



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN POZOS JOC-551, JOC-542 Y PM-125 DE LA UNIDAD DE
EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS, DISTRITO MORICHAL, PDVSA**

**REALIZADO POR:
ELOINYS STEFANIA MORAO MÁRQUEZ**

**Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial para
Optar al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN POZOS JOC-551, JOC-542 Y PM-125 DE LA UNIDAD DE
EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS, DISTRITO MORICHAL, PDVSA

REALIZADO POR:

ELOINYS STEFANIA MORAO MÁRQUEZ

C. I: 19.080.220

REVISADO POR:


Ing. Milagros Sucre
Asesor Académico


Ing. Eduardo Rojas
Asesor Industrial


Ing. María García López
Co - Asesor Académico

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA


EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN POZOS JOC-551, JOC-542 Y PM-125 DE LA UNIDAD DE
EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS, DISTRITO MORICHAL, PDVSA

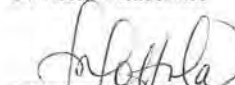
REALIZADO POR:
ELOINYS STEFANIA MORAO MÁRQUEZ
C. I: 19.080.220

APROBADO POR:


Ing. Milagros Sucre
Asesor Académico


Ing. María García
Co-Asesor Académico


Ing. Alicia Da Silva
Jurado Principal

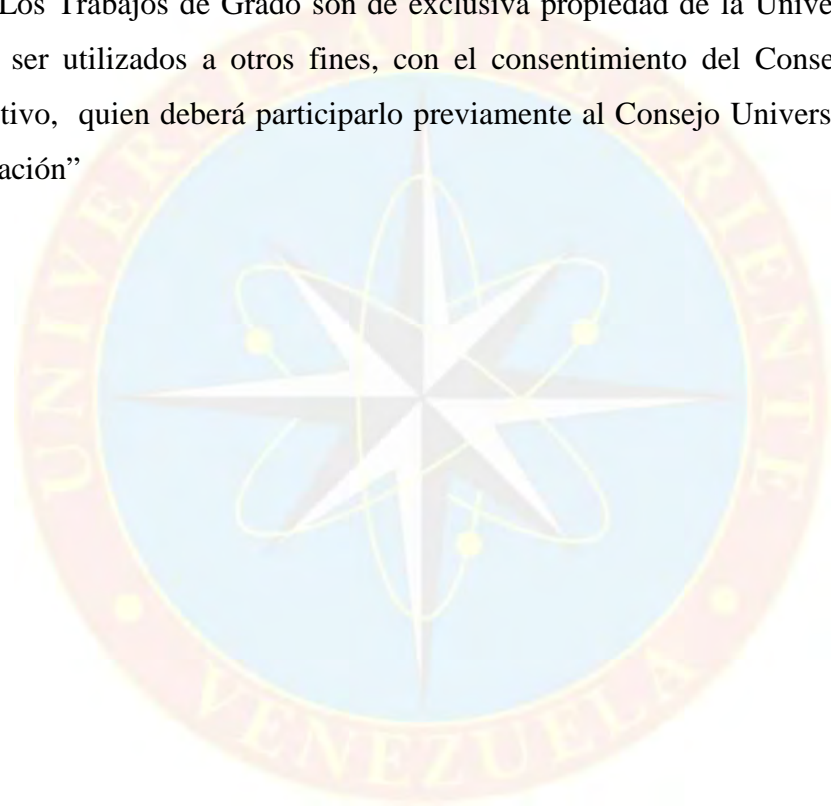

Msc. Fabiola Mottola
Jurado Principal

MATURÍN, OCTUBRE DE 2013

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”



DEDICATORIA

Primeramente a *Dios todopoderoso* por haberme guiado durante todos estos años y así poder cumplir una de mis más anheladas metas como lo es mi trabajo de grado.

A *Ilonis Márquez* , todo lo que logrado madre lo he hecho gracias a tí, este triunfo más que mío es tuyo, eres mi más grande inspiración y tú más que nadie sabe todo lo que me ha costado conseguir mis metas, me has enseñado la perseverancia y la paciencia, herramientas que aplicare toda la vida, te amo mami.

A mi abuela *Omaira Martínez*, aunque no estés físicamente conmigo sé que estarías feliz de verme lograr mis metas.

A mi padre *Eloy Morao*, sé que este triunfo te llenara de emoción y de sentimientos encontrados, espero que te sientas contento, porque lo logramos.

A mi novio *Luis Marín*, eres parte importante de este logro y has estado conmigo en todo momento, eres la persona que durante mis estudios ha estado siempre a mi lado.

A mi abuelo *Vicente Marcano*, por estar siempre dándome las fuerzas necesarias para concluir mi carrera universitaria, de igual manera a mis **tíos, tías, primos, primas y familiares en general.**

A *Mario Flandinete*, por ofrecerme su apoyo incondicional durante todos estos años.

AGRADECIMIENTOS

A *DIOS* por iluminar mi camino en los momentos difíciles de mi carrera universitaria y sobre todo en mi tesis.

