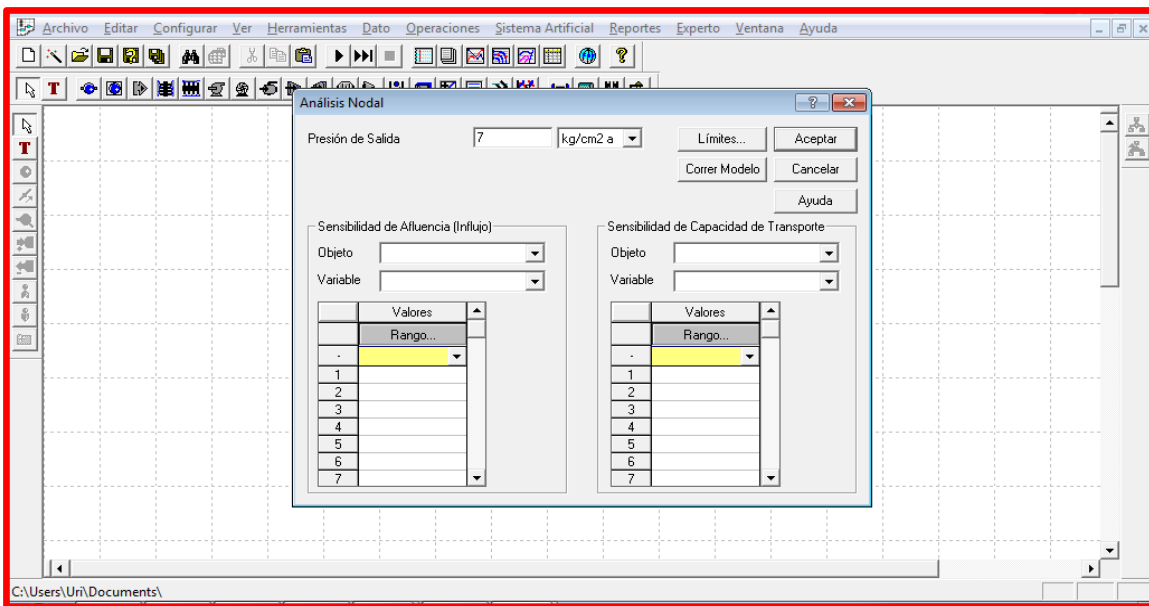


Fig. 4.21.- Análisis nodal

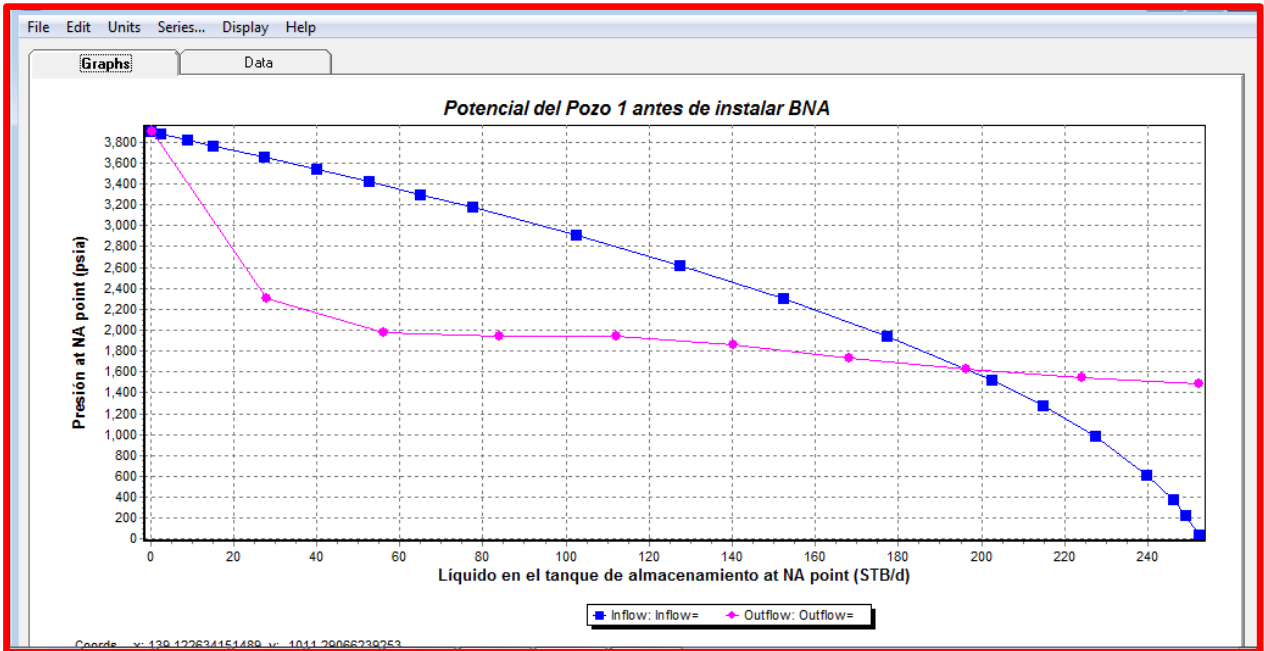


Fig. 4.22.- Curva de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1.

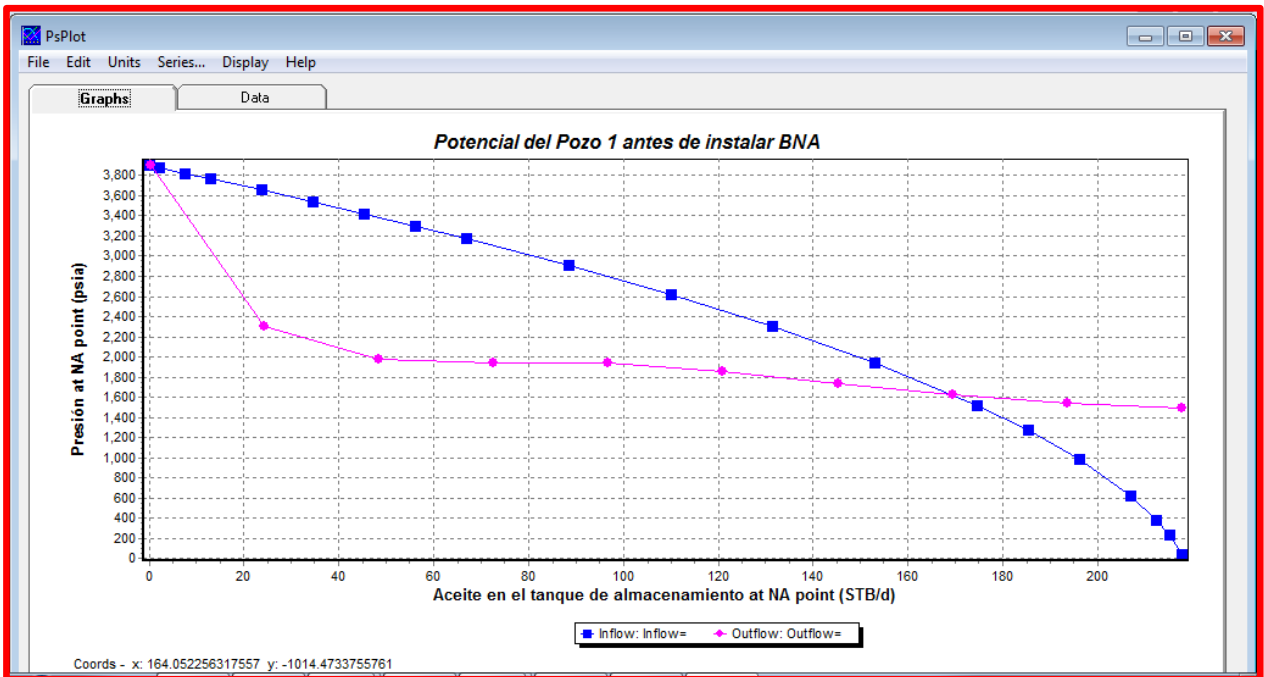


Fig. 4.23.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite.

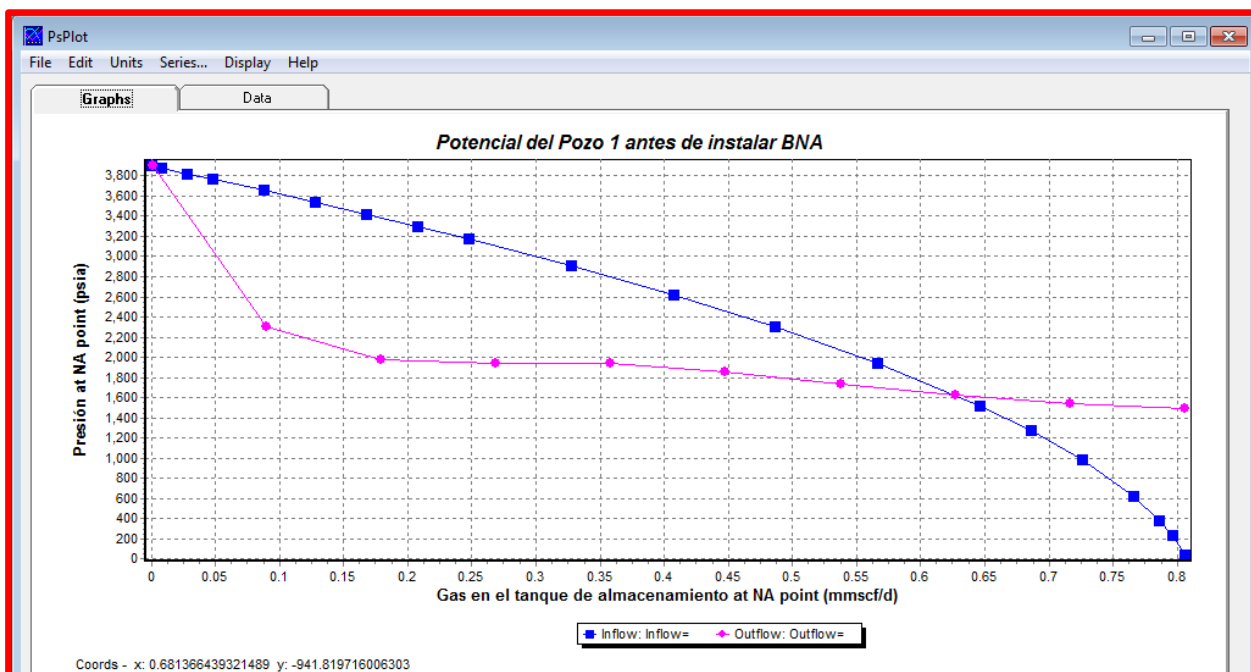


Fig. 4.24.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas.

Resultados de la simulación

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 196 | 169 | 0.6275 | 13.7 | 0 | 17.6-20.8 | 7 | 1/2 | 274 | 132 |

Tabla 4.3.- Resultados de la simulación del Pozo 1

4.5.2.3 Datos del Pozo 1 después de instalar BNA

Para este caso se hizo el estudio previo donde se determinó que el pozo necesitaba un SAP para mantener la producción por un periodo de tiempo, al hacer las pruebas correspondientes se determinó que el mejor sistema era el BNA.

Se hizo el diseño de BNA inyectando el gas por medio de una tubería flexible de 1½" a una profundidad de 4500 m, con una presión de inyección de 1800 lb/pg², se realizó una modificación en el aparejo de producción y su estado mecánico quedó de la siguiente manera.

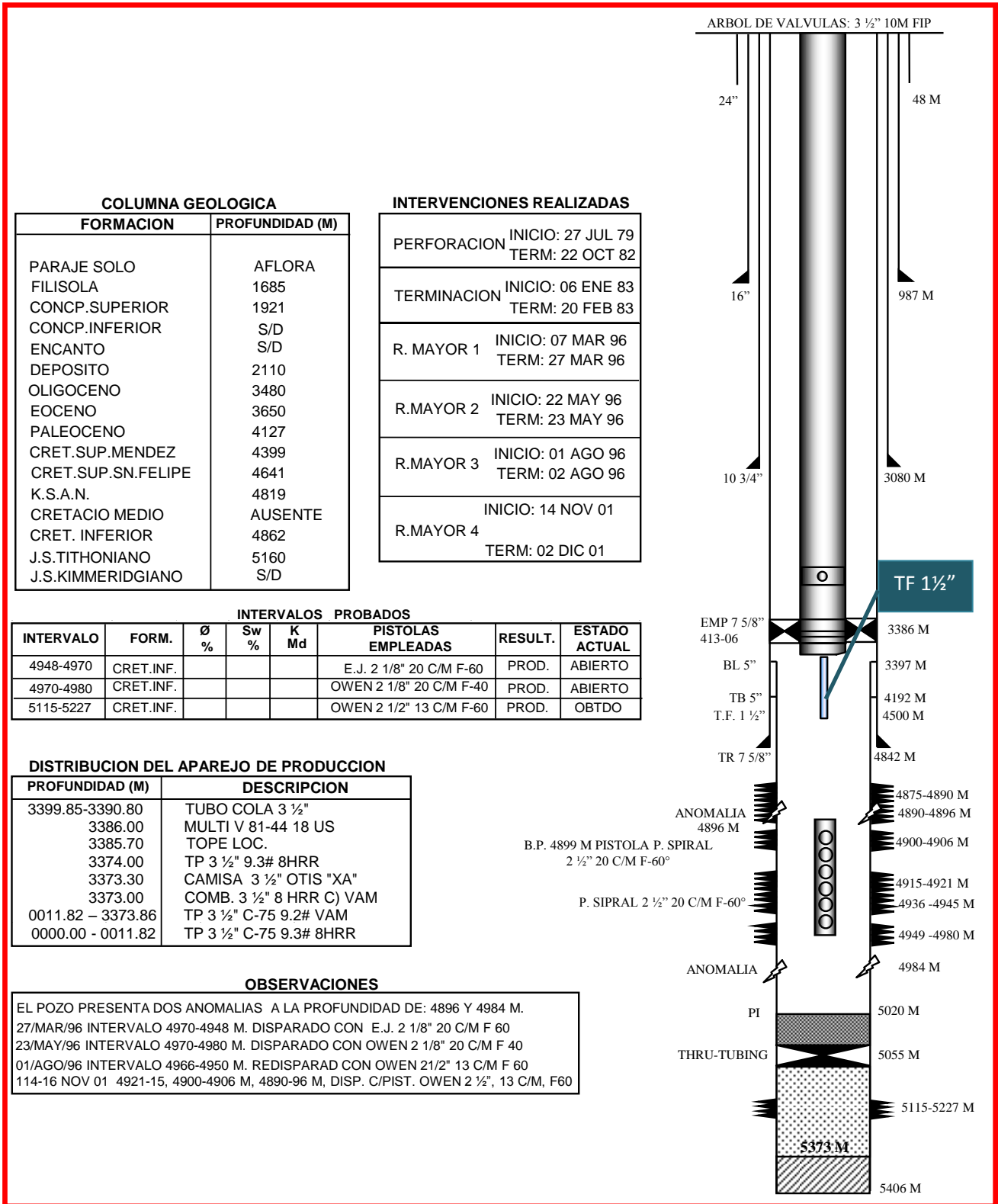


Fig. 4.25.- Estado mecánico del Pozo 1 con TF de 1 1/2"

Datos de producción medidos el 29 de enero del 2012

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 645 | 567 | 1.14 | 12.1 | 0.9 | 9.7 | 5 | 3/4 | 274 | 128 |

Tabla 4.4.- Resultados de prueba presión producción del Pozo 1 con BNA

4.5.2.4 Simulación del pozo 1 con BNA

Para este caso no se hizo el diseño del BNA, se tenía información de un prueba presión producción con el sistema instalado y se simuló el comportamiento del pozo, el objetivo de esto es comparar la eficiencia del BNA y los beneficios que tiene aplicar esta tecnología.

Se realizó el mismo procedimiento que se hizo para la simulación del caso base, la diferencia fue en el equipo de fondo, el caso base no contaba con equipo de fondo y al hacer la simulación del pozo con BNA el equipo de fondo fue la tubería flexible que sirve de medio conductor del gas de inyección al fondo del pozo, figura 4.26.

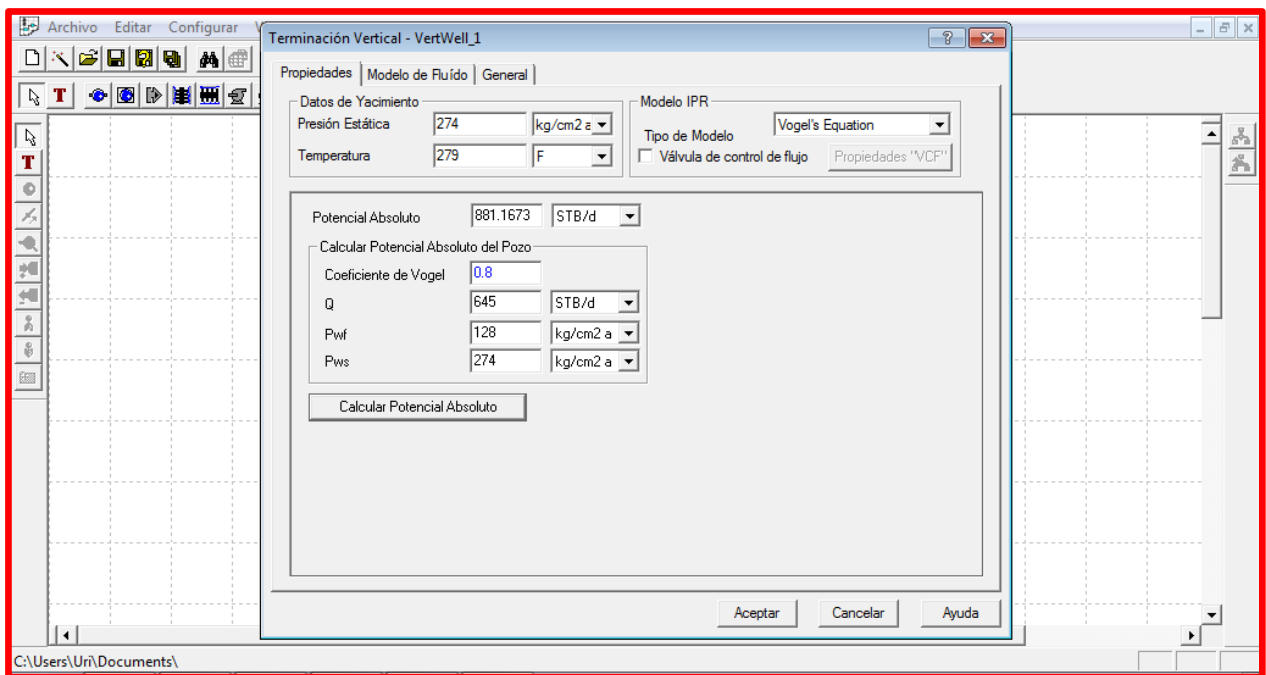


Fig. 4.26.- Datos de la terminación vertical

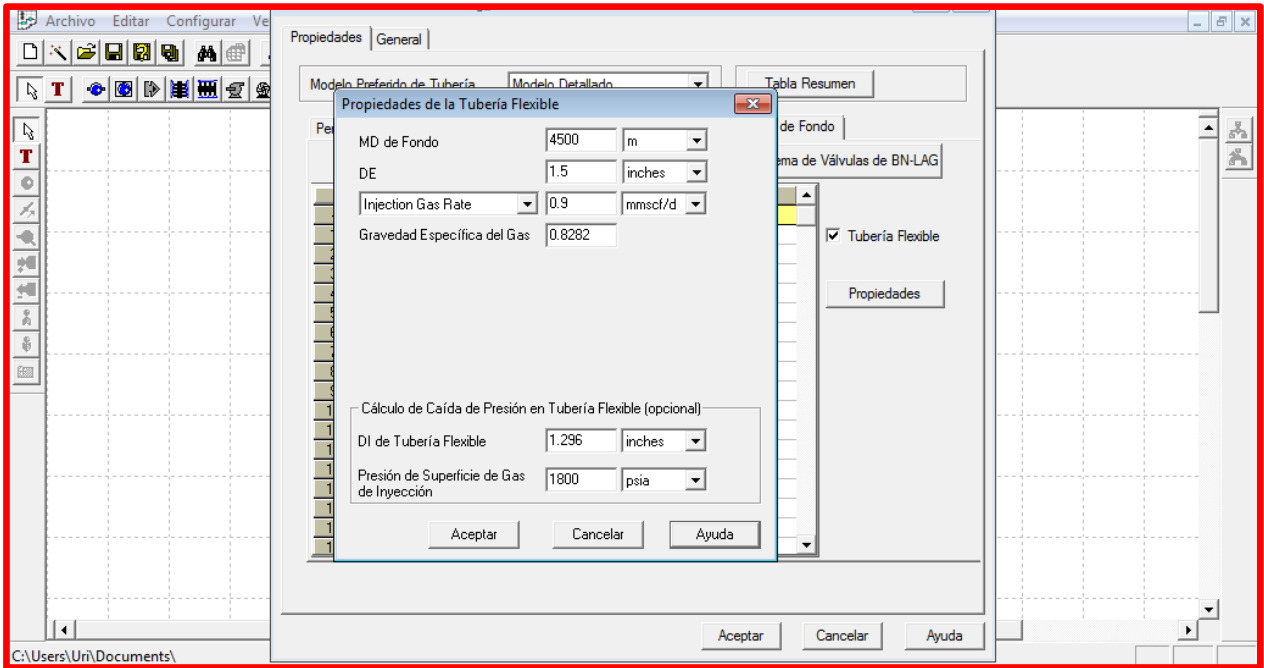


Fig. 4.27.- Configuración de la inyección de gas por TF 1 1/2"

Se cambio la apertura del estrangulador de 1/2" a 3/4", figura 4.28.