A mi madre (*Ilonis Márquez*), Gracias madre por creer siempre en mí y por tu apoyo incondicional, por estar conmigo en los momentos de tristezas y felicidades, no existen palabras para expresar mi agradecimiento hacía tí. Lo eres todo en mí mundo

A mi padre (*Eloy Morao*), su apoyo en estos años de carrera universitaria ha sido primordial, gracias por estar presente en esta etapa de mi vida.

A mi novio (*Luis Marín*), por estar conmigo en los momentos en que decaía y darme la fuerza necesaria para continuar.

A mi tutor industrial (*Eduardo Rojas*), por tener el tiempo y la paciencia necesaria para ayudarme en todo lo que necesite en esta gran industria, has sido un buen maestro, gracias por todo.

Gracias a la Casa más alta (*Universidad de Oriente – Núcleo Monagas*), porque en ella adquirí mis conocimientos profesionales.

A *PDVSA, Distrito Morichal*, por darme la oportunidad de realizar mi trabajo de grado en esta gran industria.

A mis tutoras académicas (*Milagros Sucre y María García*), gracias por tener el tiempo para compartir conmigo sus conocimientos a lo largo de mi carrera universitaria y en la realización de este trabajo de grado.

A todo el personal de la gerencia de Producción, de manera especial a *Yoelvis Angulo y Dennys Liscano*, Gracias por su tiempo y enseñanzas.

A todo el personal que labora en *PICV*, de manera especial a *Marglen Zurita, Betty Rivas, Ronny Añez, Carlos Navarro, Gilberto Guevara, Octavio Salazar, José Vásquez, José Mayo, Lioger Brito, Joel Farías, y Epifanio Millán*.

A todo el departamento de optimización, de manera especial a *Henry Vera*, por enseñarme todo lo que estuvo a su alcance y guiarme para concluir mi trabajo de grado, mil gracias, estaré eternamente agradecida.

A *Anyalfred Cortéz*, por ofrecerme su ayuda en todo momento, sobre todo en los lapso de obtención de datos para el cumplimiento de los objetivos de mi tesis, gracias.

Al personal del Centro de Análisis Morichal- Laboratorio de Petróleo, de manera especial a *Carlos Rojas y Elío Aranguren* por su valiosa colaboración.

A mis tíos *Yasmir Morao y Henry Castillo*, por formar parte de este logro, muchas gracias por su hospitalidad y apoyo incondicional.

A (*Mario Flandinete*) por ser parte de este logro y estar siempre pendiente de mis necesidades durante todo este tiempo como un padre, gracias por eso y por más.

A (*José Laréz y María Cabezas*), gracias por estar siempre pendiente de mis avances en mi trabajo de grado, y por ayudarme en todo lo que estuvo a su alcance.

A la *familia Marín Cortéz*, por su apoyo incondicional y por estar siempre pendiente de mis progresos durante mi carrera universitaria y sobre todo en mi trabajo de grado.

A mis amigos tesista, gracias por todos los momentos vividos, solo ustedes saben las verdes y las maduras que hemos pasados, de forma especial a *Yenirée Guzmán, Bibiana García, Yolibeth, Gonzáles, Gregory Mena y René Navarrete*.

A *Jhulibeth Molina*, gracias amiga por tu tiempo y disposición para ayudarme en los momentos que lo que necesité.

A *Abniel Rojas* gracias por tu colaboración diaria durante todo este tiempo de realización de mi trabajo de grado, estaré siempre agradecida contigo.

ÍNDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
LISTA DE GRÁFICOS	xiii
LISTA DE ABREVIATURAS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	5
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA	6
2.3 BASES TEÓRICAS	8
2.3.1 Bombeo mecánico (BM)	8
2.3.1.1 Componentes del sistema (BM).....	9
2.3.1.2 Rango de aplicación del Bombeo Mecánico (BM).....	13
2.3.1.3 Desventajas del bombeo mecánico	13
2.3.2 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)	14
2.3.2.1 Componentes del sistema BCP.....	14
2.3.2.2 Parámetros de aplicación de Bombeo de Cavidades progresivas (BCP).....	16
2.3.3 Levantamiento artificial por gas (LAG)	17
2.3.3.1 Componentes del sistema de LAG	18
2.3.3.2 Parámetros de aplicación de levantamiento artificial por gas	20
2.3.4 Bombeo Electrosumergible (BES)	20
2.3.4.1 Componentes del sistema de BES	21
2.3.4.2 Parámetros de aplicación del método de BES	25
2.3.5 Análisis nodal	26
2.3.6 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales	26
2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS	27
CAPÍTULO III	29

MARCO METODOLÓGICO	29
3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	29
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	29
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	30
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	30
3.4.1 Análisis de los problemas operacionales del método de levantamiento artificial actual en cada uno de los pozos en estudio y su consecuente afectación de producción	30
3.4.2 Identificación de las condiciones de fondo y superficie, necesarias para la implantación del nuevo método	31
3.4.3 Evaluación de la factibilidad técnica del nuevo método de levantamiento artificial a implementar	32
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	33
3.5.1 Técnicas	33
3.5.2 Instrumentos	34
3.6 RECURSOS	35
3.6.1 Recursos Humanos	35
3.6.2 Recursos tecnológicos y materiales	35
3.6.3 Recursos Financieros	35
CAPÍTULO IV	38
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	38
4.1 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL EN CADA UNO DE LOS POZOS EN ESTUDIO Y SU CONSECUENTE AFECTACIÓN DE PRODUCCIÓN	38
4.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE FONDO Y SUPERFICIE NECESARIA PARA LA IMPLANTACIÓN DEL NUEVO MÉTODO	46
4.3 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL NUEVO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A IMPLEMENTAR	52
CAPÍTULO V	78
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
5.1 CONCLUSIONES	78
5.2 RECOMENDACIONES	79
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	81
APÉNDICES	80
HOJA DE METADATOS	80

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	6
Figura 2.2 Ubicación Geográfica de la U.P PESADO.....	7
Figura 2.3 Componentes del Sistema BM.....	9
Figura 2.4 Componentes del Sistema BCP.....	15
Figura 2.5 Componentes del Sistema LAG.....	18
Figura 2.6 Componentes del Sistema BES	21



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1 Fallas o eventos del pozo JOC-551.....	39
Tabla 4.2 Fallas o eventos del pozo JOC-542.....	44
Tabla 4.3. Fallas o eventos del pozo PM-125.....	45
Tabla 4.4 Condiciones de superficie de los pozos objeto de estudio.....	47
Tabla 4.5 Condiciones de fondo de los pozos objeto de estudio.....	47
Tabla 4.6 Evaluación del pozo JOC-551 de acuerdo al rango de aplicabilidad.....	49
Tabla 4.7 Evaluación de los pozos JOC – 542 y PM - 125 de acuerdo al rango de aplicabilidad.....	51
Tabla 4.8. Características del Pozo JOC - 551.....	53
Tabla 4.8 Continuación de características del pozo JOC-551.....	53
Tabla 4.9 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BM).....	55
Tabla 4.10 Sensibilización de variación de la velocidad pozo JOC-551.....	56
Tabla 4.11. Variación de las velocidades con bomba ARHA 3 ½plg en pozo.....	57
Tabla 4.12 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BCP).....	58
Tabla 4.13 Sensibilización al variar con 200 RPM el pozo JOC-551.....	60
Tabla 4.14 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BES).....	61
Tabla 4.15 Sensibilización de las etapas en pozo JOC-551.....	62
Tabla 4.16 Sensibilización de la velocidad pozo JOC-551.....	63
Tabla 4.17 Modelo definitivo del pozo JOC-551 (LAG).....	65
Tabla 4.18. Características del pozo JOC-542.....	67
Tabla 4.18 Continuación, característica del pozo JOC-542.....	68
Tabla 4.19 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BM).....	69
Tabla 4.20 Sensibilización de la velocidad del pozo JOC-542.....	70
Tabla 4.21. Variación de las velocidades con bomba ARHA 3 ½ pulg en pozo JOC-542.....	71
Tabla 4.22 Variación de las velocidades con bomba ATH 4 ½ pulg en pozo JOC-542.....	71
Tabla 4.23. Características del Pozo PM – 125.....	73
Tabla 4.23 Continuación de características del pozo PM-125.....	73
Tabla 4.24 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BM).....	75
Tabla 4.25 Sensibilización de las velocidades pozo PM-125.....	76
Tabla 4.26 Variación de las velocidades con bomba ATH 4 ½ plg en pozo.....	77
PM-125.....	77
Tabla 4.27 Resumen de los Pozos JOC-542 y PM - 125.....	79

LISTA DE GRÁFICOS

Pág.

Gráfica 4.1 Porcentaje de las fallas o eventos del pozo por afectación de producción JOC-551.....	40
Gráfica 4.2 Porcentajes de fallas o eventos del pozo por afectación de producción JOC-542.....	44
Gráfica 4.3 Porcentajes de las fallas o eventos del pozo por afectación de producción PM - 125.....	46
Gráfica 4.4 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BM).....	55
Gráfico 4.5 Sensibilización de variación de la velocidad pozo JOC-551 (BM).	56
Gráfico 4.6 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BCP).....	58
Gráfico 4.7 Sensibilización al variar los RPM del pozo JOC-551.....	59
Gráfico 4.8 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BES).....	61
Gráfico 4.9 Sensibilización de las etapas en pozo JOC-551.....	62
Gráfico 4.10 Sensibilización de la velocidad pozo JOC-551.....	63
Gráfico 4.11 Modelo definitivo del pozo JOC-551 (LAG).....	64
Gráfico 4.12 Sensibilización de la tasa de inyección de gas.....	65
Gráfico 4.13 Sensibilización de caudal con respecto a la inyección de gas.....	66
Gráfica 4.14 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BM).....	69
Gráfica 4.15 Sensibilización de la velocidad del pozo JOC-542.....	70
Gráfica 4.16 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BM).....	75
Gráfica 4.17 Sensibilización de las velocidades pozo PM-125.....	76