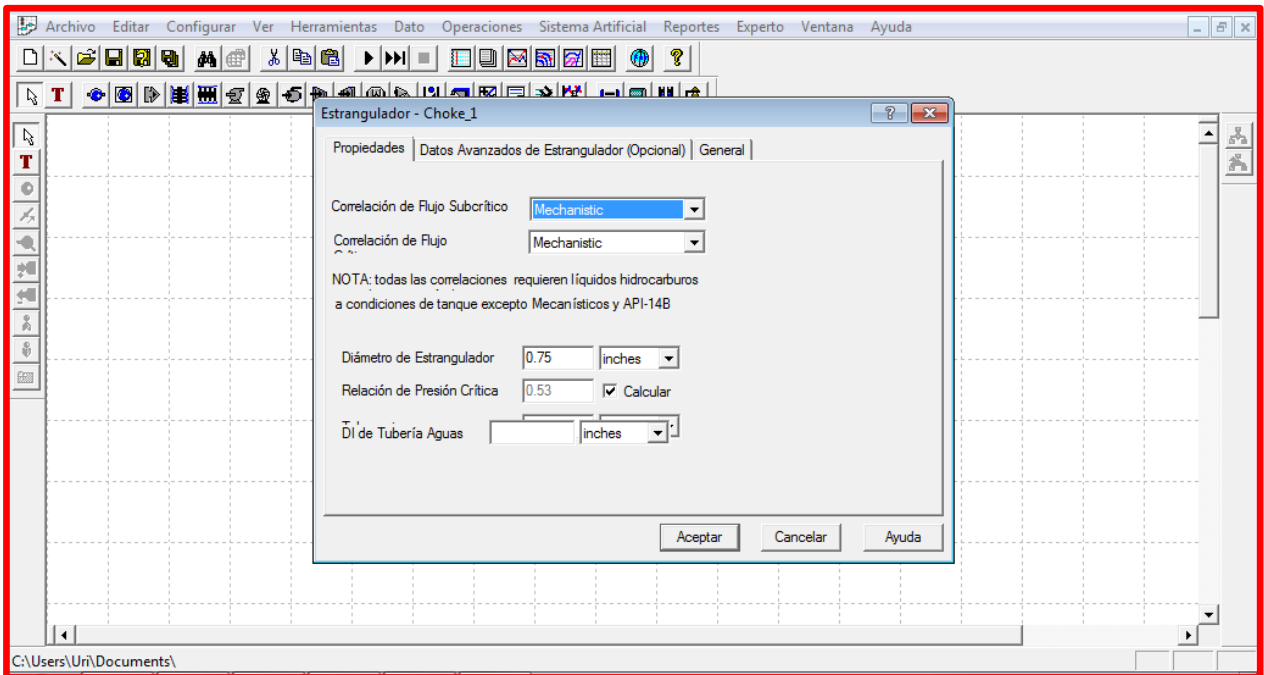


Fig. 4.28.- Configuración de la apertura del estrangulador de 3/4"

Se cambiaron las propiedades del fluido (aceite) debido a que la producción de aceite y gas no era la misma, por lo tanto cambiaría la RGA y de igual manera el corte de agua cambió; esos cambios afectarán el comportamiento del pozo, figura 4.29.

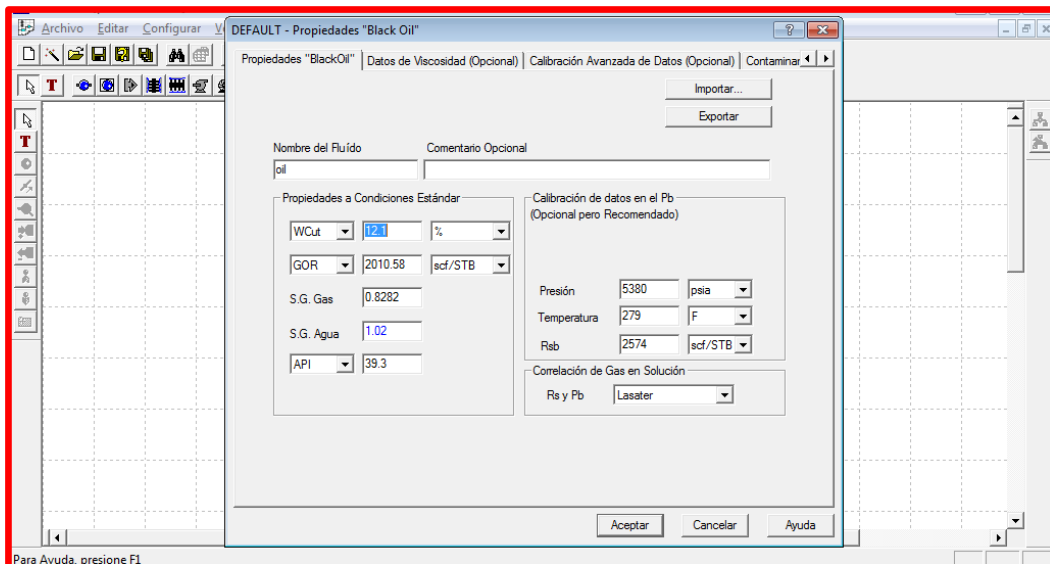


Fig. 4.29.- Configuración de las propiedades del aceite.

El gradiente de presión es el mismo, lo único que cambio fueron los datos de producción, el gasto de producción, el corte de agua, la RGA y la presión en la salida. Se volvió a realizar el ajuste de datos para las correlaciones de flujo, figura 4.30.

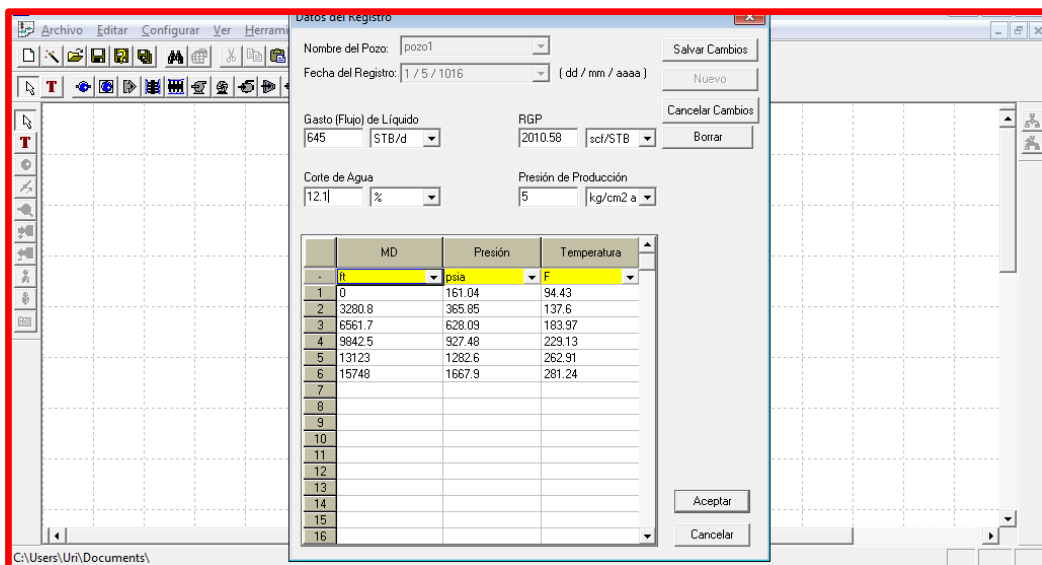


Fig. 4.30.- Gradiente de presión y temperatura

Ya que se cambiaron los datos mencionados anteriormente se realizó el ajuste de datos para las correlaciones de flujo y el resultado fue el que se observa en la figura 4.31.

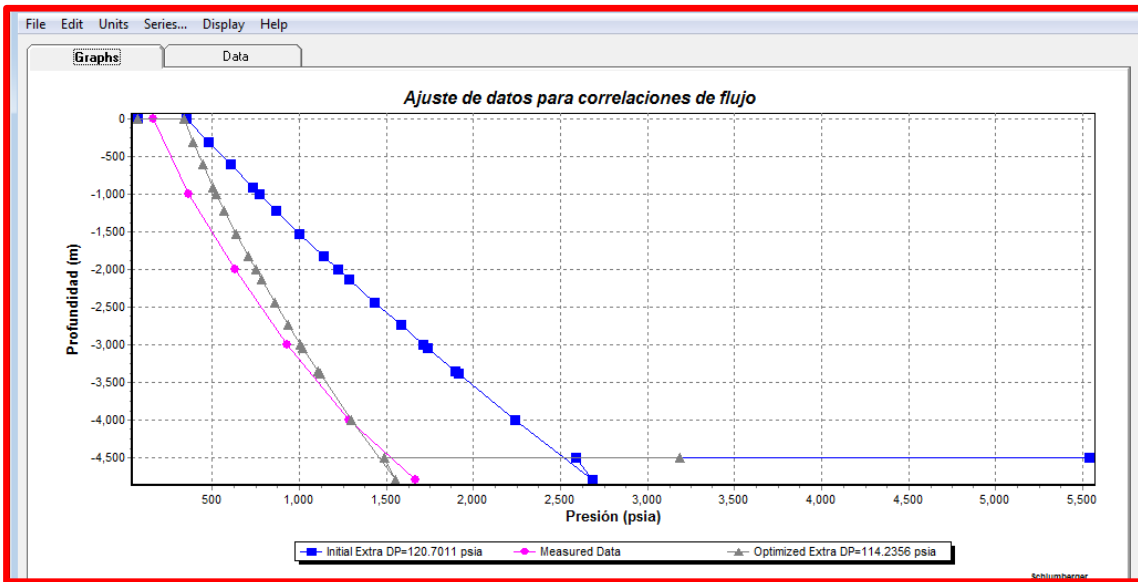


Fig. 4.31.- Ajuste de datos para la correlación de Beggs y Brill revisada

Después de esto se aplicó el análisis nodal para determinar el potencial del pozo con BNA, figura 4.32.

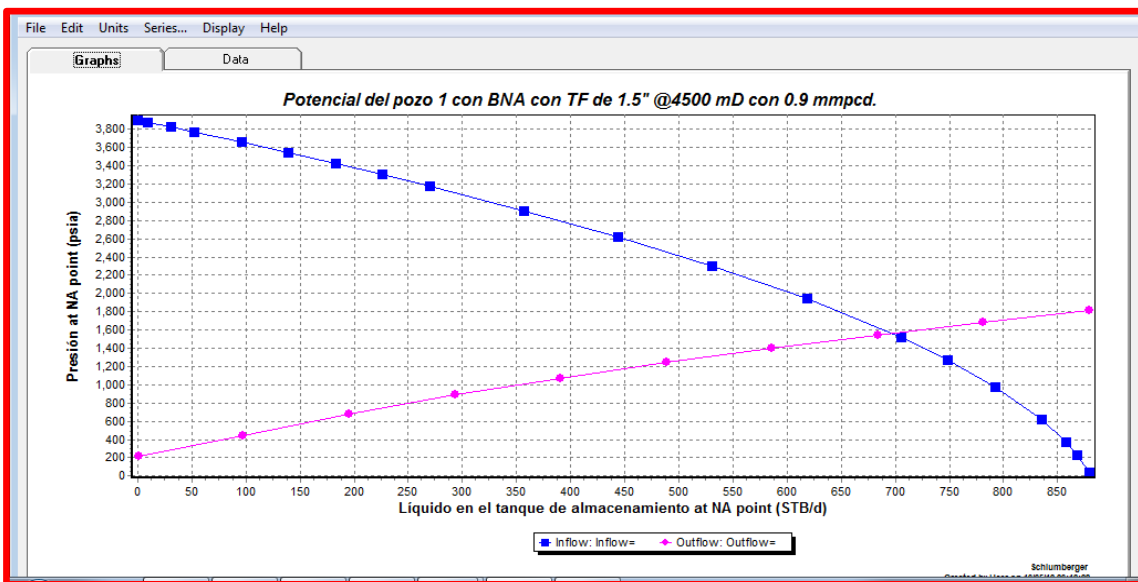


Fig. 4.32.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte de Pozo 1 con BNA.

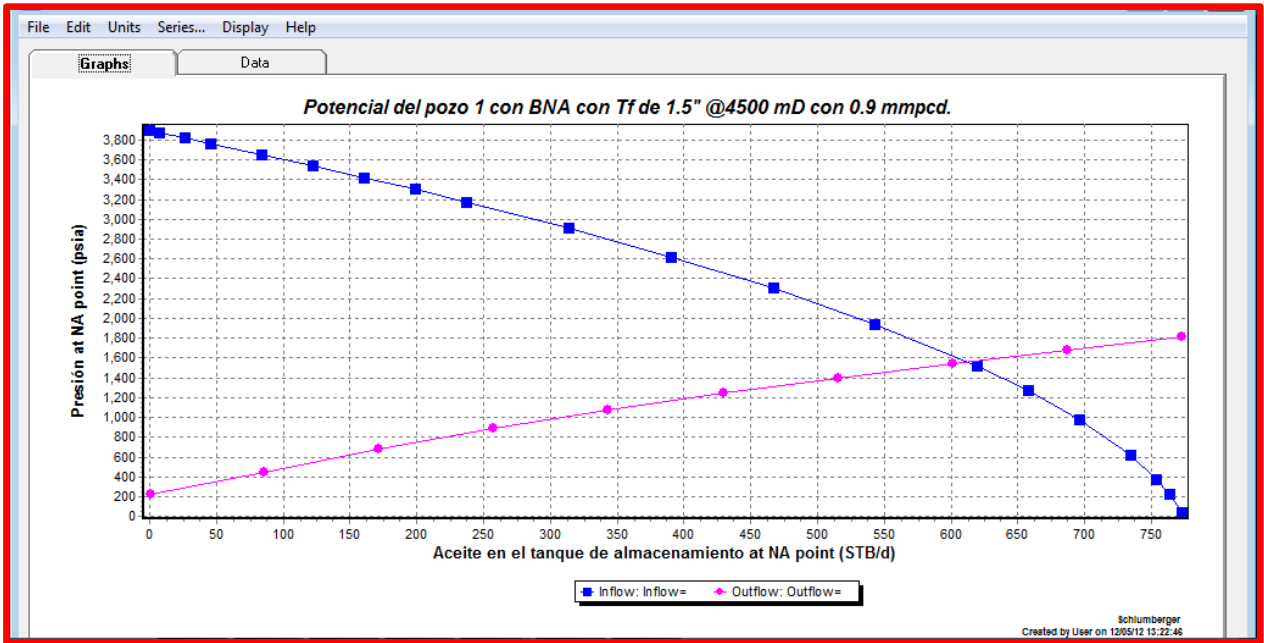


Fig. 4.33.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite con BNA.

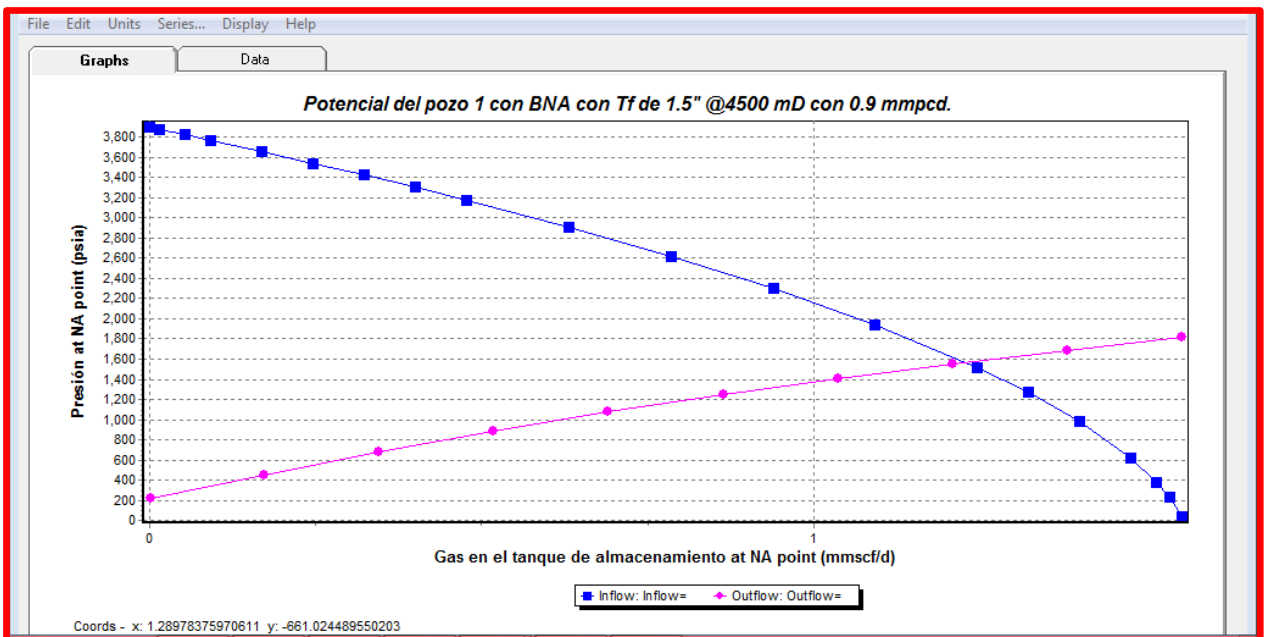


Fig. 4.34.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas con BNA.

Resultados de la simulación

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 696 | 612 | 1.23 | 13.7 | 0 | 17.6-20.8 | 7 | 1/2 | 274 | 132 |

Tabla 4.5.- Resultados de la simulación del Pozo 1 con BNA

4.5.2.5 Datos del Pozo 2 antes de instalar BNA

El pozo 2 se encuentra localizado en el mismo campo que el pozo 1 por lo cual se utilizaron los datos del mismo análisis PVT realizado al yacimiento, no se conto con la información de un registro de presiones o temperaturas por lo cual no se pudieron ajustar las correlaciones de flujo a datos medidos del pozo y se dejaron predeterminadas por el software.

De igual manera se hizo la simulación del caso base (antes del BNA) y el caso una vez aplicado el sistema, la diferencia de este pozo con el pozo 1 es que inyecta el gas por TR y pasa a TP por medio de un disparo puncher y no por medio de tubería flexible como era el caso del pozo 1.