LISTA DE ABREVIATURAS

% A y S:	Porcentaje de Agua y Sedimentos
°F:	Grados Fahrenheit
°API:	Gravedad establecida por el Instituto Americano del Petróleo
BBPD:	Barriles Brutos por Día
BCP:	Bombeo por Cavidades Progresivas
BES:	Bombeo Electrosumergible
BM:	Bombeo Mecánico
BNPD:	Barriles Netos por Día
BPD:	Barriles por Día
BTPD:	Barriles totales por Día
Cp:	Centipoise
EPM:	Emboladas por minutos.
Hz:	Hertz
LAG:	Levantamiento Artificial por Gas
LPC:	Libras por Pulgada Cuadrada
MMPCND:	Millones de pies Cúbicos Normales por Día
MMPCG:	Millones de pies cúbicos de gas
PCN/BN:	Pies Cúbicos Normales/ Barriles normales
PDVSA, E & P:	Petróleo de Venezuela Sociedad Anónima, Exploración y Producción
Pulg:	Pulgadas
Pwf:	Presión de fondo fluyente (Pressure Well Flowing)
Pws:	Presión estática de fondo (Pressure Well Static)
Q:	Caudal
Q _{máx} de iny.:	Tasa de inyección máxima
RGP:	Relación Gas Petróleo
RPM:	Revoluciones por Minuto



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

**EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODO DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN POZOS JOC-551, JOC-542 Y PM-125 DE LA UNIDAD DE
EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS, DISTRITO MORICHAL, PDVSA**

RESUMEN

AUTOR:

Eloinys Stefania Morao Márquez
C.I: 19.080.220
Octubre del 2013

ASESORES:

Ing. Milagros

Sucre

Ing. María

García

Ing. Eduardo

Rojas

La investigación realizada tuvo como finalidad evaluar un posible cambio de método de levantamiento artificial en tres pozos del Distrito Morichal los cuales producen actualmente mediante Bombeo Mecánico, presentando pérdida en la producción de aproximadamente 13.676 Bls en los últimos dos años; ocasionada por diversos factores como lo son los problemas eléctricos de alta y baja tensión, correas rotas, equipos de bombeo, entre otros; en tal sentido se analizaron cada uno de los problemas detectados y se pudo conocer cómo se afectó la producción durante el

período en estudio (2010-2012), determinándose que el pozo con mayor pérdida de producción es el JOC - 551 del campo Jobo, cuya falla principal se presenta por el reemplazo de balancín; seguidamente se identificaron las condiciones de fondo y superficie en cada pozo para conocer sí las mismas, se adaptan favorablemente a los requerimientos y exigencias que debe poseer cada uno de ello, para ser completado con otro método de levantamiento artificial. Para constatar los resultados obtenidos se realizó una evaluación técnica mediante la utilización del software PIPESIM 2011 que permitió inferir lo siguiente: en el caso de pozo PM-125 realizar cambio de método de bombeo mecánico a Bombeo de cavidades progresivas con la finalidad de optimizar la producción del mismo. Para pozo JOC-542 aplicar método de bombeo de cavidades progresivas si se trata de disminuir la ocurrencia de fallas operacionales, sin embargo si lo que se quiere es obtener un mejor ganancial de producción sería suficiente colocar una bomba de mayor caudal o capacidad y para el pozo JOC-551 resultó más favorable mantener el método de producción inicial, pero disminuyéndole la velocidad.

INTRODUCCIÓN

El Distrito Morichal, específicamente, la Unidad de Extracción de Crudos Pesados, está conformado por los campos Morichal, Jobo y Pilón. Cada uno de estos campos están constituidos por varias estaciones de flujo, con una totalidad de 256 pozos activos, los cuales operan con diferentes métodos de levantamiento artificial tales como: bombeo mecánico (BM), levantamiento artificial por gas (LAG), bombeo electrosumergible (BES) y bombeo de cavidades progresivas (BCP), los cuales extraen crudo pesado de 8 y 15°API. No obstante la eficiencia de estos métodos, en algunos casos es insuficiente, para aprovechar la capacidad productiva de un determinado pozo.

Los métodos de levantamiento artificial consisten en extraer los fluidos del yacimiento mediante la aplicación de fuerzas y energías ajenas al pozo. Su principal objetivo es maximizar el diferencial de presión entre el conjunto yacimiento y pozo para provocar la mayor afluencia de fluidos sin que se generen problemas de migración de finos o arenamientos, entre otros.

En la vida productiva de un pozo la presión del yacimiento disminuye, haciéndose necesario la aplicación de métodos de levantamiento artificial que permitan minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora. Los pozos JOC-551, JOC-542 y PM-125 del Distrito Morichal actualmente producen por bombeo mecánico, pero su producción no ha sido considerada eficiente porque los mismos presentan problemas por su alta viscosidad y producción de sólidos, lo que es una limitante en este tipo de métodos que maneja altos costos de mantenimiento. Por lo tanto, esta investigación se realizó con el fin de evaluar el cambio de métodos de levantamiento artificial a los pozos antes mencionados, con énfasis a mejorar la producción de los mismos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Distrito Morichal se localiza geográficamente al sur de la Ciudad de Maturín, Estado Monagas, perteneciente a la División Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco, bajo la dirección de Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima Exploración y Producción (PDVSA E. y P). Está conformado principalmente por dos unidades de extracción de crudos Pesados y Extrapesados, que manejan la producción de los campos Morichal, Jobo, Pílon y Cerro Negro.