Datos de producción

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1325 | 599 | 1.6 | 55.0 | 0 | 35.7 | 7.5 | 3/4 | 274 | 215 |

Tabla 4.6.- Resultados de la prueba presión producción del Pozo 2

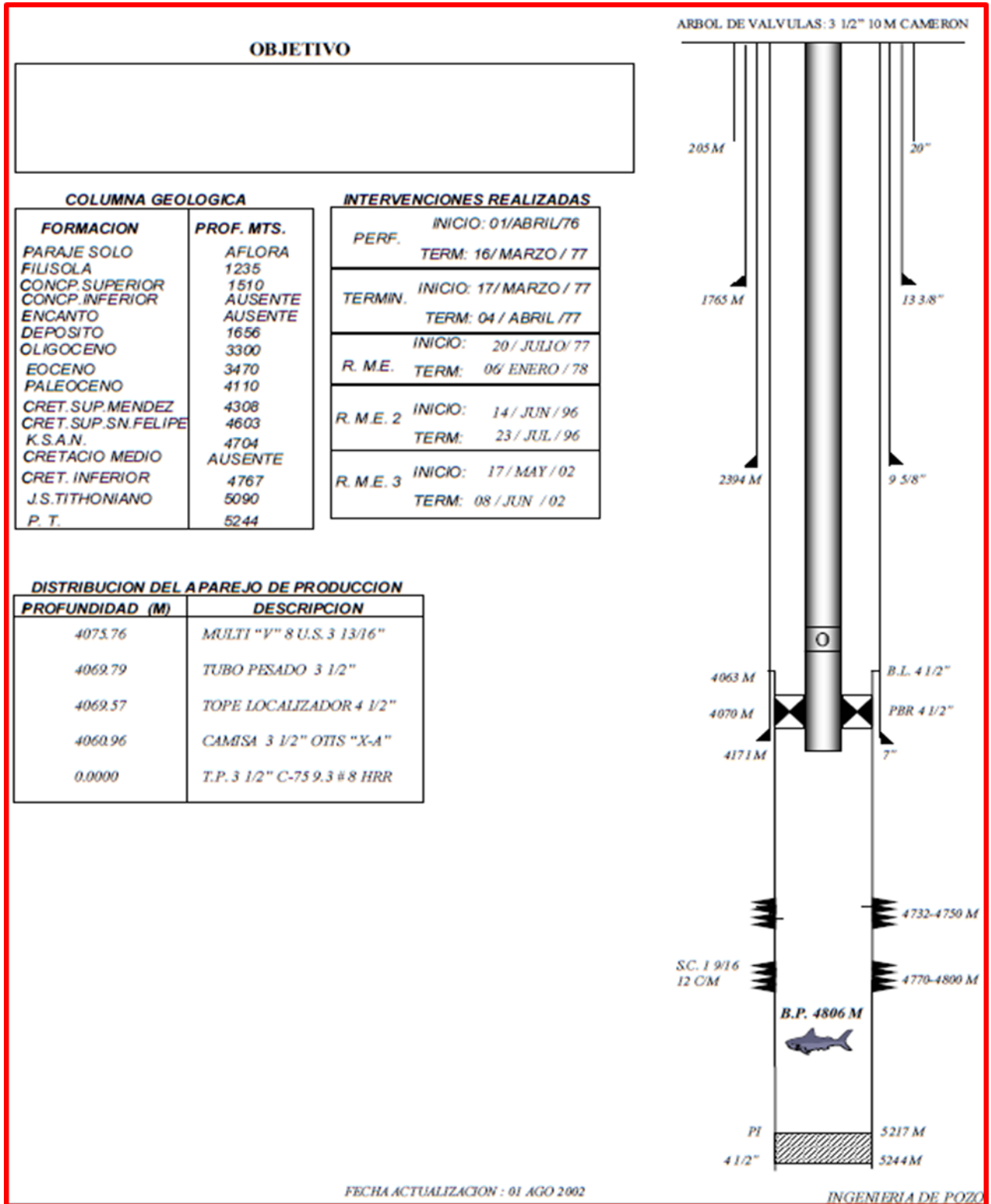


Fig. 4.35.- Estado mecánico del pozo 2 antes de instala BNA

4.5.2.6 Simulación del Pozo 2 antes de instalar BNA

De igual manera se creo el modelo del pozo, con su nodo frontera, terminación vertical, estrangulador, TP y nodo solución en el fondo del pozo, la siguiente imagen muestra el modelo.

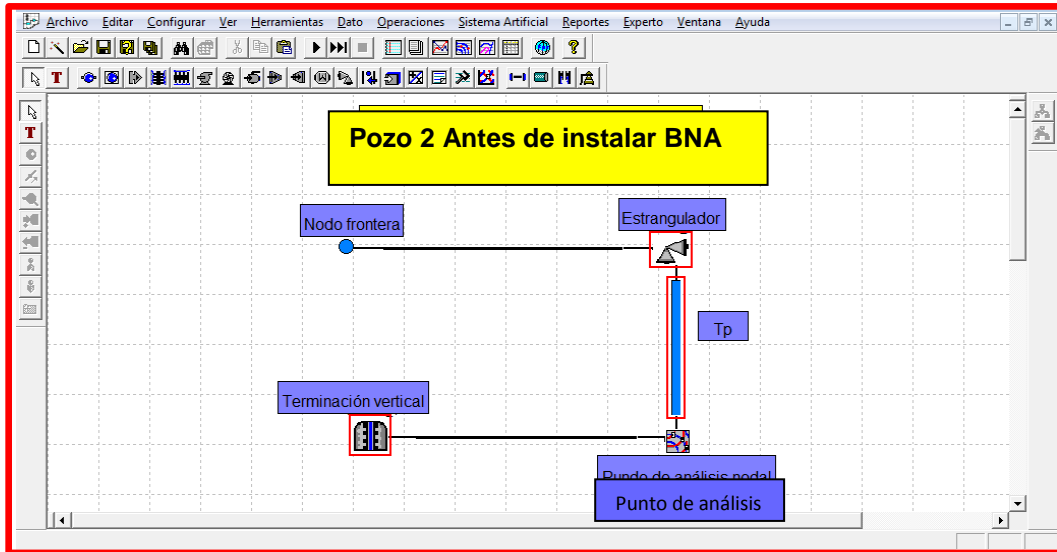


Fig. 4.36.- Modelo del pozo 2 antes de instalar BNA

Los pasos a seguir son iguales a los del pozo 1. Se configuraron la terminación, el aparejo de producción, el estrangulador y las propiedades del aceite del pozo, figuras 4.37 – 4.40.

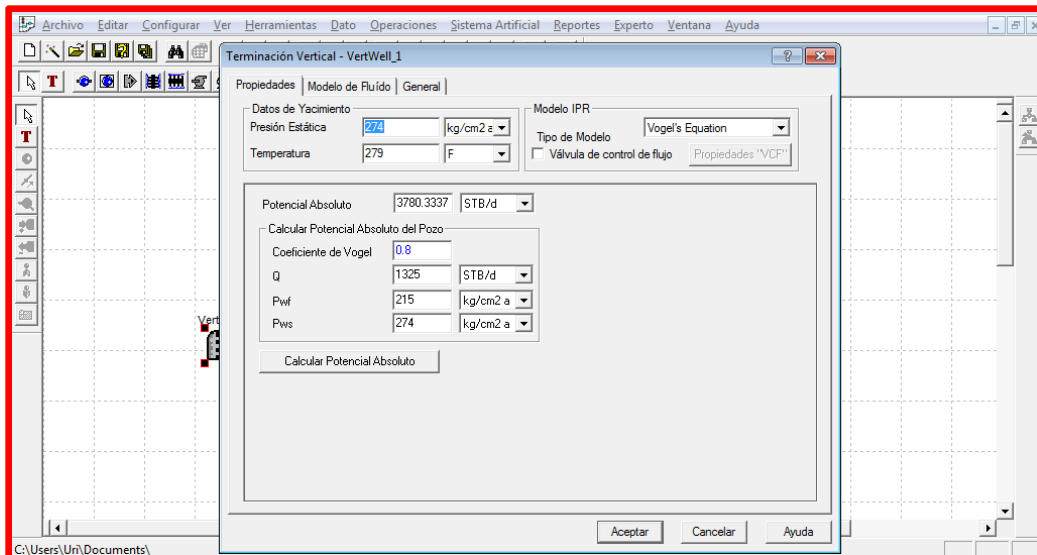


Fig. 4.37.- Datos en la terminación vertical del Pozo 2

Se configura la TP de acuerdo al estado mecánico del pozo 2 usando como modelo de tubería el modelo simple, figura 4.38.

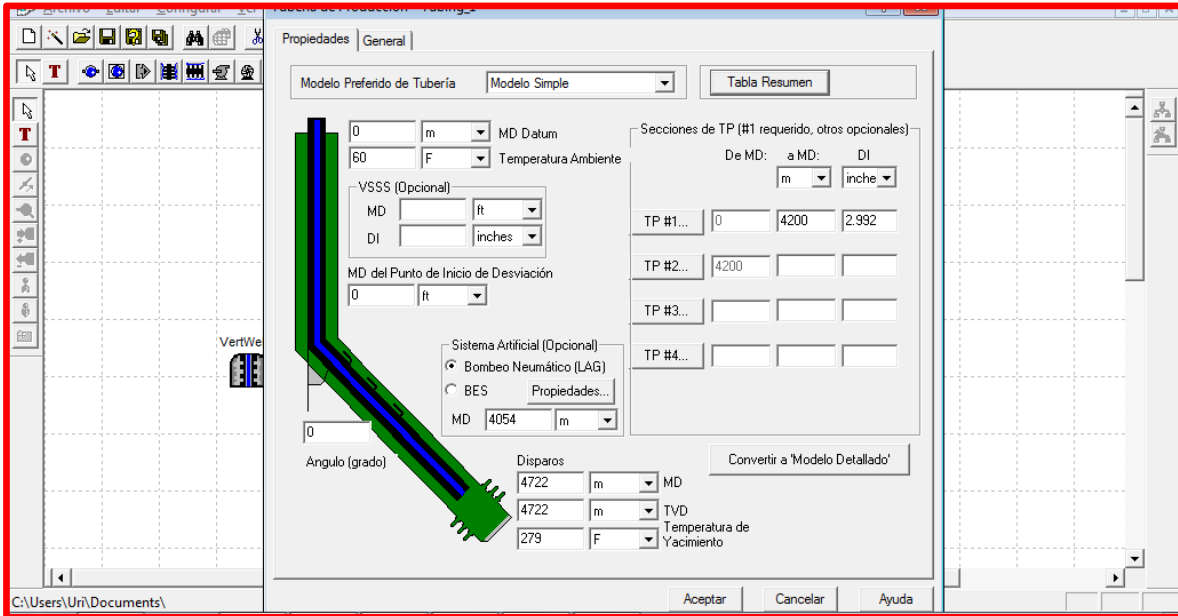


Fig. 4.38.- Datos de TP del Pozo 2

Como siguiente paso se ingresan los datos de la apertura del estrangulador

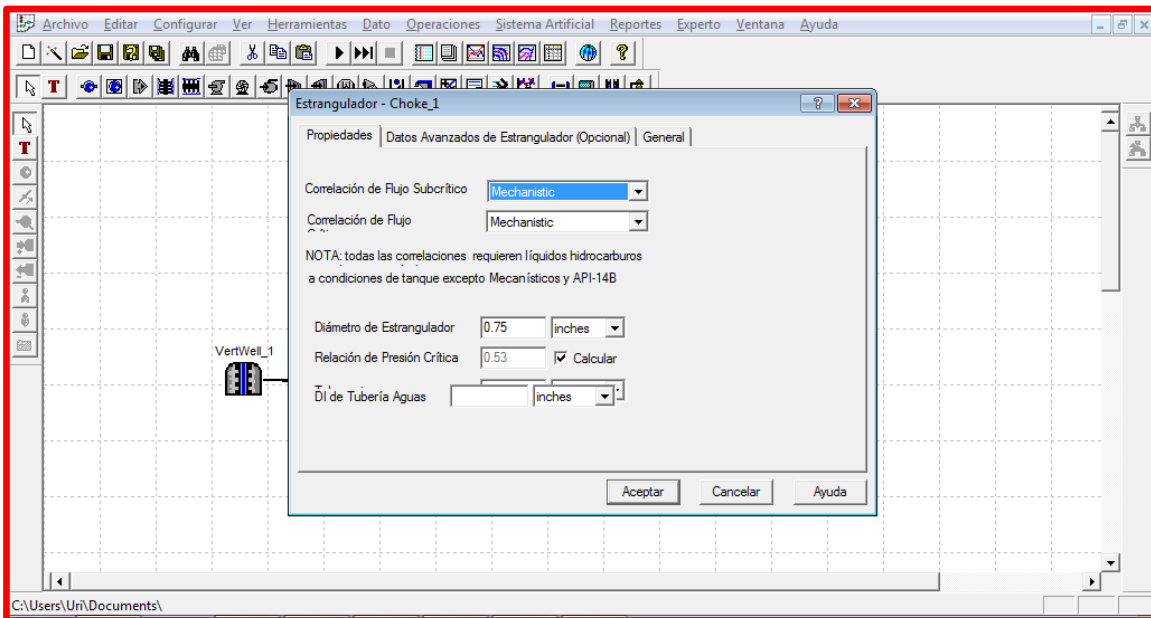


Fig. 4.39.- Configuración de la apertura del estrangulador $\frac{3}{4}$

Se configuraron las propiedades del aceite que se obtuvieron del PVT

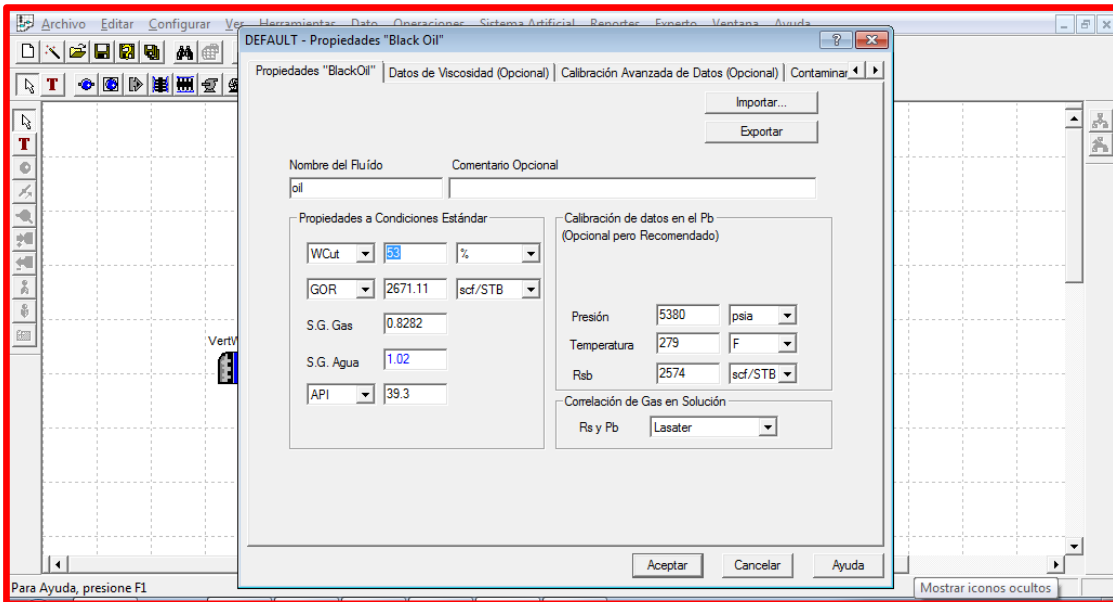


Fig. 4.40.- Configuración de las propiedades del aceite

Como no se obtuvieron datos de gradientes de presión o temperatura dejamos la correlación que tiene el software por defecto. Para flujo vertical es la de Hagedorn y Brown, figura 4.41.

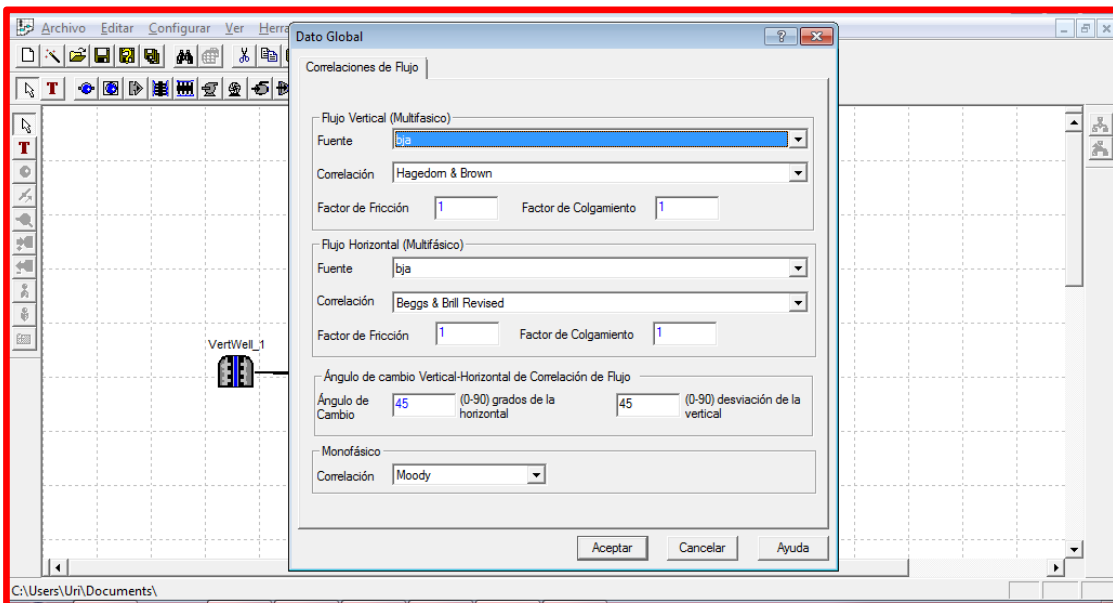


Fig. 4.41.- Correlaciones de flujo utilizadas en la simulación

Se hizo el análisis nodal utilizando la presión de salida.

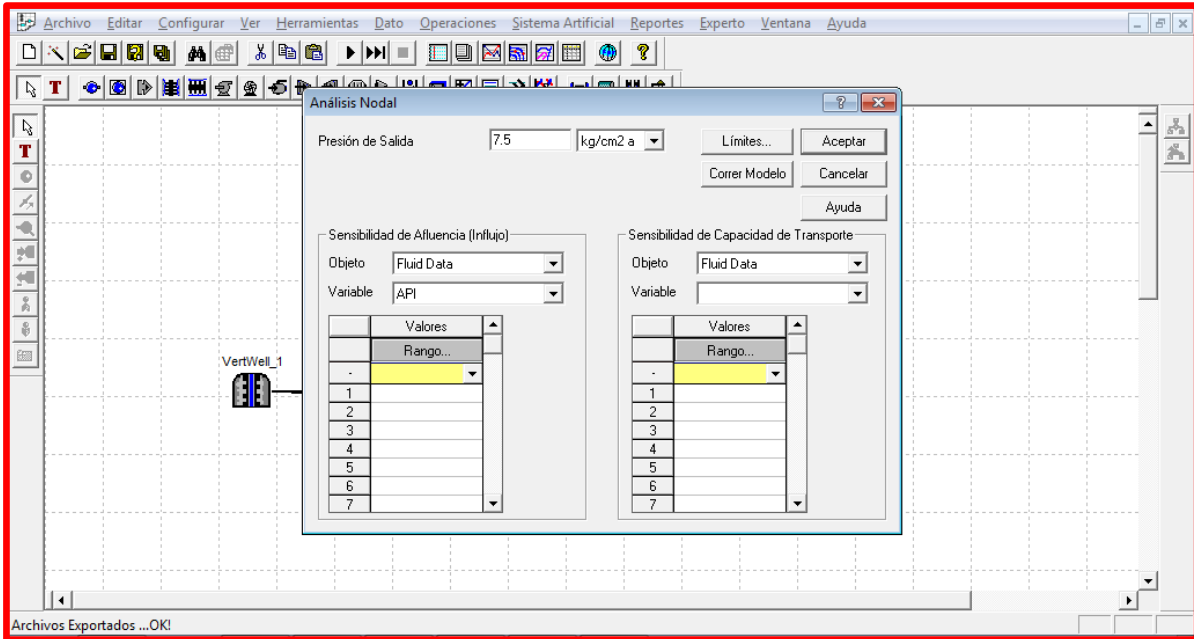


Fig. 4.42.- Análisis nodal del Pozo 2 antes de instalar BNA

Se obtuvieron las curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el pozo 2, figuras 4.43 – 4.45.