La producción de crudos en esta área se realiza a través de la utilización de métodos de levantamiento artificial con el fin de aportar la energía externa necesaria que permita elevar el crudo desde el pozo hasta la superficie, debido a la alta viscosidad del fluido y la baja presión del yacimiento. En ocasiones, el método de levantamiento artificial seleccionado para la producción de un determinado pozo presenta fallas en su funcionamiento o en la variación de producción de agua, crudo y/o gas, requiriendo de mejoras, inclusive la sustitución del método, por otro que permita obtener un mayor recobro del pozo. La recuperación requiere de una inversión de largo plazo, debido a la alta viscosidad del crudo; la cual aumenta las dificultades de transporte y de obtención del producto comercial.

En los últimos dos años la producción de petróleo en los pozos JOC-551, JOC-542 y PM-125, ha sido afectada por problemas operacionales. Éstos se encuentran funcionando a través de levantamiento artificial por bombeo mecánico, sin embargo, presentan constantes fallas, debido a daños en las bombas, alto costos de mantenimiento, arenamiento, altas viscosidades, problemas en el motor y roturas en

las correas trayendo como consecuencia una inminente producción diferida. Este tipo de método no es el más adecuado para la producción de crudos con altos porcentaje de sólidos, lo que permite, proponer otros que sean más factibles, que puedan estimular el límite de producción en los pozos en estudio y, que a su vez generen incremento en la producción diaria del campo. En tal sentido, surgió la necesidad de efectuar esta investigación que tiene como fin evaluar el cambio de método de levantamiento artificial en los pozos antes mencionados pertenecientes a los campos Jobo y Pílon, debido a su producción diferida, y así cumplir con los compromisos adquiridos.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Evaluar el cambio de método de levantamiento artificial en los pozos JOC-551, JOC-542 y PM-125 de la unidad de extracción de crudos pesados del Distrito Morichal de PDVSA.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar los problemas operacionales del método de levantamiento artificial actual en cada uno de los pozos en estudio y su consecuente afectación de la producción.
- Identificar las condiciones de fondo y superficie necesarias para la implantación del nuevo método en cada pozo.
- Evaluar la factibilidad técnica del nuevo método de levantamiento artificial a implementar.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El Distrito Morichal se caracteriza por poseer yacimientos de crudos pesados de 8,4° a 15° API, que dificultan el desplazamiento del fluido desde el yacimiento hasta la superficie, debido a que no cuentan con la energía suficiente para hacerlo y por el alto grado de viscosidad de los mismos (8,4° para el JOC-551, 10,1° JOC-542 y 12,3° para PM-125), en este sentido se justifica el desarrollo de este estudio porque permitió evaluar el cambio de métodos de levantamiento artificial en su funcionamiento para la búsqueda de una mayor producción de crudo en los pozos antes mencionados de los campos Jobo y Pilón, en lo que actualmente poseen una producción de 120BBPD, 149BTPD, 268BTPD respectivamente. Además, esta investigación sirve a la empresa como fuente de apoyo y modelo de estudio para algunos pozos vecinos que presenten las mismas características.

Los pozos antes mencionados actualmente producen, a través de bombeo mecánico y se encuentran en categoría 1, sin embargo poseen una producción diferida. Por lo tanto se propone evaluar el cambio de método por otros que puedan manejar arenas y así mejorar el proceso de recobro de reservas recuperables.

1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Este trabajo está delimitado específicamente hasta la realización de una evaluación de factibilidad técnica, debido a que la investigación se desarrolló en el departamento de producción de la unidad de extracción de crudos pesados; y la evaluación económica corresponde a otro departamento.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Flores G. (2008) en su trabajo de grado titulado **“Evaluación del Comportamiento de los Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva Instaladas Durante el Período 2000 – 2006 en el Campo Orocual Somero”**. Indicó que el Sistema de Cavidades Progresivas es una de las alternativas más utilizadas para la extracción de crudos, debido a que representa una técnica económicamente confiable porque maneja el crudo viscoso con ciertos contenidos de arena y gas. Sin embargo, también manifestó que en el campo de estudio un 39% de los pozos completados por el sistema de bombeo de cavidades progresivas, venía presentando fallas de producción en los últimos años en tiempos menores a los estipulado, así como también resaltó que existían equipos que sobrepasaron las expectativas, teniendo un tiempo de duración cuatro veces mayor al estimado. Lo que conduce a destacar que el proceso de producción de un yacimiento debe mantener una constante evaluación para verificar su producción óptima; en caso de obtener resultados no esperados, buscar cambio de métodos que puedan mantener y/o mejorar la producción.