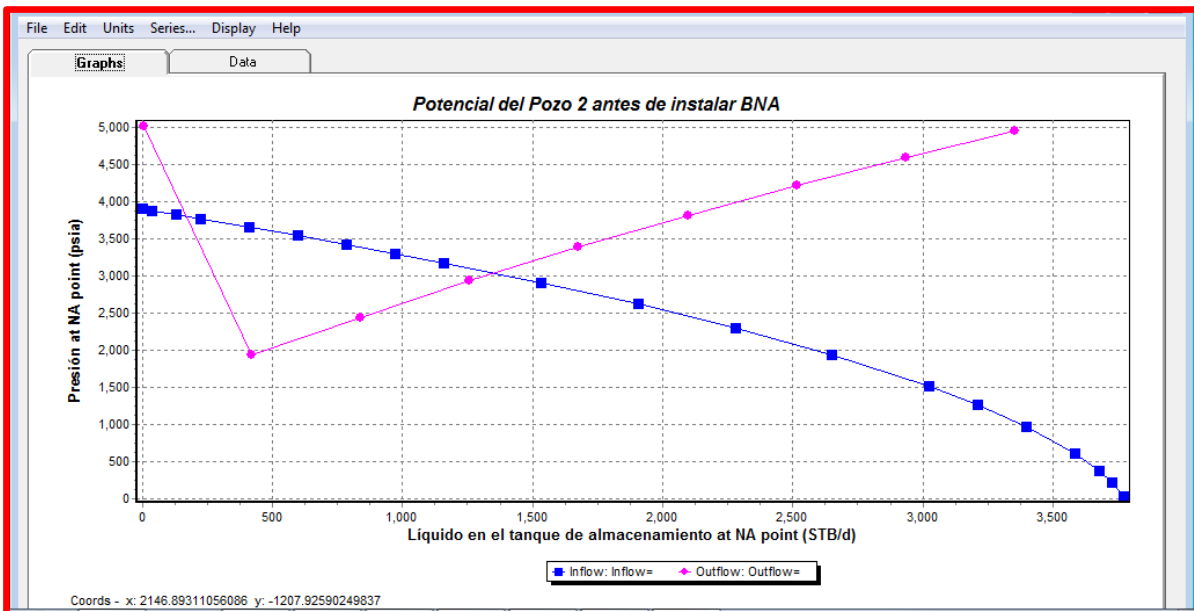


Fig. 4.43.- Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del pozo 2

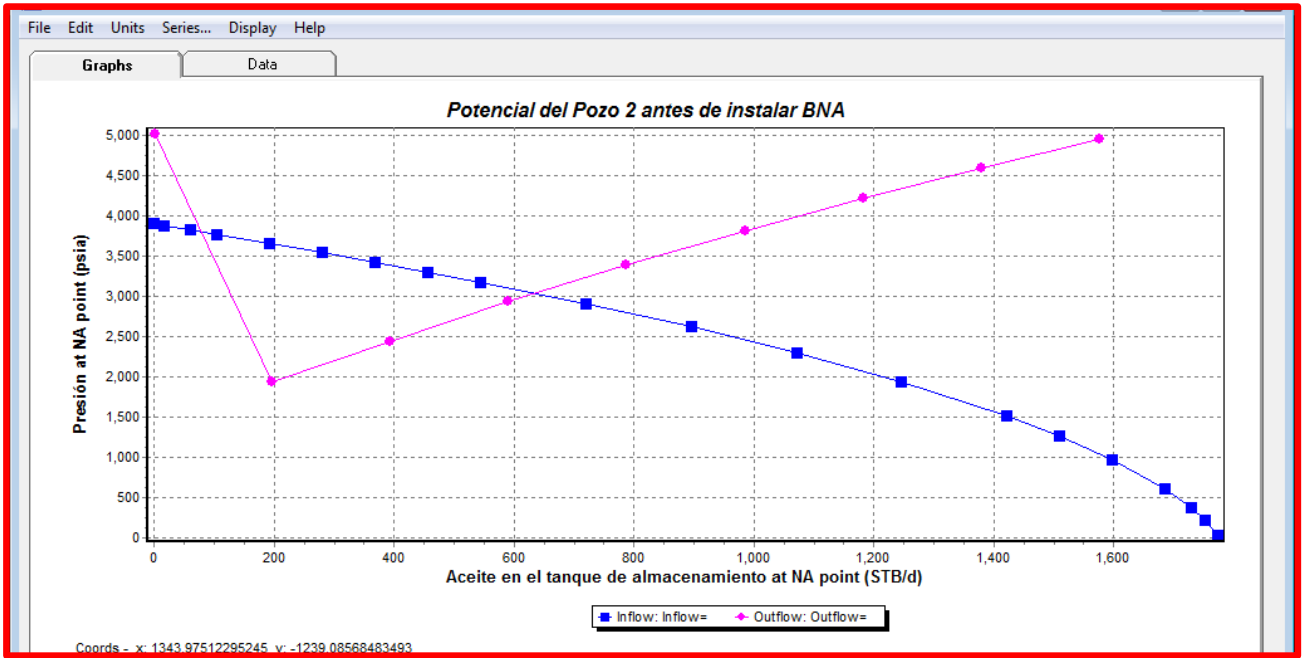


Fig. 4.44.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del aceite

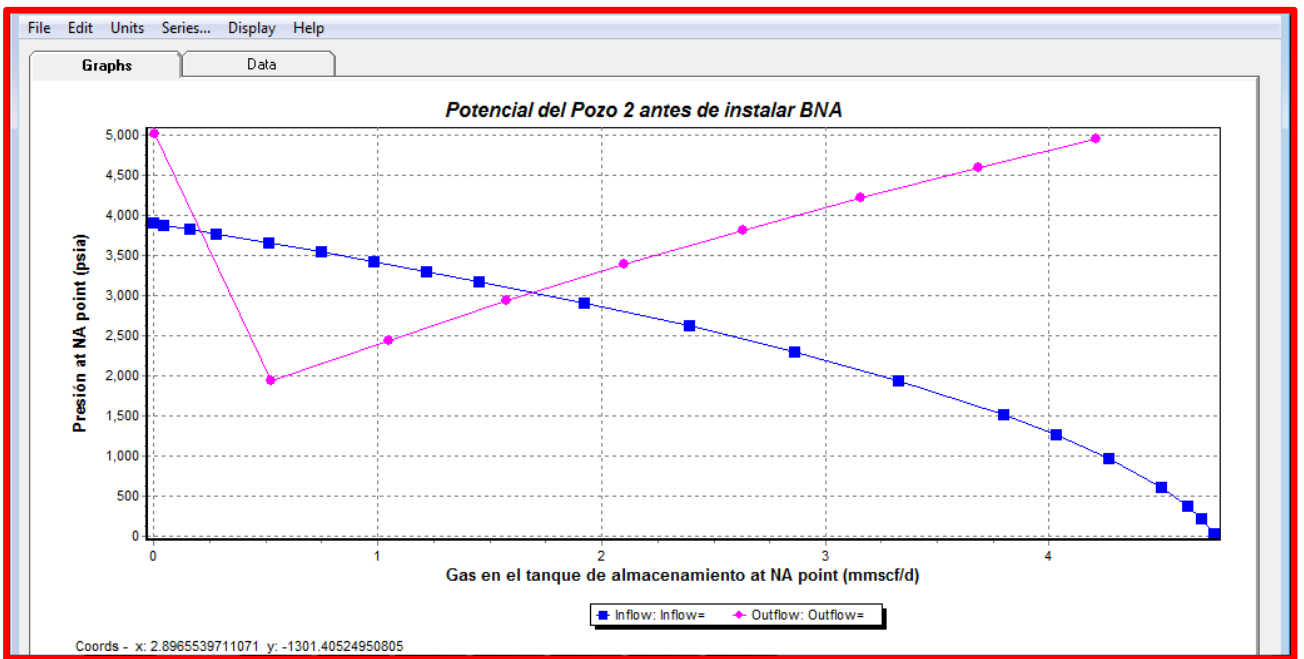


Fig. 4.45.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del gas

Resultados

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1350 | 635 | 1.695 | 55.0 | 0 | 35.7 | 7.5 | 3/4 | 274 | 215 |

Tabla 4.7.- Resultados de la simulación del Pozo 2 antes de instalar BNA

4.5.2.7 Datos del pozo 2 después de instalar BNA

Cuando se aplicó BNA al pozo 2, la inyección del gas se hizo por la TR y el gas entra a la TP por medio de un disparo puncher hecho en la misma, este tipo de terminación es muy parecida a la de un BN convencional.

Para este caso se obtuvo una prueba presión producción realizada cuando el BNA estaba en operación, con los datos de esa prueba se hizo una simulación para observar el potencial del pozo una vez que se había aplicado BNA.

Datos de producción:

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1900 | 886.89 | 3.02 | 51.0 | 1.5 | 29 | 9 | 1 | 274 | 264 |

Tabla 4.8.- Resultados de la prueba presión producción de pozo 2 con BNA

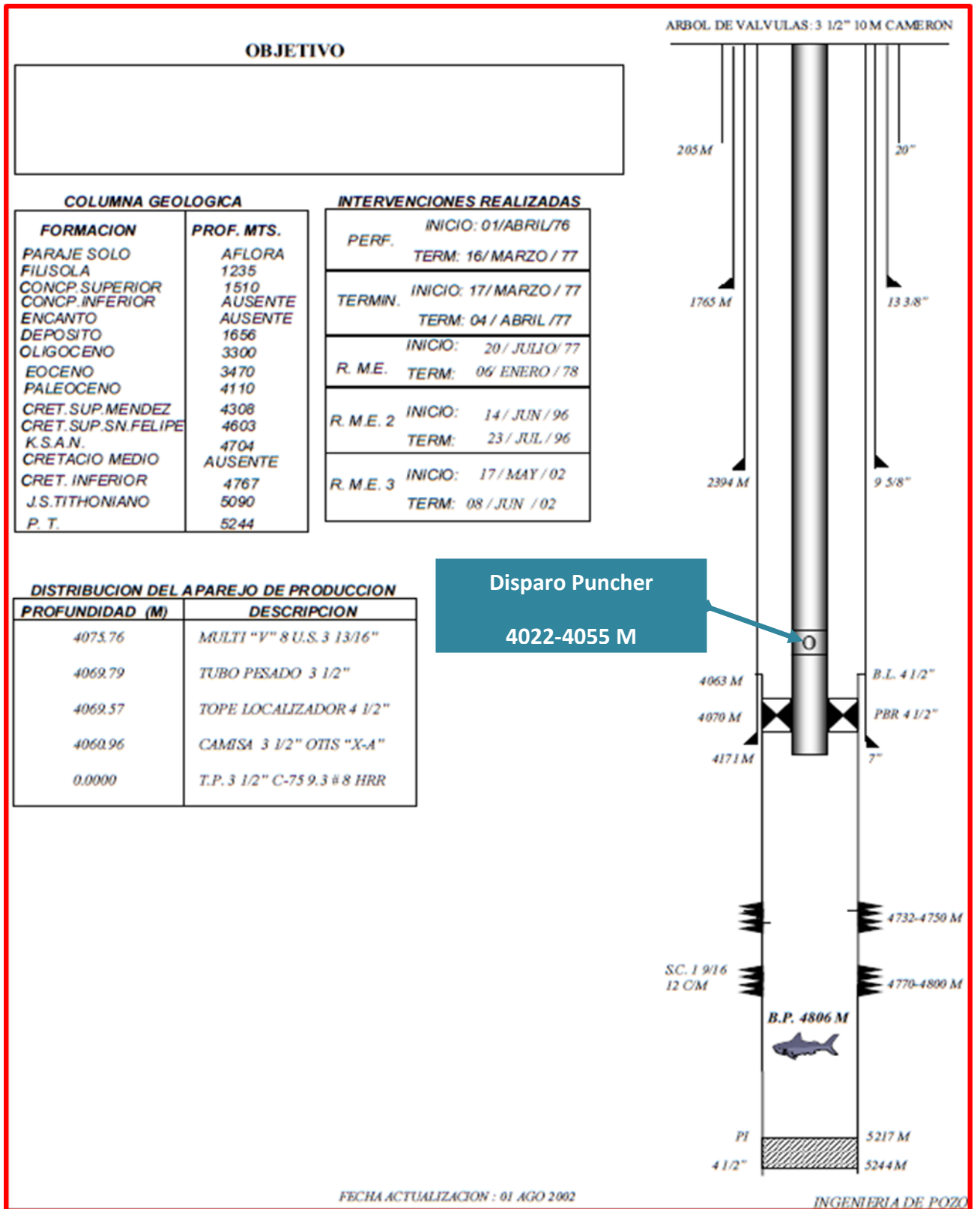


Fig. 4.46.- Estado mecánico del pozo 2 con un disparo puncher

4.5.2.8 Simulación del pozo 2 con BNA

El procedimiento fue el mismo solo se hizo una modificación en donde se indica que se esta produciendo con ayuda de el BNA

Configuración de la terminación vertical, figura 4.47.

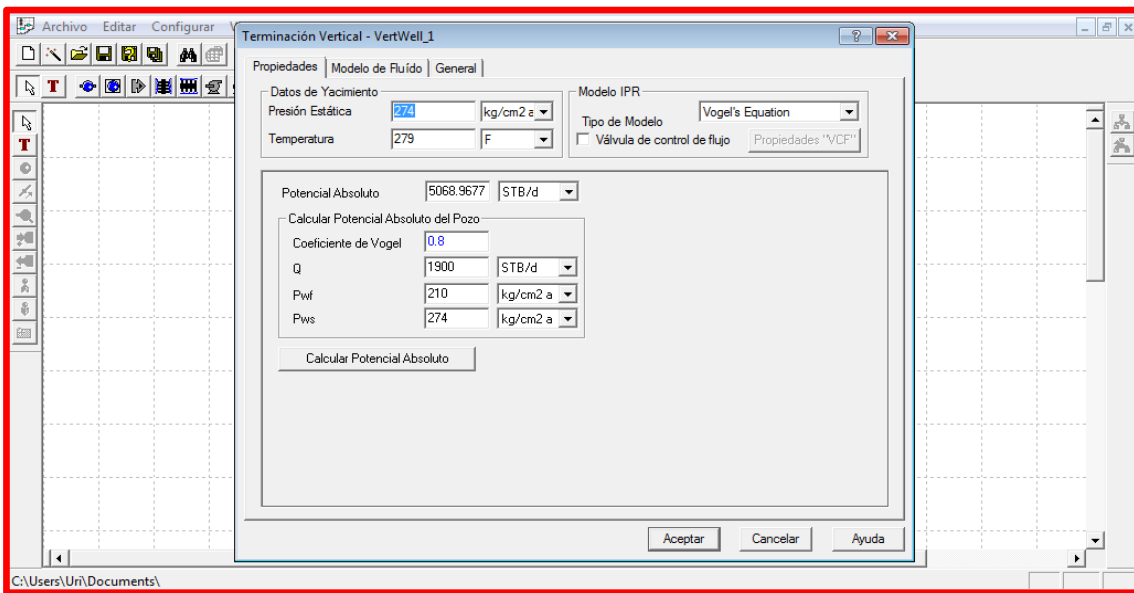


Fig. 4.47.- Datos de la terminación vertical del Pozo 2 con BNA

Al configurar la TP se hace la modificación donde se agrega el BNA, figura 4.48.

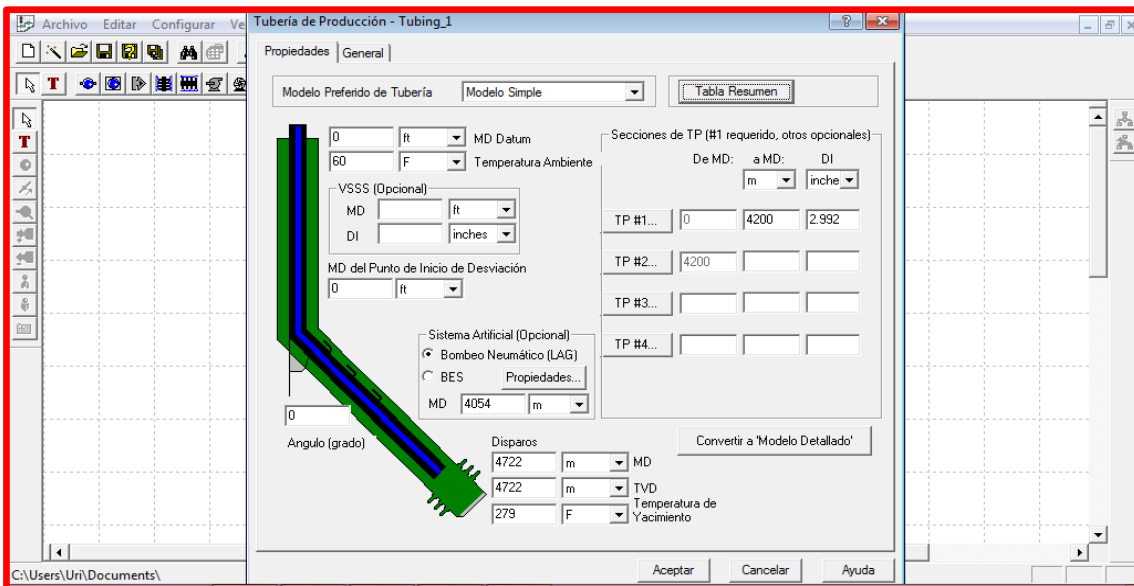


Fig. 4.48.- Datos de TP del Pozo 2

Se configuraron los datos del BNA, presión del gas de inyección, gasto de gas de inyección, profundidad de inyección, densidad del gas de inyección, figura 4.49.

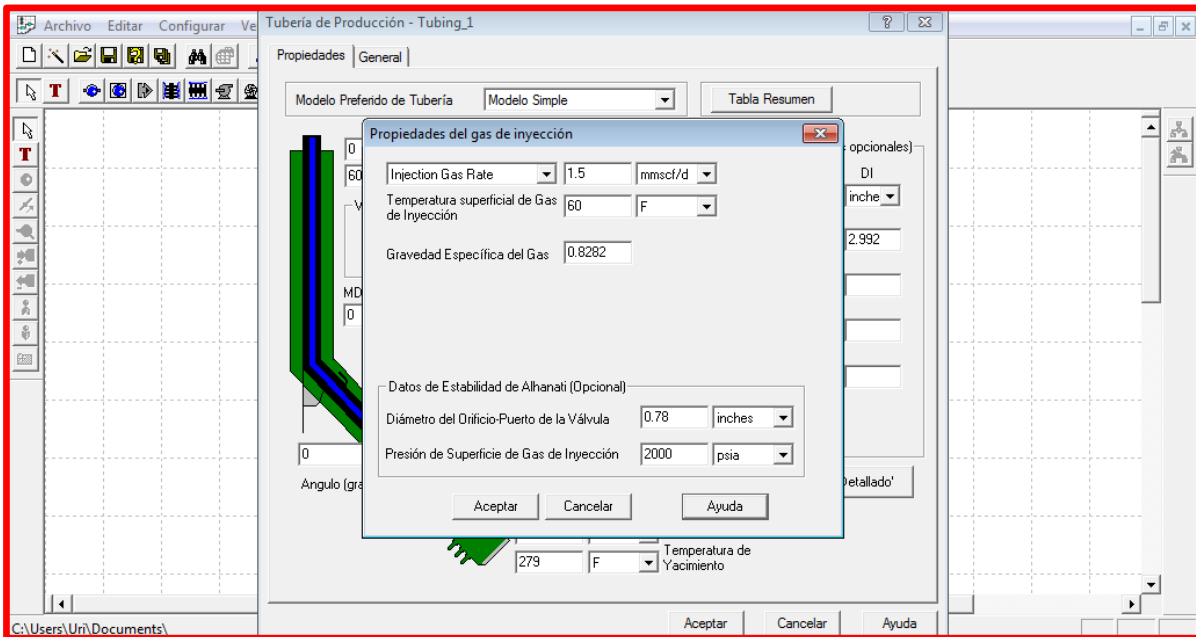


Fig. 4.49.- Propiedades del gas de inyección

Se configura la apertura del estrangulador

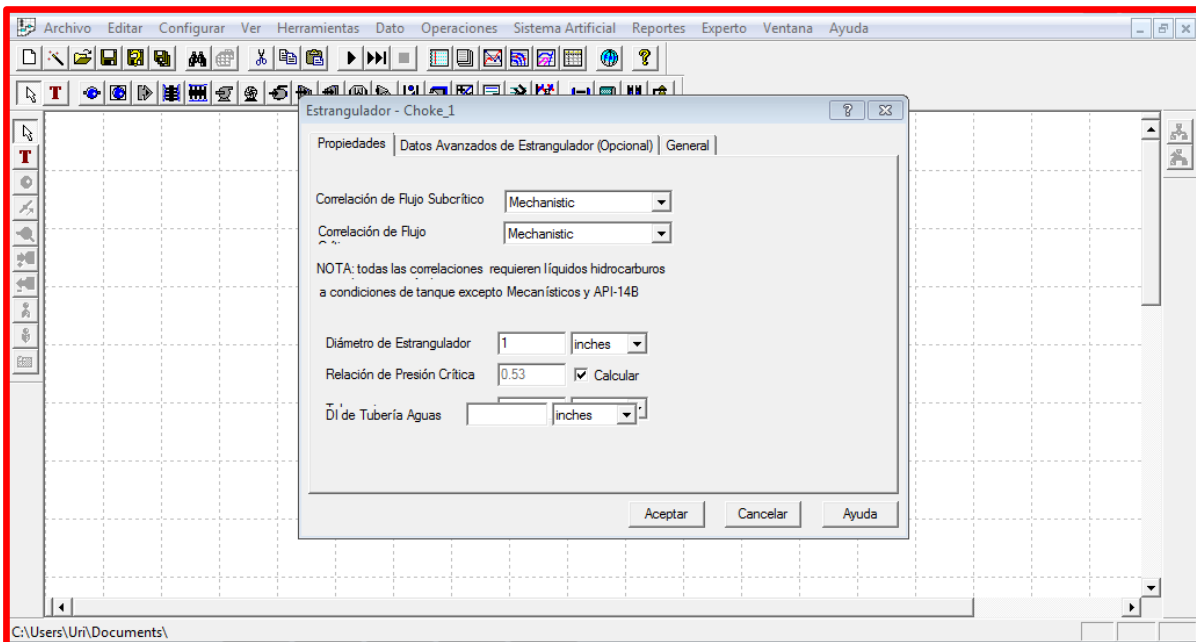


Fig. 4.50.- Configuración de la apertura del estrangulador 1”

El siguiente paso fue la configuración de las propiedades del aceite, figura 4.51.

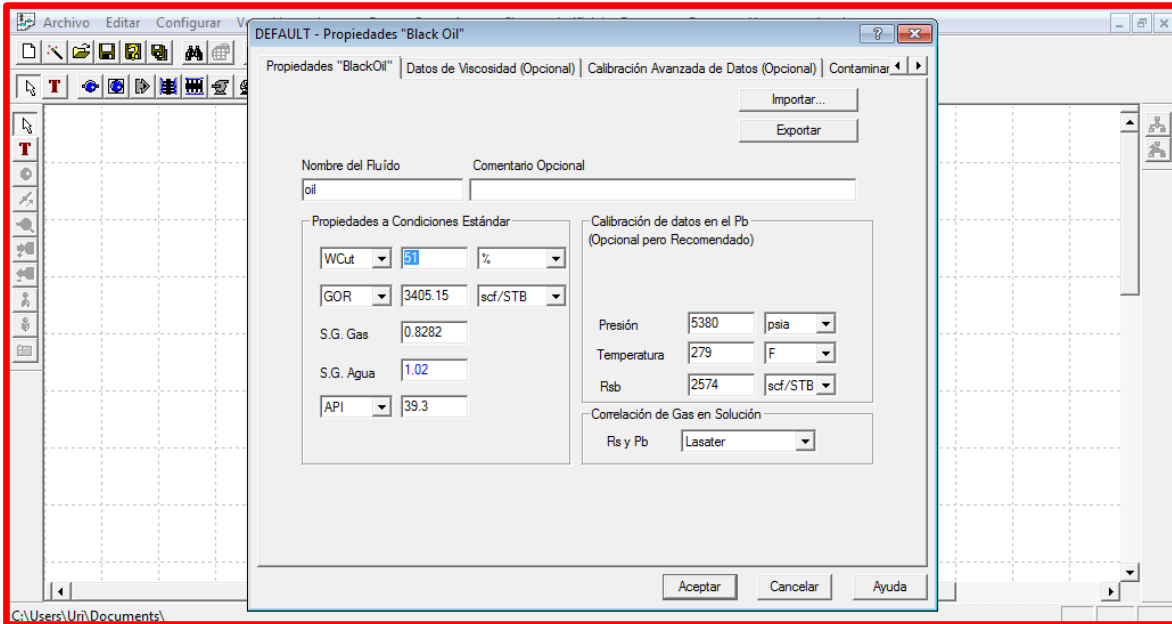


Fig. 4.51.- Configuración de las propiedades del aceite

Por no contar con un gradiente de presión o temperatura la correlación de flujo se eligió por defecto igual que en el caso base, figura 4.52.

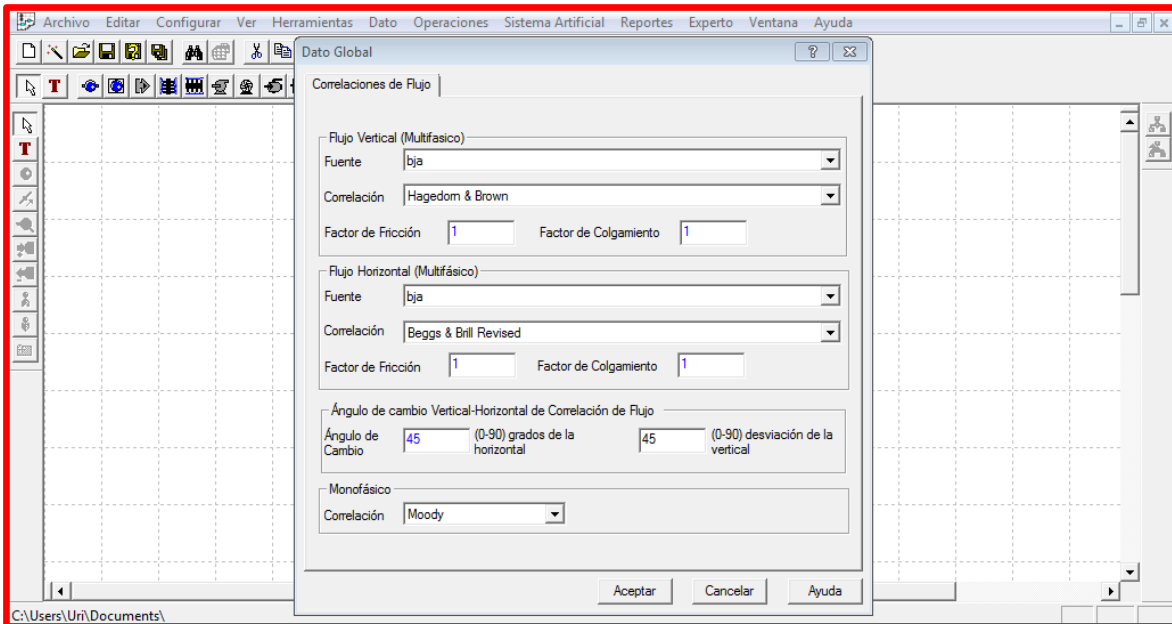


Fig. 4.52.- Correlaciones de flujo por defecto

Se hizo el análisis nodal utilizando la presión de salida.

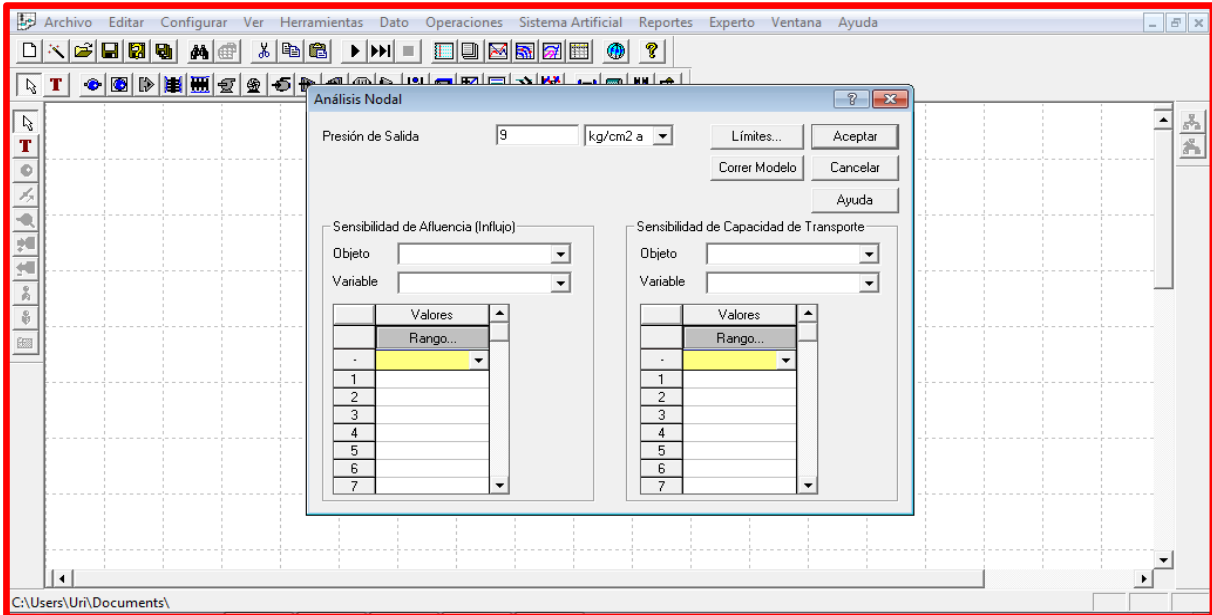


Fig. 4.53.- Análisis Nodal del Pozo 2 con BNA

Se obtuvieron las curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del pozo 2 con BNA, figuras 4.54 – 4.56.

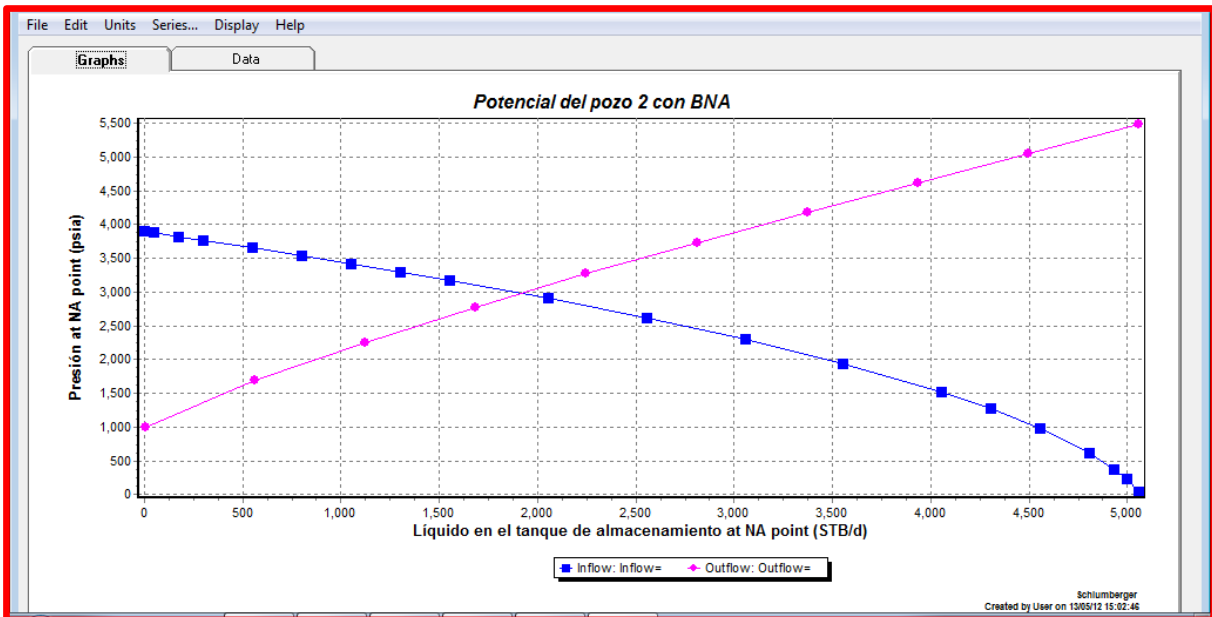


Fig. 4.54.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del pozo 2 con BNA

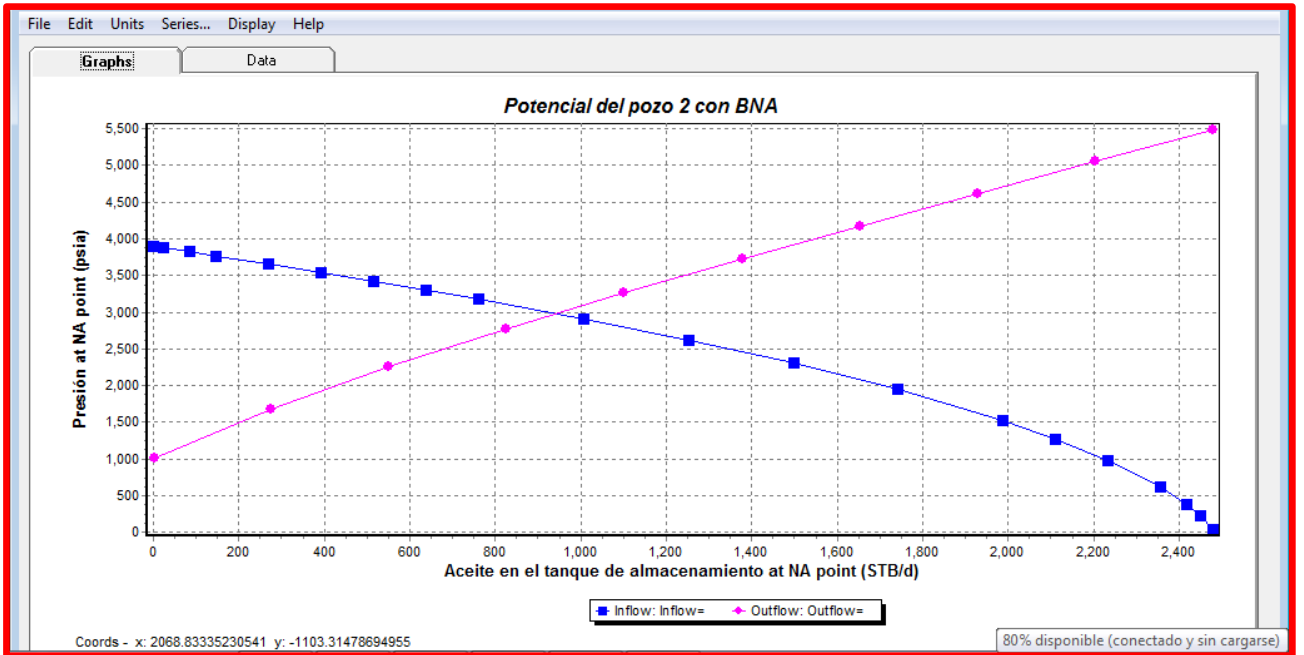


Fig. 4.55.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el aceite con BNA

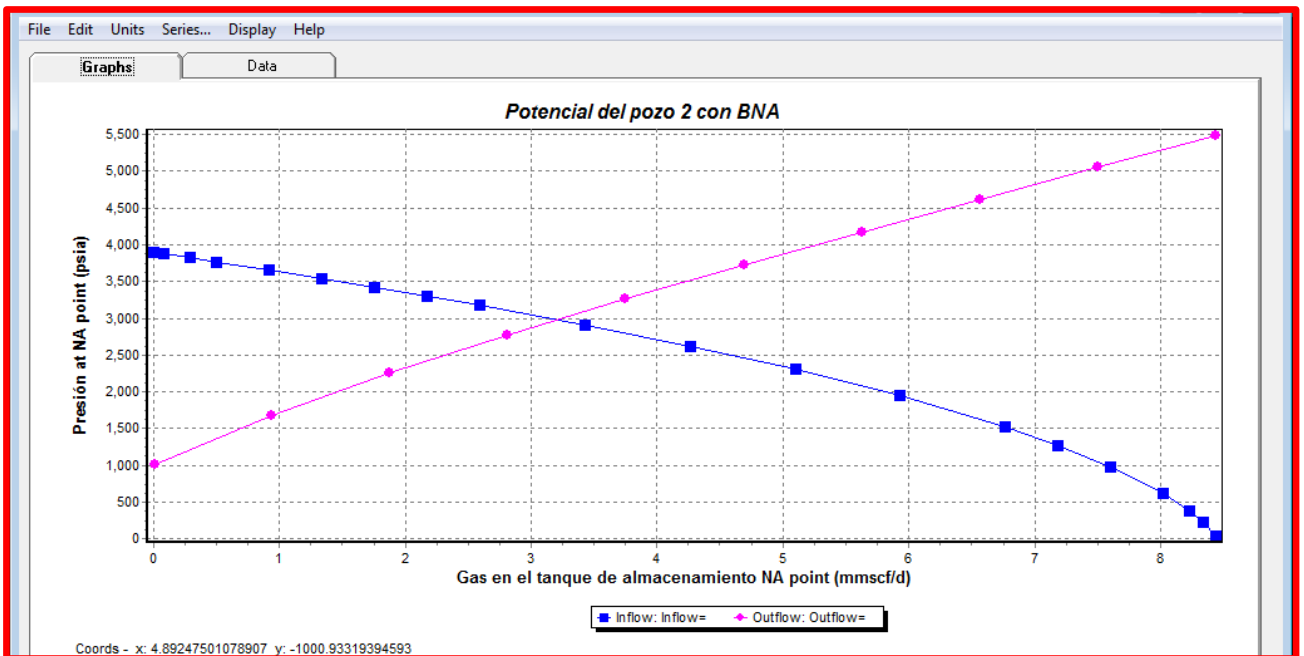


Fig. 4.56.- Curvas de comportamiento de afluencia y capacidad de transporte para el gas con BNA

Resultados

| Qb (bpd) | Qo (bpd) | Qg (MMPCD) | % Agua | Qginy (MMPCD) | Pwh (kg/cm ²) | Ple (kg/cm ²) | Estrangulador (plg) | Pws (kg/cm ²) | Pwf (kg/cm ²) |
|----------|----------|------------|--------|---------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|---------------------------|
| 1918 | 940 | 3.2 | 51.0 | 1.5 | 29 | 9 | 1 | 274 | 264 |

Tabla 4.9.- Resultados de la simulación del Pozo 2 con BNA

Resultados de los dos pozos reales y simulados

| Pozo | Caso | Gasto bruto (bpd) | | % Error |
|--------|---------|--------------------------------|----------|---------|
| | | Medido en la prueba de presión | Simulado | |
| Pozo 1 | Base | 181.55 | 196 | 7.37 |
| | Con BNA | 645 | 696 | 7.32 |
| Pozo 2 | Base | 1325 | 1350 | 1.85 |
| | Con BNA | 1900 | 1918 | 1.04 |

Tabla 10.- Producción real y simulada de los pozos

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPÍTULO V.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el capítulo anterior se hizo la simulación del comportamiento de afluencia de dos pozos ubicados en el campo Paredón, es importante mencionar que esa simulación fue hecha en tiempo real, esto significa que ese comportamiento de afluencia que presentaron los pozos es para un corto tiempo después de que se hizo la simulación; como se sabe conforme se explota un yacimiento su energía va disminuyendo, lo que produce una reducción en la producción de los pozos de petróleo, en este capítulo se mencionaran algunas consideraciones que se deben hacer para evitar éste problema y la producción de aceite no disminuya de manera drástica.