Díaz Y. (2001). En su trabajo de grado **“Determinación del Método de Levantamiento Artificial más Adecuado Aplicable a los Campos de la Unidad de Explotación Pesado Este, Distrito San Tomé”**. Este estudio tuvo como finalidad determinar el método de levantamiento artificial más adecuado y aplicable a los pozos en cuestión. Para ello se tomó una muestra de 50 pozos, constituyendo el 14% de la población total. Su desarrollo condujo a realizar corridas con los diferentes softwares para el diagnóstico y diseño de métodos de levantamiento artificial como son: RODDIAG, RODSTAR, BCPI, PIPESIM y AUTOGRAPH.

Aunado a un análisis estadístico de falla de los pozos y el tiempo de vida útil de los equipos de levantamiento. También, se realizó el análisis de costo que condujo a una evaluación económica para estipular la rentabilidad de los métodos de levantamiento más adecuado. El mismo, arrojó que el levantamiento artificial por gas se adaptaba de forma más eficiente a los yacimientos que presentaba crudos de gravedad entre 10° y 16° API, y el método de bombeo mecánico y cavidad progresiva a los yacimiento con menor gravedad API (< 10).

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA

El área correspondiente al estudio pertenece a la División Carabobo, se encuentra ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco; constituida por cuatro campos: Junín, Boyacá, Ayacucho y Carabobo. La Faja Petrolífera del Orinoco es la fuente de reserva de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, está localizada a lo largo del límite sur de la Cuenca Oriental de Venezuela (sureste del país, al norte del Río Orinoco, comprende parte del Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui y Monagas), ocupa una extensión de unos 55 mil kilómetros cuadrados. El Área Carabobo se encuentra ubicada en los límites de los estados Anzoátegui y Monagas abarcando un área de 8000 kilómetros cuadrados. La Unidad de Producción de Crudo Pesado (U.P Pesado) se ubica en la zona norte del bloque Carabobo y operacionalmente abarca los campos Morichal, Jobo y Pílon.

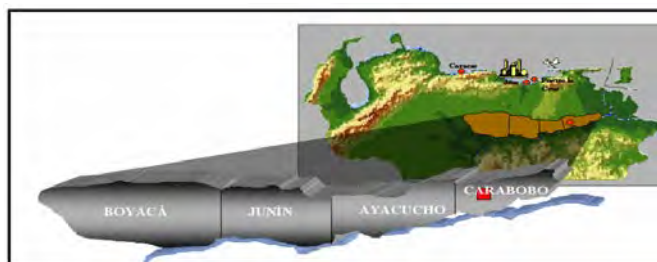


Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco.
Fuente: (Bejarano, 2008)

- **Campo Jobo:** se encuentra situado en el estado Monagas a unos 100 km al Sur de ciudad de Maturín y a unos 70 km al Noroeste del Río Orinoco. Está limitado hacia el Este por el Campo Pilón y hacia el Suroeste por el Campo Morichal; cuenta con una extensión aproximada de unos 30 km. de largo por unos 8 km de ancho comprendiendo un área de 240 km.
- **Campo Morichal:** ubicado al Sur del Campo Jobo, separado de este por l falla principal del campo. El descubrimiento del mismo se hace con la perforación del pozo MPG-41 en el año 1958 y es a partir de 1962 cuando empieza la producción comercial. El campo presentó un POES (Petróleo Original en Sitio) de 9.945MMBL (Millones de Barriles) con Reservas Primarias en MMBL (Millones de Barriles) de 987.
- **Campo Pilón:** ubicado al Este del Campo Jobo, teniendo como principal miembro productor el yacimiento Oficina-1, descubierto en julio de 1936, con la perforación del pozo PC-1. Presenta Petróleo Original en Sitio de 2.356 MMBL (Millones de Barriles) con Reservas Primarias de 353MMBL (Millones de Barriles).



Figura 2.2 Ubicación Geográfica de la U.P PESADO
Fuente: (Bejarano 2008)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Bombeo mecánico (BM)

El bombeo mecánico es el método de levantamiento artificial más utilizado en el mundo; posee un rango de aplicación que va desde crudos extrapesados hasta crudos livianos. La función del sistema de bombeo mecánico es transmitir la potencia hasta la bomba de subsuelo para levantar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. La bomba de subsuelo, bombeando el fluido que fluye desde la formación hasta el fondo del pozo, disminuye la presión de fondo, creando un diferencial de presión grande que incrementa la tasa de producción, existen 3 tipos de unidades de balancines de BM. (Guerra, 2003, p.50).