Cuando se hace el análisis nodal del SIP se pueden observar que existen varias formas de restablecer la producción antes de instalar un SAP, cambiando el estrangulador, el diámetro de la TP o reduciendo la presión de separación, se podrá aumentar la producción de manera considerable, estas tres variaciones son las menos costosas para restablecer la producción antes de instalar un SAP, ya que dos se realizan en superficie y una al hacer el cambio de la tubería de producción.

5.1 Reducción de la presión estática en el pozo

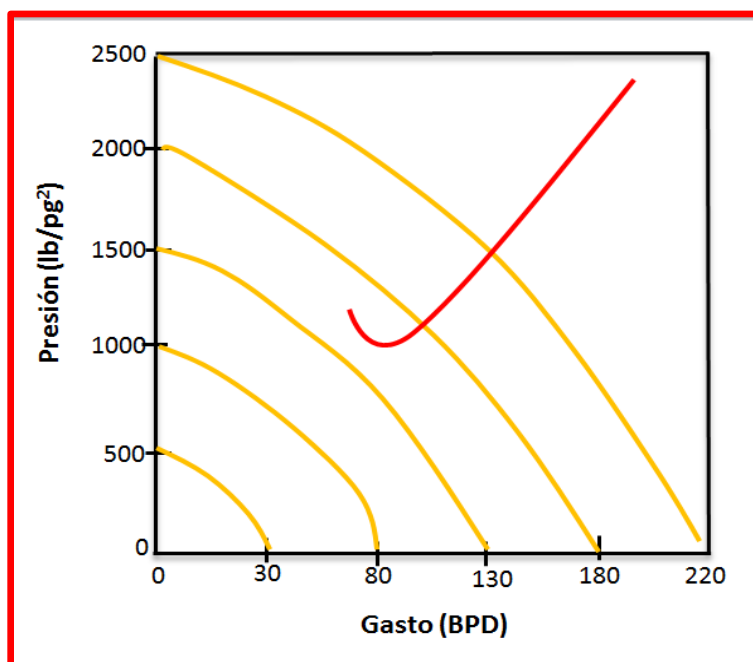


Fig. 5.1.- Gasto de producción a diferentes Pwf

En la figura 5.1 uno se observa el comportamiento de la presión estática después de un cierto periodo de producción, se puede ver que la presión empieza a disminuir y por lo tanto el potencial del pozo va disminuyendo, la curva de color rojo es la capacidad de transporte del pozo y se observa según la gráfica que al llegar a la presión de 1500 lb/pg² el pozo ya no producirá.

Cuando se hace la simulación de un pozo lo que se debe observar en el caso de la figura 5.1, es que la capacidad de transporte y la curva de comportamiento de afluencia que se tiene a 2500 lb/pg², sería el potencial del pozo que se tendría el día que se hizo la simulación, por lo tanto se debe estar consiente de que la presión del yacimiento disminuirá a través del tiempo, lo que provocará que a determinada presión el pozo deje de aportar fluidos, por esta razón es importante saber cuál será el comportamiento de la Pws para elegir el diámetro óptimo de TP para que el pozo continúe produciendo conforme la Pws disminuye.

5.2 Efectos del cambio del diámetro de la TP en la producción

Desde el momento en que se realiza el diseño de la terminación de un pozo, se debe tomar en cuenta el comportamiento futuro de la energía del yacimiento, esto con el motivo de optimizar la producción eligiendo los diámetros adecuados de TP para evitar pérdidas de producción debido a la reducción de la energía.

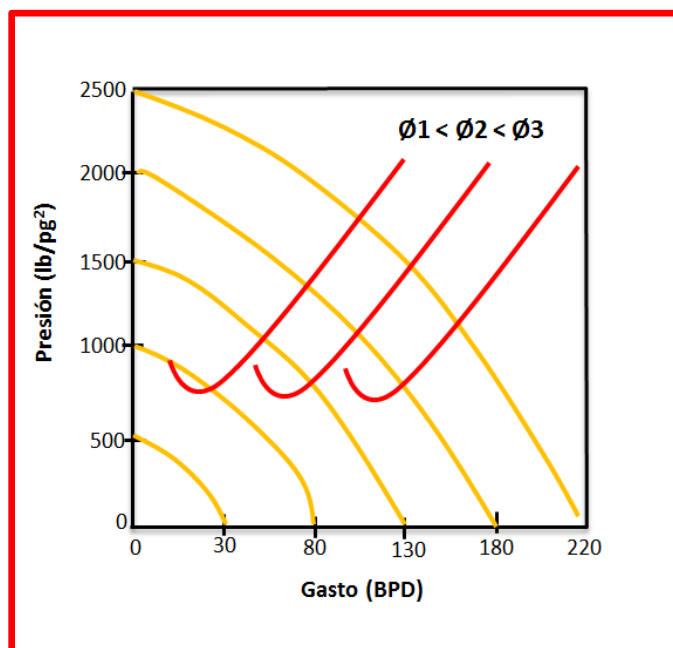


Fig. 5.2.-Variación de la producción a diferentes diámetros de TP

En la figura 5.2 se puede observar que a gastos bajos se reducen las pérdidas de presión al utilizar diámetros menores de TP, lo que quiere decir que si al hacer el plan de explotación, utilizamos un diámetro de TP no muy grande, se podría seguir produciendo después de un cierto periodo de tiempo aunque la presión haya disminuido en el yacimiento.

Al hacer la simulación de un pozo se puede hacer un análisis de sensibilidad reduciendo la presión estática del pozo y variando los diámetros de la tubería, lo que daría como resultado determinar cual sería el diámetro óptimo de la TP para producir por un largo periodo de tiempo sin necesidad de intervenir el pozo; reduciendo de esta manera los costos de operación.

5.3 Efectos del cambio del diámetro del estrangulador en la producción

En el estrangulador se presenta una situación sencilla de explicar. Para establecer un mejor entendimiento acerca del comportamiento que presenta el flujo a través de un orificio, se referirá a investigaciones previas creadas para la interpretación de su comportamiento.

Se anticipa que la predicción del comportamiento del flujo de mezclas gas-líquido en orificios no es un problema que pueda considerarse resuelto. Se han encontrado varias correlaciones que relacionan el gasto a través del orificio, la presión y temperatura antes del orificio y el área de estrangulamiento, cuando el flujo es crítico. Algunas de las correlaciones obtenidas están basadas en trabajos experimentales y se ajustan razonablemente a los rangos probados; sin embargo, se desconoce su precisión fuera de estos límites.

En el desarrollo de sus correlaciones los autores han supuesto diversas relaciones de presión crítica. Establecer un valor fijo para dicha relación implica una simplificación que indudablemente se reflejará en la exactitud de las predicciones que se obtengan al aplicar las correlaciones citadas. Por lo anterior, es recomendable que al desarrollar una correlación se investiguen las fronteras del flujo crítico y además que las relaciones se cumplan para los casos extremos, o sea: flujo sólo de gas y sólo de líquido.

Para citar algunos autores de las correlaciones propuestas para explicar el comportamiento del flujo a través de un estrangulador, se hará mención a las correlaciones de Gilbert, Baxendell, Ros y Achong, quienes realizaron sus estudios de manera experimental.

Gilbert desarrolló una expresión aplicable al flujo simultáneo gas-líquido a través de estrangulador a partir de los datos de producción. Describe en forma detallada el papel del estrangulador en un pozo y analiza cuál es el efecto sobre la producción de cambios bruscos en el diámetro del orificio. Gilbert recomendó para tener flujo sónico, una relación de 0.588 o menor, entre la presión promedio en el sistema de recolección (después del estrangulador y la presión en la boca del pozo (antes del estrangulador). Posteriormente Baxendell actualizó la ecuación de Gilbert modificando los coeficientes.

Ros llegó a una expresión similar a la de Gilbert; pero con coeficientes diferentes, su expresión la comparó con datos de campo. Él orientó su trabajo al flujo de mezclas con alta relación gas-aceite, en las que el gas fue la fase continua.

Achong estableció una expresión que validó comparándola con más de 100 pruebas de campo, su expresión fue basada en la ecuación de Gilbert.

La forma general de las ecuaciones desarrolladas por las correlaciones anteriormente mencionadas es:

$$p_1 = \frac{A q_L R^B}{d_\phi^C} \dots\dots\dots \text{ec. 5.1}$$

Donde:

- p_1 = Presión corriente arriba (lb/pg²)
- q_L = Producción de líquido (bl/día)
- R = Relación gas-líquido (pie³/bl)
- d_ϕ = Diámetro del estrangulador (1/64) de pg
- A, B, C = Constantes que dependen de la correlación.

| Correlación | A | B | C |
|-------------|-------|-------|------|
| Gilbert | 10.0 | 0.546 | 1.89 |
| Ros | 17.40 | 0.500 | 2.00 |
| Baxendell | 9.56 | 0.546 | 1.93 |
| Achong | 3.82 | 0.650 | 1.88 |

Basándose en la ecuación anterior, para un diámetro dado de estrangulador y una Relación gas-líquido (R) constante, al fluir un pozo, el efecto del diámetro del estrangulador se presenta como una línea recta que pasa por el origen. Suponiendo un gasto muy pequeño, la presión en la cabeza y la presión corriente abajo tenderían a igualarse a la presión del separador.

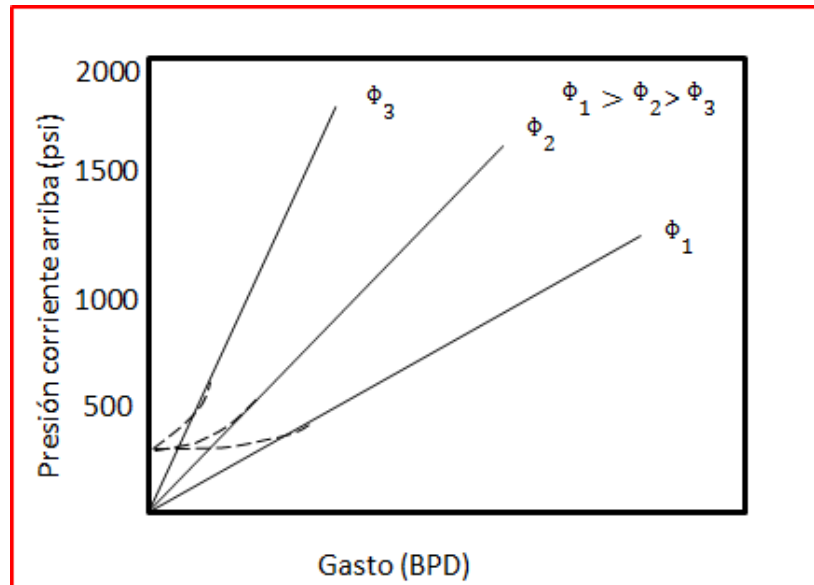


Fig. 5.3.- Efecto del estrangulador sobre el gasto y la presión en la boca. Fuente: Transporte de Hidrocarburos

Lo que demuestra la figura 5.3, es que a mayor diámetro del estrangulador se tendrá mayor gasto de producción, por lo que si queremos aumentar nuestro gasto se puede cambiar el diámetro pero se debe hacer antes de presentar el cabeceo, es decir, llegará un momento en el que el diámetro del estrangulador será lo suficientemente grande como para evitar que el fluido llegue a la superficie por excesos pérdidas de presión.

5.4 Efecto de la presión de separación

La presión de separación (P_s) es una de las presiones que debe vencer el SIP, ya que provoca junto con la línea de descarga una contrapresión al pozo, es por ese motivo al reducir la P_s , la contrapresión al pozo se reducirá lo que normalmente provocaría un aumento en la producción.

La P_s es la que controla la presión de los compresores, y esta totalmente relacionada con la potencia requerida de los mismos, por lo tanto la variación de la P_s debe de analizarse considerando el sistema en su conjunto, pues no siempre la reducción de ella se traduce en un aumento de la producción. La razón de esto es

que la línea de escurrimiento, o la TP, o el yacimiento en pozos de baja productividad pueden constituir la restricción principal de flujo.

Por este motivo hay casos en los que al variar la P_s no se observa un aumento considerable de producción y esto se debe a que la línea de descarga se convierte en restricción para el sistema, la razón de que suceda esto es la liberación de gas disuelto que provoca incrementos en las pérdidas de presión por fricción.

También existe el caso en el que al cambiar la línea de descarga se observan mayores cambios en la producción que cambiando la presión de separación.

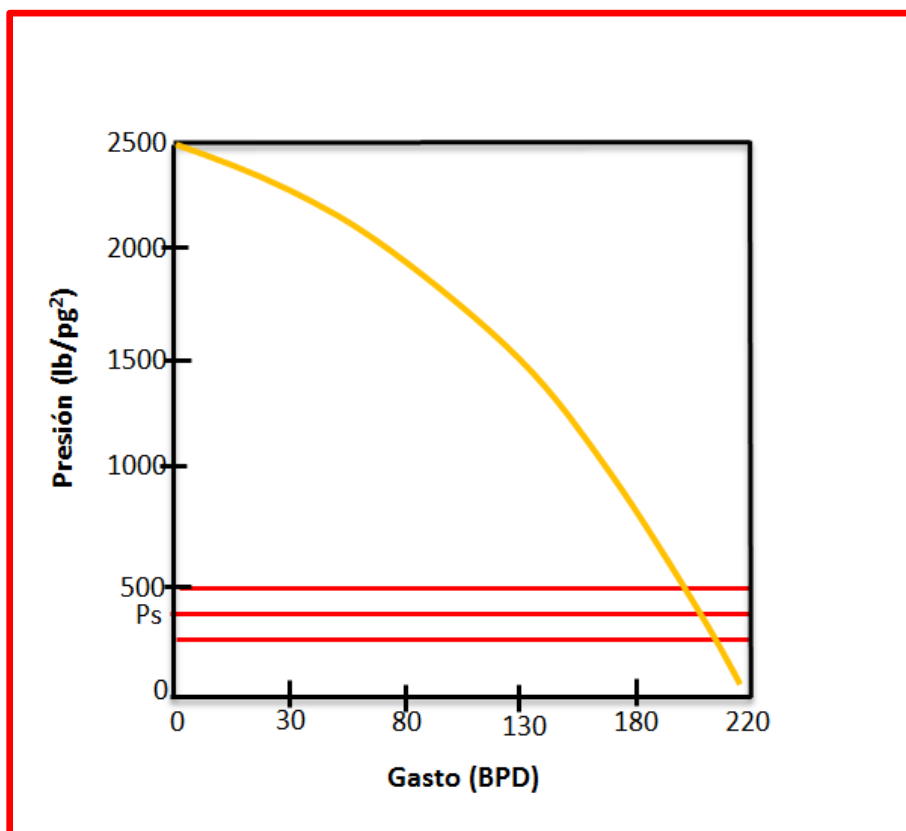


Fig. 5.4.- Efecto de la presión de separación.

En la figura 5.4 se observa como al aumentar la P_s , el potencial del pozo se ve reducido, por este motivo existen algunos casos que al reducir la P_s , la producción de aceite se aumentara considerablemente, estas son algunas de las variaciones que se pueden hacer al SIP para mantener la producción un periodo de tiempo largo, parecido a lo que se simulo en el software.

5.5 Análisis de resultados de la producción real a la producción simulada

El grado de exactitud al simular pozos depende de la cantidad de información que se tengan del pozo para hacer la simulación, al combinarse esa información con la experiencia de los trabajadores con el campo, se obtendrá un mayor grado de exactitud en los resultados de la simulación, por esta razón los resultados que se tienen en el campo varían de los resultados simulados, ya que no siempre se cuenta con la suficiente información o experiencia.

Lo primero que se debe hacer al simular un pozo, es ajustar el modelo de simulación a las condiciones de producción actuales del pozo, una vez teniendo ese ajuste se procede a realizar el análisis nodal para obtener mayor exactitud en los resultados, para cada simulación del comportamiento de afluencia del pozo, existen muchos factores que varían la producción simulada a la real, por este motivo el determinar realmente cual es el factor causante de esta variación depende de la experiencia de que se tenga con el campo y con pozos vecinos al simulado.

En el caso de los pozos que se simularon, se tuvieron porcentajes de error mostrados en la tabla 5.1, las causas de los errores en los resultados son diversas, principalmente se debe a la falta de información, experiencia y a los limitantes del software, esto demuestra que siempre será necesario el conocimiento de los expertos que en base a experiencia pueden dar resultados más exactos.

Se observa que en el pozo 1 el porcentaje de error de los resultados de la simulación y los datos reales fue de aproximadamente 7% para los dos escenarios simulados, y del pozo 2 fue de aproximadamente 1%.

5.5.1 Diferencia del pozo 1

La simulación del pozo 1 se realizó con una amplia información, se usaron gradientes de presión y temperatura, PVT, prueba presión producción, estado mecánico, datos del estrangulador, datos de inyección, etc. La variación del resultado de la producción simulada con la real puede ser por varias causas, una de ellas es porque el SIP no se encuentra optimizado o se tiene una restricción de flujo que no se haya detectado en alguno de los componentes del SIP, como depósitos orgánicos tanto en el aparejo de producción, líneas de descarga o incluso en el intervalo disparado. Los resultados obtenidos de un análisis PVT que

se utilizaron como información para la simulación no están actualizados, esto provoca que se obtenga una simulación de un comportamiento diferente al que existe en la actualidad.

Al buscar la correlación de flujo que más se acercara al comportamiento de los gradientes de presión y temperatura medidos en los pozos, se observó que no coincidían, lo que provocó que se tuviera que realizar un ajuste de los datos de los gradientes de presión y temperatura para las correlaciones de flujo con el software, esto deja claro que usar un PVT no actualizado afecta la simulación, porque al momento de descubrir el yacimiento las condiciones del yacimiento eran diferentes a las condiciones en tiempo real, por ejemplo, antes era un yacimiento bajosaturado y ahora se encuentra en etapa de saturación. Esta diferencia se ve reflejada antes y después de la instalación del BNA.

5.5.2 Diferencia del pozo 2

Para la simulación del pozo 2, la información previa con la que se contaba era limitada, solo se tenía una prueba de presión producción, el estado mecánico del pozo, los requerimientos de inyección y PVT.

Para este caso no se obtuvieron gradientes de presión ni de temperatura, por lo cual no se pudieron ajustar las correlaciones de flujo y se dejaron predeterminadas como las tenía el software. Esto provocaría un alto porcentaje de error en los resultados de la producción real a la producción simulada, pero al calcularlos se observó un error de 1%, es posible que al tener mayor información la simulación habría sido más exacta. Se utilizó al igual que el pozo 1, un PVT no actualizado. Los datos se usaron para antes y después de la aplicación de BNA.

Los resultados de ambas simulaciones se presentan en la tabla 1 se hace una comparación con los datos medidos en la prueba de presión producción, la tabla incluye los dos escenarios simulados, antes y después de la aplicación de BNA.

Tabla 5.1.- Comparación de resultados de la simulación del pozo 1 y 2.

| Pozo | Caso | Gasto bruto (bpd) | | % Error |
|--------|---------|--------------------------------|----------|---------|
| | | Medido en la prueba de presión | Simulado | |
| Pozo 1 | Base | 181.55 | 196 | 7.37 |
| | Con BNA | 645 | 696 | 7.32 |

| | | | | |
|--------|---------|------|------|------|
| Pozo 2 | Base | 1325 | 1350 | 1.85 |
| | Con BNA | 1900 | 1918 | 1.04 |

5.6 Análisis de resultados del antes y después de la aplicación de BNA

Los pozos simulados fueron seleccionados como candidatos para la implementación del BNA ya que cumplían con los todos los requisitos sin dejar de ser rentables. Actualmente se encuentran operando con el BNA funcionando.

Una manera de analizar su correcta aplicación y beneficios obtenidos del BNA es mediante la simulación porque puede considerarse como un “caso ideal”. Cuando se comparan los resultados de la simulación con los datos medidos en campo se puede visualizar fácilmente si nuestro sistema está operando correctamente de acuerdo a lo estipulado en caso no ser así, se puede tomar como referencia para la detección y solución de un problema existente.

Después de calcular los errores de los resultados de la simulación y los datos medidos en la prueba de presión producción (Tabla 5.1) se concluye que al ser porcentajes de error muy pequeños es evidente que el pozo esta operando de manera óptima.

Ahora se analizarán los beneficios de haber implementado el BNA en los pozos 1 y 2. A continuación, en la Tabla 5.2 se compararán los gastos de producción antes y después de aplicar el sistema artificial. Dejando en evidencia que el BNA dio beneficios en el incremento de la producción.

Tabla 5.2.- Porcentaje de incremento de los gastos de producción antes y después de aplicar BNA.

| Gastos | Pozo 1 | | | Pozo 2 | | |
|------------|---------|---------|--------------|---------|---------|--------------|
| | Sin BNA | Con BNA | % Incremento | Sin BNA | Con BNA | % Incremento |
| Qb (bpd) | 181.55 | 645 | 255.27 | 1325 | 1900 | 43.39 |
| Qo (bpd) | 156.71 | 567 | 261.81 | 599 | 886.89 | 48.06 |
| Qg (MMpcd) | 0.58 | 1.14 | 96.55 | 1.6 | 3.02 | 88.75 |
| Qw (bpd) | 24.84 | 78 | 214 | 726 | 1013.11 | 39.54 |

Los datos usados en la Tabla 5.2 son los datos reales del pozo (medidos de la prueba de presión producción) con el objetivo de mostrar que el BNA cumplió con lo especulado.

En la tabla se puede observar que se tuvo un incremento de gasto bruto en el pozo 1 de aproximadamente 255% y del pozo 2 un 43%. El bajo porcentaje de incremento del pozo 2 se debe al alto corte de agua, debido que el agua al ser un fluido con mayor densidad que el aceite, hace que el peso de la columna hidrostática sea mayor y por lo tanto se tenga una mayor contrapresión en el pozo, provocando una necesidad mayor de cantidad de gas a inyectar para lograr la reducción del peso de la columna, el pozo 2 obtuvo una producción de 1013.11 bpd de agua provocando que los beneficios no sean tan grandes como lo fueron en el pozo 1 que tiene un incremento de producción de tres veces su producción antes de implementar el BNA.

5.6.1 Pozo 1

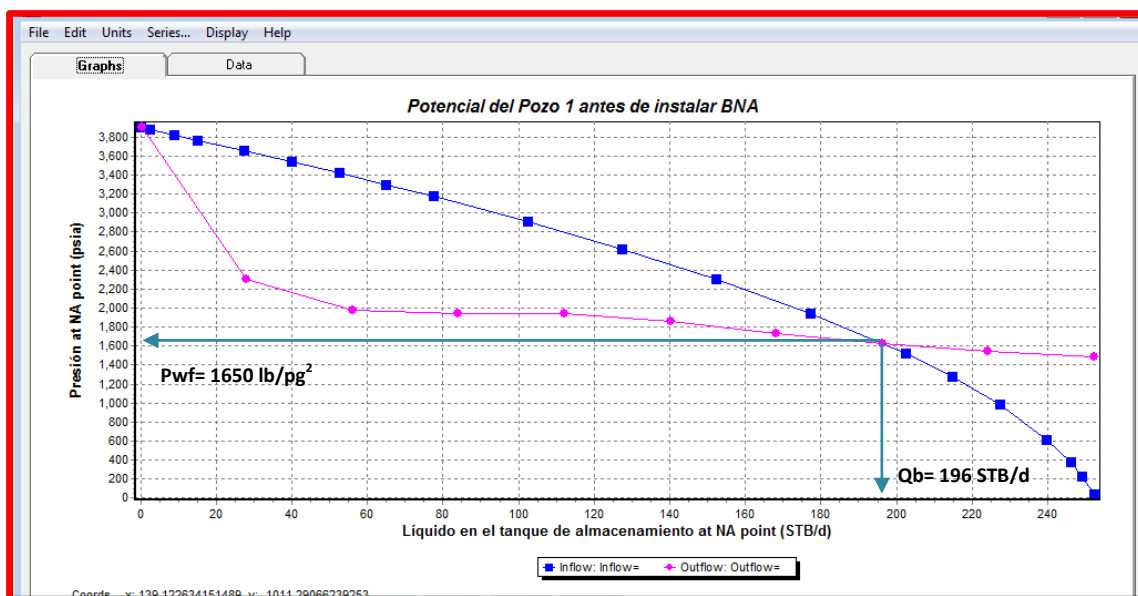


Fig.5.5.-Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1 antes de BNA

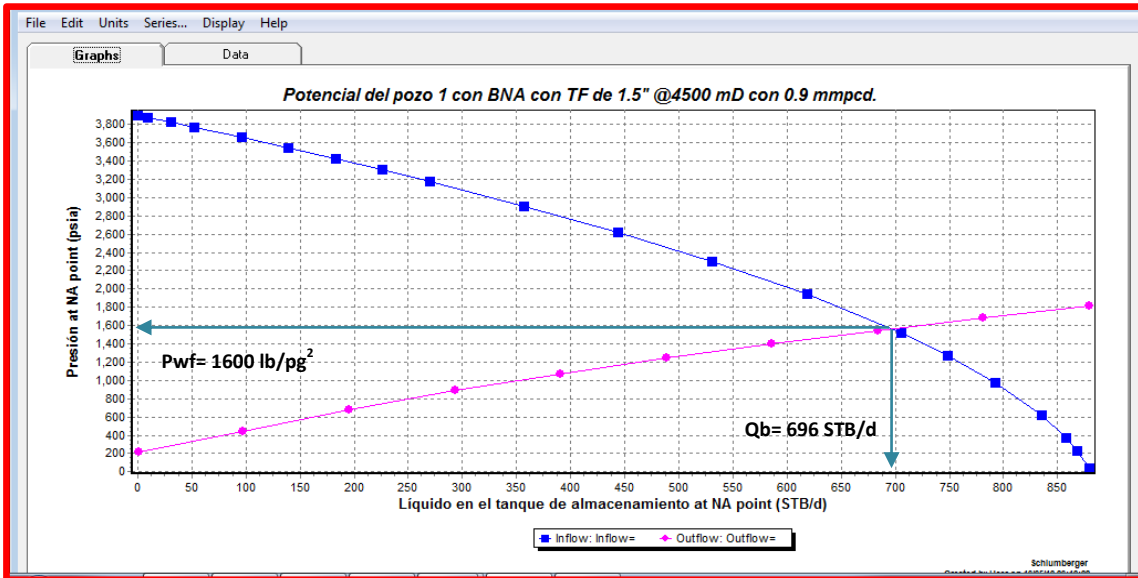


Fig.5.6.-Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 1 con BNA.

En la figura 5.5 y 5.6 se puede observar que el gasto bruto antes de instalar BNA es de 196 bpd y una vez instalado aumentó la producción a 696 bpd, la P_{wf} varió en 50 lb/pg^2 , se decidió hacer análisis en el fondo del pozo debido a que se tenía la información de el gradiente de presión y temperatura del pozo, por lo que se conocían las condiciones en el fondo del pozo.

5.6.2 Pozo 2

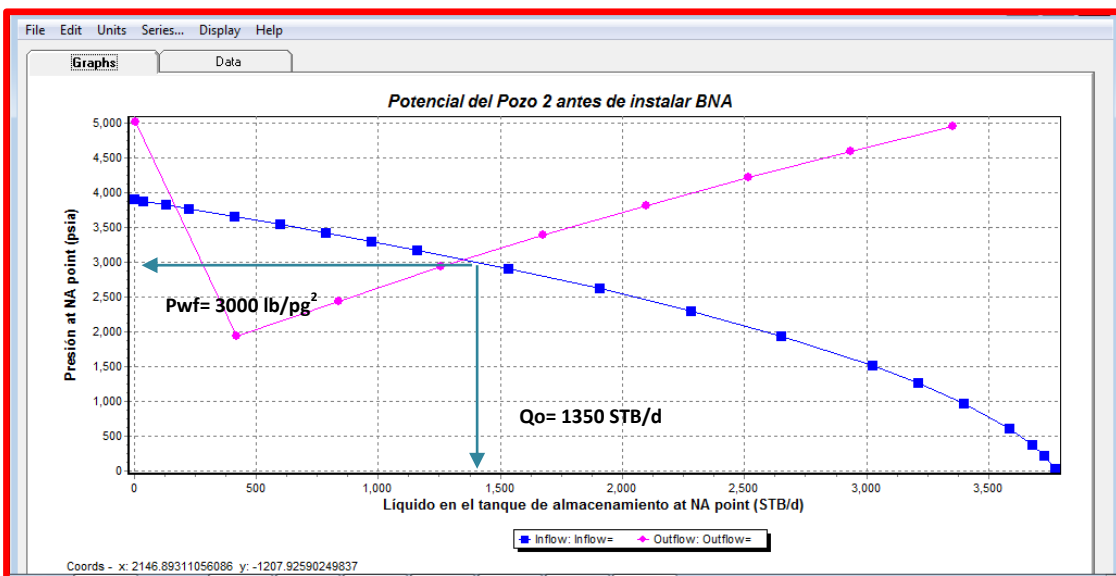


Fig.5.7.Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 2 antes de BNA.

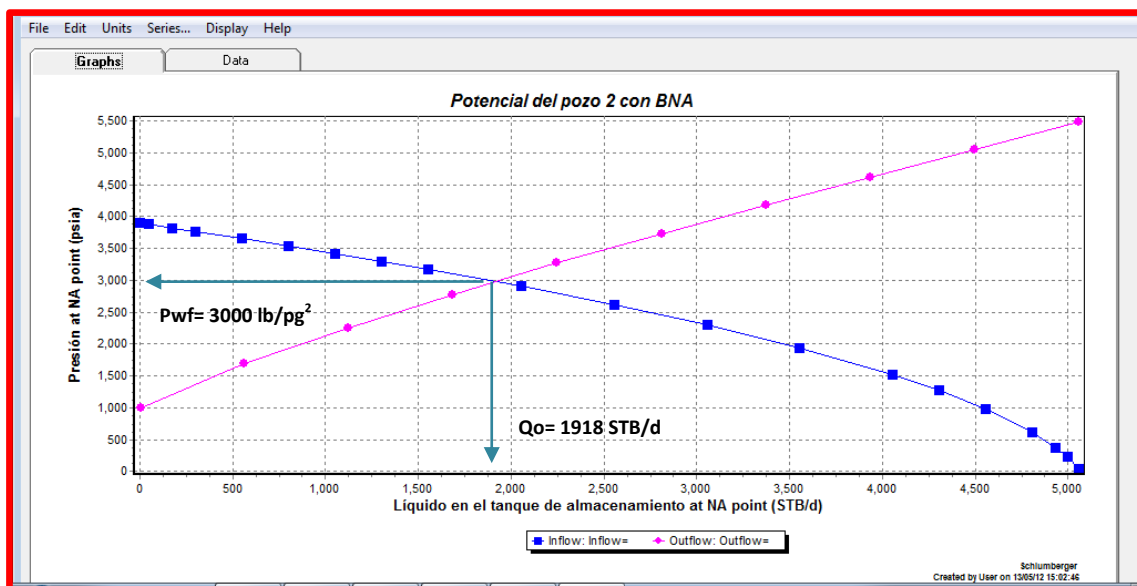


Fig.5.8.Comportamiento de afluencia y capacidad de transporte del Pozo 2 con BNA.

En la figura 5.7 y 5.8 se puede observar que la producción antes de instalar BNA es de 1350 bpd y después del BNA es de 1918 bpd, en este caso se mantuvo constante la P_{wf} en 1300 lb/pg^2 .

5.7 Costos de operación diaria de BNA

El BNA al ser un sistema autosustentable evita la compra de gas de inyección que proporciona la energía al pozo, en esta parte del capítulo se hará la comparación de los costos de operación diarios de los pozos simulados al producir con BNA y al producir inyectando nitrógeno como un BN convencional.

La práctica más común para proporcionar energía al pozo cuando éste no cuenta con redes de gas para el BN y BNA, se realiza comprando el gas para inyección. La compra de gas nitrógeno para inyectar al pozo es en promedio de \$6.90 pesos por metro cúbico. Esta operación resulta costosa cuando la cantidad de gas necesaria para la inyección al pozo es elevada.

La renta diaria del equipo de producción para un BNA depende de los mínimos requerimientos de compresión que necesite el pozo. Los requerimientos de compresión dependerán de la cantidad de gas de inyección, de la profundidad de inyección y otros factores.

La siguiente tabla muestra el costo de la renta diaria del BNA dependiendo de la potencia de los compresores y la cantidad de gas a inyectar

Tabla 5.3.- Costo de la renta diaria del BNA

| PARTIDA | CONCEPTO | UNIDAD | U.S.D. | PESOS MEX. |
|---------|---|--------|-----------|--------------|
| 1 | Servicio de operación continua del sistema integral de Bombeo Neumático Autoabastecido, para manejar de 1.0 a 1.5 MMPCD con motocompresor de 250 H.P. | Día | \$ 405.03 | \$ 13,312.08 |
| 2 | Servicio de operación continua del sistema integral de Bombeo Neumático Autoabastecido, para manejar de 1.0 a 2.0 MMPCD con motocompresor de 350 H.P. | Día | \$ 473.09 | \$ 17,186.36 |

El pozo 1 requiere de 25,485.16 m³ de gas de inyección. Esta cantidad de gas necesaria puede provocar altos costos de compra y transporte de gas si el pozo se localiza alejado de las zonas urbanas, provocando mayores gastos de operación.

Los mínimos requerimientos de compresión del pozo 1 con BNA es de 250 HP lo que nos daría un costo diario por la renta del equipo de \$405.03 dólares.

Si se produjera el pozo 1 con inyección de nitrógeno, el costo diario para producir el pozo sería de \$175,847.62 pesos, es un costo elevado para el poco aumento de gasto de producción que se obtiene al instalar el bombeo neumático en el pozo.

Tabla 5.4.- Costo de operación diaria pozo 1.

| Costo de operación diaria pozo 1 | |
|----------------------------------|--------------------|
| BNA | \$13,312.08 Pesos |
| Compra de nitrógeno | \$17,5847.62 Pesos |

El costo diario de la compra de nitrógeno para la inyección del pozo es muy alto, lo que convierte en no rentable al pozo. Para el caso del BNA instalado, el costo diario de la renta del equipo de producción es menor comparada cuando se inyecta nitrógeno provocando al pozo 1 rentable. Los mínimos requerimientos compresión del pozo 2 con BNA son de 350 HP, la renta diaria del equipo del BNA tiene un costo de \$473.09 dólares.

Si se inyectara el pozo 2 con nitrógeno el costo diario de producción sería de \$293,979.363 pesos, es un costo elevado provocando que no sea rentable.

Tabla 5.5.- Costo de operación diaria pozo 2.

| Costo de operación diario pozo 2 | |
|---|---------------------|
| BNA | \$17,186.36 Pesos |
| Compra de nitrógeno | \$293,979.363 Pesos |

Se observa que el costo diario al producir el pozo inyectando nitrógeno es elevado comparado con el costo al producir el pozo con BNA, la producción diaria que alcanzo el pozo 2 hace que el producir inyectando nitrógeno no sea una buena opción desde el punto de vista económico como en el pozo 1.

Al realizar el análisis de los costos de operación al producir un pozo con BNA o con inyección de nitrógeno, se observo que al producir con inyección de nitrógeno los costos de operación diarios son más elevados que al producir con BNA. Por lo tanto el BNA es una opción viable para producir un pozo cuando éste se encuentre lejos de las zonas urbanas, evitando la necesidad de comprar nitrógeno para mantener la producción de los pozos.

CONCLUSIONES

1. El Bombeo Neumático Autoabastecido fue inventado y presentado por primera vez, por el **M.I. José Ángel Gómez Cabrera** durante el congreso de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México realizado en la Ciudad de Oaxaca, Oaxaca en el año de 1998. Está identificado como un Sistema Artificial de Producción autosustentable, ya que su principio de operación se fundamenta principalmente, en que la fuente de energía asistida sea proporcionada por el propio gas de la formación productora, en apego estricto a las normas de seguridad y de preservación al medio ambiente, ya que se evita el venteo o quema de gas. La información del pozo y del yacimiento para su optimización y posterior implementación se sustenta en la información histórica de los pozos y de los fluidos del yacimiento y en el estado mecánico del aparejo de producción.
2. Posteriormente de la propuesta del BNA se realizaron pruebas piloto en el pozo Mora A y Vernet B, las cuales salieron satisfactorias y ahora es una opción viable para aplicar en campo.
3. Actualmente se encuentran operando pozos con el BNA de los campos de la Región Sur la cual su producción diaria es:

| Pozo | Producción promedio diaria (bpd) |
|----------------|----------------------------------|
| Palangre-1 | 845 |
| Palangre-DL1 | 1,677 |
| Chinchorro-1 | 2,309 |
| Chinchorro-2 | 2,639 |
| Chinchorro-3 | 1,079 |
| Yagual-3 | 1,657 |
| Yagual-11 TR-2 | 2,160 |
| Yagual-12 | 464 |
| Yagual-22 | 451 |
| Malva 201 | 483 |
| Pache 21 | 671 |
| Cunduacan 532 | 546 |
| Sunuapa 201 | 441 |
| Paredon-1D | 1049 |
| Bricol 1 DL | 986 |
| Paredon-3A | 425 |

Tabla 1.- Producción promedio diaria de los pozos operando con BNA en la Región Sur.