- ✓ **Unidad convencional:** en este tipo de balancín, la caja de engranajes está ubicada en la parte trasera de la unidad, mientras que el apoyo se encuentra a la mitad de la longitud de la viga. Además estas unidades pueden rotar en sentido horario y antihorario.
- ✓ **Unidad Mark II:** es un balancín de geometría avanzada, desde el punto de apoyo se encuentra en la parte posterior de la unidad, mientras que la caja de engranaje está localizada en la parte delantera; la geometría de estas unidades les permite reducir el torque durante la carrera ascendente.
- ✓ **Unidad Balanceada por aire:** estas unidades emplean aire comprimido contenido en un cilindro viajero, para balancear la unidad, en vez de contrapesas en la manivela. El sistema de aire ha sido tan simplificado que las únicas partes en continua operación son el cilindro de balanceo y el pistón. Estas unidades pueden ser 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades balanceadas con contrapesas.

2.3.1.1 Componentes del sistema (BM)

Este tipo de sistema consiste en equipos de superficie y de fondo. El equipo de superficie incluye la unidad motriz, unidad de bombeo, barra pulida, prensa estopa, cabezal y líneas de flujo. El de fondo contiene el revestidor, tubería de producción, sarta de cabillas, bombas de fondo, ancla de gas (opcional) niple de asentamiento, niple perforado y ancla de lodo. (Vicierra, 2007, p.100).

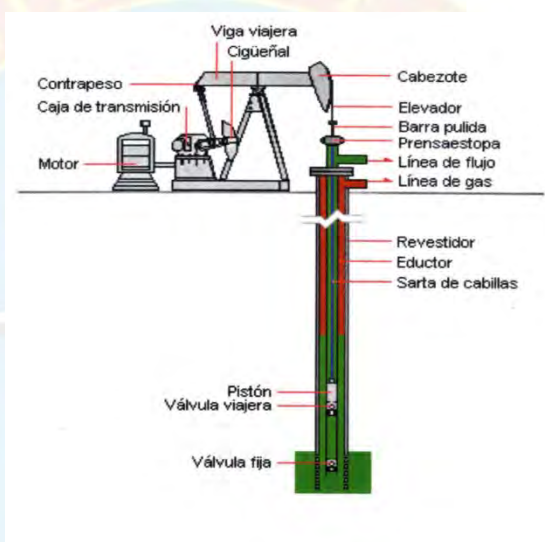


Figura 2.3 Componentes del Sistema BM

Fuente: Corona, (2012)

Unidad motriz: es típicamente un motor eléctrico en su mayoría, o a gas, usados en lugares sin electricidad. Su función es suministrar la potencia que el sistema de bombeo necesita. Afecta el consumo de energía y las cargas de engranaje. Los hp de motor dependen de la profundidad, nivel del fluido, velocidad de bombeo y balanceo de la unidad. Es importante entender que el tamaño de la unidad motriz puede tener un impacto significativo en la eficiencia del sistema.

Unidades de bombeo: esta unidad tiene como función convertir el movimiento rotacional de la unidad motriz al movimiento ascendente – descendente de la barra pulida. Una unidad de bombeo apropiadamente diseñada tiene el tamaño exacto de caja de engranaje y estructura, con suficiente capacidad de carrera para producir el fluido que deseas. Si bien todas las unidades de bombeo tienen características comunes, éstas también tienen diferencias que podrían influenciar significativamente el comportamiento del sistema.

Caja de engranaje y contrapeso: tiene como función convertir torques bajos y altas r.p.m de la unidad motriz en altos torques y bajas r.p.m, necesarias para operar la unidad de bombeo. Una reducción típica de una caja de engranaje es 30:1. Esto significa que la caja de engranaje reduce los r.p.m. a la entrada 30 veces mientras intensifica el torque de entrada 30 veces.

Contrapesos: ayudan a reducir el torque que la caja debe suministrar. Si la caja tuviera que suplir todo el torque que la unidad de bombeo necesita para operar, su tamaño debería ser demasiado grande. Al usar el contrapeso, el tamaño de la caja de engranaje puede ser minimizado. Éstos ayudan a la caja durante la carrera ascendente cuando las cargas en las barras pulidas son las más grandes. En la carrera descendente, la caja de engranaje levanta los contrapesos con la ayuda de la carga de las cabillas, quedando listo para ayudar nuevamente en la carrera ascendente.

En otras palabras, en la carrera ascendente las contrapesas proporcionan energía a la caja de engranaje (al caer). En la carrera descendente, éstos almacenan energías (subiendo). La condición operacional ideal es igualar el torque en la carrera ascendente y descendente usando la cantidad correcta del momento del contrabalanceo. Cuando esto ocurre, la unidad está balanceada. Una unidad fuera de balance puede sobrecargar el motor y la caja de engranaje; trayendo como consecuencia fallas costosas y pérdidas de producción si no se corrige a tiempo.

Barra pulida, prensa estopa y línea de flujo: conecta la unidad de bombeo a la sarta de cabillas y es la única parte de la sarta que es visible en la superficie. Tiene una superficie lisa y brillante que previene el desgaste de las empaaduras del prensaestopa (diseñadas para prevenir fugas de fluido) si el pozo no produce suficiente petróleo para mantener lubricada la barra pulida, entonces un lubricador es usualmente instalado encima del prensa estopa. Este lubricador tendrá como fin prevenir daños en la prensa estopa y la barra pulida con la constante lubricación. Las empaaduras del prensa estopa son apretadas para prevenir fugas en el cabezal, pero si se aprietan demasiado, podrían incrementarse las pérdidas de potencia en la barra, resultando en una mala interpretación de la carta dinagráfica por la distorsión de las cargas sobre la barra pulida.