4. Así mismo, en la Región Norte se ha tomado como referente el BN autoabastecido para implementación de las macroperas autosustentables con el beneficio conveniente.
5. La optimización de los pozos se logra usando el análisis nodal. Esta metodología es la clave para mantener los pozos productores en buenas condiciones. Al hacer el estudio del SIP se puede verificar en qué parte de éste se presenta una anomalía y hacer un cambio o reparación de uno de sus componentes. Es erróneo pensar que al haber una disminución de la producción debe considerarse como primera opción la aplicación de un SAP, ya que sería una mala inversión si el problema pudiera ser resuelto con la optimización del SIP, es por eso que crea la importancia de conocer la metodología de optimización del SIP.
6. Con la aplicación del BNA las adecuaciones necesarias de los equipos de separación, medición, bombeo y compresión se realizan en la pera o macropera, de tal manera que la contrapresión superficial, que reduce del orden del 10 por ciento de la producción base del pozo, agrega valor al incrementarse la producción de crudo y de gas natural de ese pozo.
7. Con la optimización de esta tecnología se ha contribuido a reducir los costos de operación en más de 80%, eliminando la necesidad de inyectar nitrógeno en los pozos con el correspondiente costo de tratamiento.
8. El BNA elimina la necesidad de redes de gas para BN, tuberías de escurrimiento, tanques de almacenamiento y evita costos para la compra de gas cuando se puede reutilizar el gas producido en el sitio.
9. El BNA presenta una alta rentabilidad y permite un periodo corto de recuperación de la inversión aun para gastos de producción y precios de crudo relativamente bajos.
10. El BNA tiene varias opciones de implementación adecuándose a las condiciones del pozo, creando una mayor optimización, un ejemplo de esto es inyectar por tubería flexible, disparo puncher, válvula de inyección, terminaciones inteligentes, entre otras.
11. Al hacer la simulación con análisis nodal de los pozos 1 y 2 se demostró que en ambos casos aumentó su producción un 43% y 255% respectivamente de lo que producían sin la aplicación del SAP, también se observó que los costos de operación diarios al producir con BNA son menos costosos que produciendo con inyección de nitrógeno ya que implica la compra y transporte de este gas.
12. De acuerdo a la simulación realizada con análisis nodal se comprobó que las producciones reales que se están obteniendo en ambos pozos están optimizadas.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda intensificar la aplicación del BNA en aquellos campos que se tenga pensado en una primera estancia quemar el gas por no tener infraestructura superficial para recolectar los hidrocarburos.
2. La simulación del comportamiento de los pozos es una aproximación al comportamiento real, el grado de exactitud de la simulación dependerá de la cantidad de información que se tenga del pozo que se desea simular. Por ese motivo al interpretar el comportamiento de afluencia que se obtenga de una simulación, no debe solo basarse en las conclusiones simuladas por el software, sino también deben aplicarse los conocimientos requeridos en años de experiencia creando una conclusión más acercada a las condiciones reales.
3. Para su aplicación se necesita una RGA adecuada para que el sistema trabaje de manera óptima.
4. En la segunda etapa de explotación, cuando la productividad del pozo se vea reducida y la presión del yacimiento también decline considerablemente se puede continuar explotando con el mismo sistema artificial pero en forma intermitente.
5. Conforme se vaya requiriendo incrementar la profundidad del punto de inyección, serán modificados los módulos de compresión para disponer de la presión y volumen de gas necesario para inyectar a los pozos y las inversiones adicionales serán de poca consideración.
6. En la simulación de pozos implementados con BNA, antes y después de su instalación, demuestra la optimización de este sistema considerándolo como una de las mejores opciones para aplicar.
7. Las pruebas piloto deben de realizarse siempre que se trabaje con alguna nueva tecnología, para corregir todas las posibles fallas que presente y para obtener experiencia de ésta. Es por esto que con respecto al BNA ya no es necesario hacer pruebas piloto sino que se debe intensificar su aplicación en los campos petroleros donde éste sea el mejor sistema.
8. Después de conocerse cual es el SAP mejor candidato de acuerdo a las características del pozo, se debe hacer de manera inmediata un análisis económico para conocer la rentabilidad del proyecto. Provocando que en ocasiones aunque un SAP sea la mejor opción de acuerdo a sus aspectos técnicos podría no serlo económicamente. Para evitar lo antes mencionado, deben considerarse varios SAP's para instalar, sin olvidar las condiciones técnicas del pozo, y mediante una evaluación técnico-económica elegir el proyecto más rentable.

9. Una vez aplicado el mejor método para optimizar la producción del pozo es importante realizar una simulación del comportamiento del pozo a futuro para conocer la vida del pozo y planear cómo resolver este problema cuando se presente. El análisis puede realizarse por medio de un software comercial y a través del análisis de cada componente del SIP (TP, estrangulador, presión de separación, etc.)

BIBLIOGRAFÍA

- 1.-Ramirez Sabag, Jetzabeth; Productividad de pozos petrolero; Facultad de Ingeniería, UNAM; México 2007.
- 2.- Garaicochea, Petrirena Francisco “Transporte de Hidrocarburos por Ductos” Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México, 1991.
- 3.- Nájera Moreno, César Eugenio; Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal; PEMEX Exploración y Producción, Activo Integral Samaria Luna, Septiembre 2006.
- 4.- Castillo Rosales, José; Bombeo Neumático Continuo; Tesis Licenciatura; Facultad de Ingeniería, UNAM; México, 2005.
5. - Clegg J.D., Bucaram S.M. and Hein Jr N.W; New recommendations and comparison for artificial lift methods selection; SPE 24834, 1992.
- 6.- T.E.W. Nind; Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros; 1ª edición, México, 1987.
- 7.- Schlumberger Oilfield Services México y Centroamérica “WEC México 2010” México, 2010
- 8.-Gómez Cabrera, José Ángel; Producción de pozos 1; Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1985.
- 9.- Lucero Aranda, Felipe de Jesús; Apuntes de sistemas artificiales de producción; Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2011.
- 10.-Gómez Cabrera, José Ángel; Reactivación de pozos de alta productividad con bombeo neumático autoabastecido; Revista de Ingeniería Petrolera AIPM, diciembre de 1988, México.
- 11.-Lozada Aguilar, Miguel Ángel, Ramos Inestrosa, Ariel; Self-Sufficient System For Continuous Gas Lift In A Very Harmful Sour Gas Environment; SPE 74414, 2002.
- 12.- Tapia García, Carlos Fernando; Levantamiento artificial por gas autoabasteciendo en el pozo Vernet 259 utilizando tubería flexible como medio de conducción; Tesis de Especialidad en métodos artificiales de producción petrolera; Facultad de ingeniería, UNAM, 2004, asesor Carranza Becerra, Luis Jorge.

13.- Activo Integral Bellota-Jujo; Administración de Proyectos de Explotación; Universidad Veracruzana Campus Coatzacoalcos, 2011.

14.- Departamento de Diseño del Activo Integral Bellota-Jujo, Pemex; Comalcalco, Tabasco.

15.- Gómez Cabrera, José Ángel; Manejo de la Producción en la Superficie; Facultad de Ingeniería, UNAM; México 1987.

NOMENCLATURA

| Variable | Descripción |
|-----------------------|--|
| " | Pulgadas |
| % | Porcentaje |
| %W | Corte de agua |
| ° | Grados |
| °API | Densidad del Aceite |
| °C | Grados centígrados |
| °F | Grados Fahrenheit |
| μ_g | Viscosidad del gas |
| μ_o | Viscosidad del aceite |
| μ_w | Viscosidad del agua |
| B/D | Barriles por día |
| BEC | Bombeo Electrocentrífugo Sumergido |
| Bg | Factor de volumen del gas |
| BH | Bombeo Hidráulico |
| BM | Bombeo Mecánico |
| BN | Bombeo neumático |
| BNA | Bombeo neumático autoabastecido |
| BNC | Bombeo neumático continuo |
| BNI | Bombeo neumático intermitente |
| Bo | Factor de volumen del aceite |
| BPD | Barriles por día |
| Bw | Factor de volumen del agua |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| D | Diámetro |
| d _{1,2,n} | Diámetros |
| DI | Diámetro interno |
| dpwf | Diferencial de presión de fondo fluyendo |
| dq | Diferencial del gasto |
| EF | Eficiencia de flujo |
| g/cc | Gramo sobre centímetro cúbico |
| G | Gas |
| H ₂ S | Ácido Sulfhídrico |
| HP | Caballos de fuerza |
| ID | Diámetro interno |
| IP | Índice de productividad |
| IPR | Comportamiento de afluencia |
| J | Jurásico Superior Tithoniano |
| JST | Índice de Productividad |
| K | Permeabilidad |
| KI | Cretácico Inferior |
| KSAN | Cretácico Superior Agua Nueva |
| Kg/cm ² /m | Gradiente de presión |

| | | |
|----------------------|-------|--|
| Kilogramo | sobre | SAP |
| centímetro | | S _G |
| cuadrado | | S _g |
| Kh | | Capacidad de flujo |
| Kh | | Permeabilidad horizontal |
| Km ² | | Kilómetros cuadrados |
| Kv | | Permeabilidad vertical |
| L | | Líquido |
| Lb | | Libras |
| LDD | | Línea de descarga |
| LPG | | Gas licuable de petróleo |
| m | | Metro |
| m | | Pendiente |
| m ³ | | Metro cúbico |
| MMPC | | Millones de pies cúbicos |
| MMPCSD | | Millones de pies cúbicos de gas a condiciones estándar |
| MSCF/día | | Miles de pies cúbicos por día |
| N ₂ | | Nitrógeno |
| Ø _{1,2,3,n} | | Diámetros |
| OD | | Diámetro externo |
| P.I. | | Profundidad interior |
| P1 | | Pozo uno |
| P2 | | Pozo dos |
| Pb | | Presión de burbuja |
| PCP | | Bombeo de cavidades progresivas |
| PEMEX | | Petróleos Mexicanos |
| PEP | | Pemex Exploración y Producción |
| Pg | | Densidad del gas |
| Pie | | Pie |
| pie ³ /lb | | Pie cúbico sobre libra |
| Ple | | Presión en la línea de escurrimiento |
| Pr | | Presión del yacimiento |
| Ps | | Presión de separador |
| Psep | | Presión de separador |
| Psig | | lb/pg ² |
| PVT | | Prueba de laboratorio de Presión-volumen-temperatura |
| Pwf | | Presión de fondo fluyendo |
| Pwh | | Presión en la cabeza del pozo |
| Pwh _u | | Presión en la cabeza del pozo |
| Q, q | | Gasto |
| Qb | | Gasto bruto |
| Qg | | Gasto de gas |
| qlím | | Gasto límite |
| qmáx | | Gasto máximo |
| RGA | | Relación gas-aceite |
| RGL | | Relación gas-líquido |
| Rs | | Relación de solubilidad |

| | | |
|------------------------------------|----|--|
| Sistemas | | Densidad relativa del gas |
| Artificiales | de | Saturación de gas |
| Producción | | SIP |
| | | Sistema Integral de Producción |
| S_o | | Saturación de aceite |
| S_w | | Saturación agua |
| T | | Temperatura |
| TF | | Tubería flexible |
| TP | | Tubería de Producción |
| TR | | Tubería de revestimiento |
| T_y | | Temperatura del yacimiento |
| VSD | | Controlador de velocidad variable |
| $\Delta p_1 = P_{ws} - P_{wsf}$: | | Pérdidas de presión en el yacimiento. |
| $\Delta p_2 = P_{wfs} - P_{wf}$: | | Pérdidas de presión en el radio de daño. |
| $\Delta p_3 = P_{ur} - P_{dr}$: | | Pérdidas de presión por restricciones en la T.P. |
| $\Delta p_4 = P_{usv} - P_{dsv}$: | | Pérdidas de presión en la válvula de seguridad. |
| $\Delta p_5 = P_{th} - P_e$: | | Pérdidas de presión en el estrangulador superficial. |
| $\Delta p_6 = P_e - P_s$: | | Pérdidas de presión en la línea de flujo. |
| $\Delta p_7 = P_{wf} - P_{th}$: | | Pérdidas de presión totales en la T.P. |
| $\Delta p_8 = P_{th} - P_s$: | | Pérdidas de presión en el estrangulador y la L.D. |
| P_g | | Pulgadas |
| Y_g | | Densidad relativa del gas |
| Y_o | | Densidad relativa del aceite |

APÉNDICE I

Mínimos Requerimientos de Compresión

Las condiciones de operación en un sistema en etapas, pueden determinarse con el fin de disminuir los costos o potencia de compresión requerida para transportar el gas.

Los costos pueden ser muy significativos, ya que generalmente se liberan grandes volúmenes de gas en las baterías de separación; por especificaciones de diseño.

El gas debe llegar a las plantas de tratamiento a una presión de 1000 lb/pg² después de vencer las caídas de presión en los gasoductos.

El método consiste en asignar presiones a las etapas de separación, realizar los cálculos de equilibrio vapor-líquido y estimar los valores de la potencia necesaria para comprimir el gas separado. Esto se repite con todas las presiones posibles en las etapas de prueba y se eligen las presiones que proporcionen el valor mínimo de potencia requerida. El método supone la instalación independiente de un compresor por etapa de separación, cuya presión de succión es la presión de separación y la de descarga es la presión necesaria para enviar el gas a la planta de tratamiento.

En la aplicación del método es necesario disponer previamente de los siguientes datos:

- 1) El número de etapas de separación.
- 2) La temperatura de cada etapa.
- 3) La composición de la corriente que se alimenta al sistema.
- 4) La presión de envío a la planta de tratamiento del gas (Presión de descarga de las compresoras).

El procedimiento utilizado es iterativo y en cada iteración se asignan valores de presión a cada una de las etapas intermedias, obteniéndose el volumen de gas separado y la potencia necesaria para comprimir el gas y poder enviarlo a la planta de tratamiento.

Las presiones en la primera y última etapa por lo general, permanecen fijas, ya que la presión en la primera etapa será la de envío a la planta de tratamiento o a la que llegue la corriente de hidrocarburos a la batería de separación; para la última etapa la presión será la del tanque de almacenamiento, la cual equivale prácticamente a la especificada por las condiciones estándar.

El proceso se repite para todos los posibles valores de presión en cada etapa, hasta encontrar aquellos con los que se obtenga la mínima potencia.

El gasto de gas liberado en la etapa j, se determina por la siguiente ecuación:

$$q_{qj} = \frac{RGA_j q_o}{10^6}$$

Q_g gasto, de gas liberado en la etapa j, en millones de pie cúbico por día a condiciones estándar.

RGA_j, relación gas aceite en la etapa j, pie³/bl.

Q_o, gasto de aceite de alimentación al sistema, en bl/día a condiciones estándar.

La relación gas-aceite liberado en la etapa j (RGA); se puede obtener por medio de cálculos de equilibrio vapor-líquido. Sin embargo, para fines prácticos se pueden utilizar correlaciones PVT como la de Vázquez, Standing, etc. O ecuaciones de estado como Peng-Robinson, Soave, etc.

La potencia teórica para incrementar la presión del gas separado en cada etapa, se calcula mediante la siguiente expresión.

$$H P = 44.5 N_c \left[(R_c)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \left(\frac{K}{K-1} \right) \frac{Q_g}{1 \times 10^6}$$

Donde:

HP: Potencia teórica, en caballos de fuerza (HP).

N_c: Número de pasos de compresión.

R_c: Relación de compresión, P_d/P_s

K: Relación de calores específicos, C_p/C_v

Q_g: Gasto de gas liberado en la etapa j, en millones de pie cúbico por día a condiciones estándar.

La presión de descarga de las compresoras (P_d) corresponde a la presión de envío mientras que la presión de succión (P_s), corresponde a la de separación. La relación de compresión (R_c) se define como la presión de descarga entre la de succión (P_d/P_s), se recomienda que su valor sea menor de cuatro. Esta limitación es debida a que al aumentar la relación de compresión, disminuye la eficiencia mecánica de las compresoras y se incrementan los esfuerzos a que se somete el equipo. Cuando el valor de la compresión resulte mayor de cuatro, el proceso de compresión debe realizarse en varios pasos o etapas.

Para calcular el número de pasos de compresión se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_c = \left(\frac{P_d}{P_s} \right)^{\frac{1}{N_c}}$$

Donde:

Rc: relación de compresión; debe ser menor que cuatro.

Pd: Presión de envío a la planta de tratamiento, (lb/pg²) absoluta.

Ps: Presión de separación, (lb/pg²) absoluta.

Nc: Número de pasos de compresión.

Un ejemplo para el cálculo de la relación de compresión es:

$$P_d = 1000 \text{ (lb/pg}^2\text{)a}$$

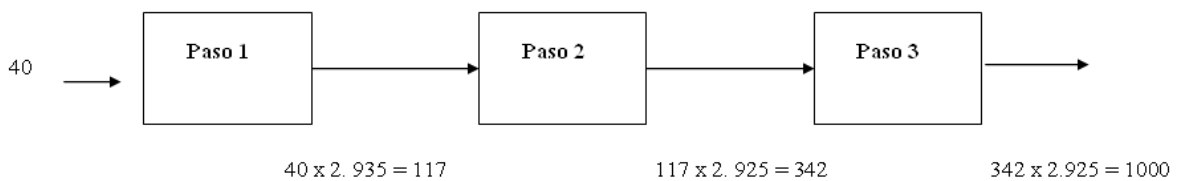
$$P_s = 40 \text{ (lb/pg}^2\text{)a}$$

$$N_c = 1 \quad R_c = \left(\frac{1000}{40} \right) = 25$$

$$N_c = 2 \quad R_c = \left(\frac{1000}{40} \right)^{\frac{1}{2}} = 5$$

$$N_c = 3 \quad R_c = \left(\frac{1000}{40} \right)^{\frac{1}{3}} = 2.925 < 4$$

Considerando:



La relación de calores específicos (k), se ha determinado para hidrocarburos gaseosos de diferentes pesos moleculares a la temperatura de 150 °F, y se obtiene con la siguiente expresión:

$$K = \frac{1545.31 - \left[2387983 - 2328.4(1041.31 - PM_g) \right]^{\frac{1}{2}}}{1164.2}$$

Donde:

K: relación de calores específicos medidos a 150 °F.

PMg: Peso molecular del gas.

La potencia requerida por etapa se calcula dividiendo la potencia teórica (HP) entre la eficiencia de compresión (E_c). Este último valor se obtiene mediante la correlación empírica que está en función de la relación de compresión y es:

$$E_c = 0.969882 - \frac{0.480065}{R_c}$$

Donde:

E_c : Eficiencia de compresión.

R_c : Relación de compresión.

Por lo tanto, la potencia real de compresión es:

$$BHP = \frac{HP}{E_c}$$

Donde:

BHP: Potencia real en la etapa j, (HP)

HP: potencia teórica en la etapa j, (HP)

E_c : Eficiencia de compresión.

Una vez calculada la potencia real requerida para transportar el gas separado en cada etapa del sistema se suman para obtener la potencia real total, la cual se grafica respecto a las presiones asignadas a cada etapa, ver figura A.1.

Cuando la potencia alcance su valor mínimo, las presiones en cada etapa serán las óptimas para minimizar los costos por compresión del gas separado en el sistema.

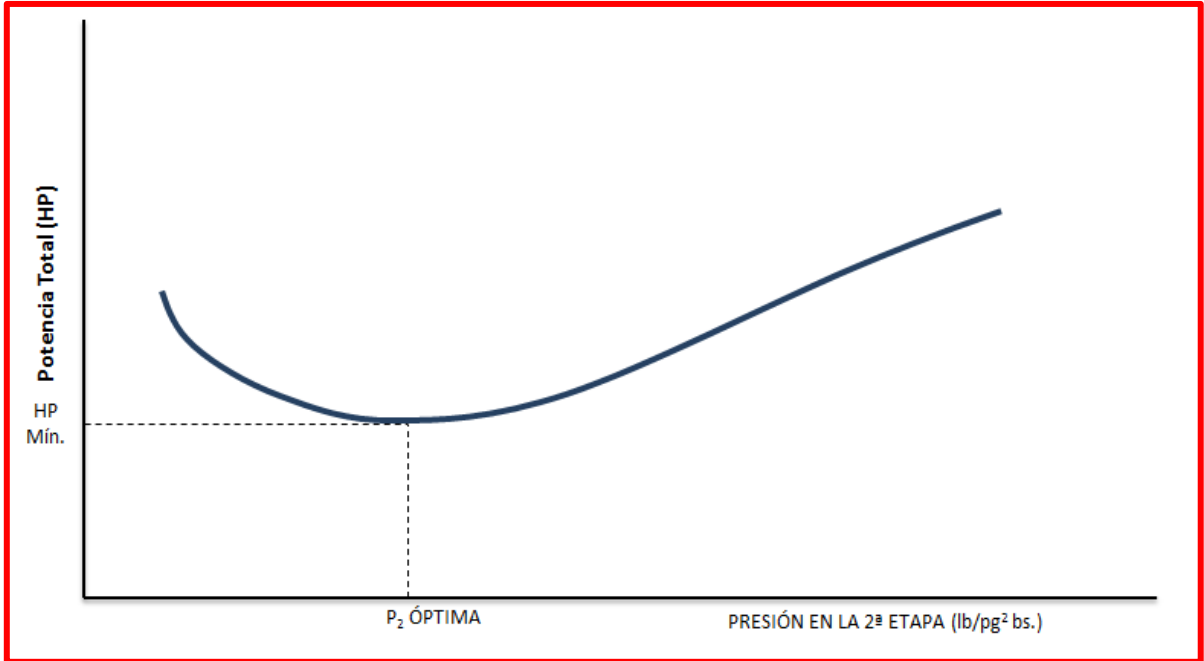


Fig. A.1.- Gráfica de potencia óptima para el método de Mínimo Requerimientos de Compresión.

Si se tiene más etapas de separación, el procedimiento seguido es similar excepto que se fijan unas presiones y se suponen otras teniendo como datos la presión en la primera y en la última etapa.

En este caso, se grafican todas las presiones de cada etapa con respecto a su potencia requerida. Se comparan las potencias mínimas para cada etapa y aquella etapa que tenga la menor potencia mínima requerida será la presión óptima.