La función principal de la barra pulida es soportar el peso de la sarta de cabillas, bomba y fluido. Por lo tanto, experimenta cargas más altas que cualquier otra parte de la sarta.

Sarta de cabillas: conecta la bomba de fondo con la barra pulida. Su función principal es transmitir el movimiento oscilatorio e la barra pulida a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburos. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de cabillas tiene un impacto significativo en la economía del pozo. Las cabillas de succión son hechas de acero o fibras de vidrios. La mayoría de las cabillas son fabricadas 100% acero, con longitudes de 25 ó 30 pies. Las de vidrios son construidas en longitudes de 25, 30 ó 37,5 pies. El tamaño de cabillas de vidrios más comunes son de 37,5 pies. Esto reduce el número de acoples haciendo la sarta tan ligera como sea posible. El rango de diámetro de cabillas de acero va de 0,5 pulg hasta 1,25 pulg, para las fibra de vidrio se encuentran rango de 0,75 pulg hasta 1,5 pulg.

Cada cabilla de la sarta debe soportar las cargas de fluidos y el peso de las cabillas por debajo de ellas. Éstas tienen un impacto mayor en el comportamiento del sistema. Afecta las cargas en la barra pulida y la caja de engranaje, consumo de energía, torque en la caja de engranaje, carrera de fondo y frecuencia de fallas de las cabillas.

Tuberías de producción: el fluido se produce a través del anular tuberías – cabillas hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, ésta tiene un efecto menor en el comportamiento del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las cabillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. (Vicierra, 2007, p.102).

Algunos de los problemas que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen:

1. Restricciones de flujo, debido a parafinas y escamas.
2. Cuellos de botellas pueden ocurrir cuando la bomba tiene diámetros mayores que el diámetro interno de la tubería.
3. Hoyos desviados que incrementan la fricción entre cabillas y tubería.
4. Tuberías que son demasiado pequeñas para la tasa de producción.

Bombas de subsuelos: la típica bomba por cabillas de succión es un arreglo embollo – cilindro. En la terminología de campos petroleros es llamado también pistón y el cilindro se le conoce como barril de la bomba. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera, debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija porque está fijada a la tubería y no se mueve.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Ésta influye en las cargas sobre la sarta de cabillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor. Sistema con bombas de calibres grandes son muy sensibles a la presión en la línea de flujo; incluso pequeños aumentos en la presión de la línea podrían incrementar significativamente las cargas en la barra pulida. (Guerra, 2003, p.53)

2.3.1.2 Rango de aplicación del Bombeo Mecánico (BM)

- ❖ Este método de levantamiento se encuentra entre 20 y 2000 (BPPD).
- ❖ Se pueden aplicar a una profundidad no mayor a 9000 pies.
- ❖ No se puede utilizar en pozos desviados.
- ❖ No debe existir presencia de arenas.
- ❖ Solo se utiliza en pozos unidireccionales.
- ❖ Se utiliza en pozos con temperaturas no mayores a 500 °F. (Vargas, 2012, p.1).

2.3.1.3 Desventajas del bombeo mecánico

- ❖ Está limitada por la profundidad.
- ❖ La producción alta de sólidos es dificultosa, porque producen problemas de taponamientos en las tuberías y dañan el motor.
- ❖ Los pozos desviados presentan problemas de fricción.
- ❖ El equipo es pesado y voluminoso en operaciones costa afuera.
- ❖ Requiere altos costos de mantenimiento. (Vargas, 2012, p.1).

2.3.2 Bombeo de cavidad progresiva (BCP)

El sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva es una bomba de desplazamiento positivo rotativo, ubicada en el fondo del pozo, la cual es accionada por un motor eléctrico colocado en la superficie que le va permitir el movimiento rotativo a través de la sarta de cabillas. Consta, esencialmente, de dos engranaje helicoidales interior entre el rotor y el estator, cuya geometría permite que se constituya una serie de cavidades idénticas separadas entre sí y al girar el rotor (tornillo sinfín de “n” etapas) dentro del estator, estas cavidades se mueven de uno al otro extremo del estator creando la acción de bombeo.

El sistema de impulsión, ubicado en la superficie, acciona el rotor por medio de una sarta de varillas, la cual constituye la conexión flexible necesaria entre el eje de impulsión y el rotor. En el diseño de la bomba a utilizar la altura de fluidos que se debe levantar es factor primordial, por lo que uno de los datos que se debe tener en consideración es el nivel dinámico del fluido del pozo. El rango de aplicación de este método de levantamiento se encuentra entre 50 BPD y 3700 BPD a 500 rpm, 100% líquido en la succión de la bomba y 0 diferencial de presión. (Vicierra, 2007, p.80).

2.3.2.1 Componentes del sistema BCP

Entre los equipos de superficie se tienen: el cabezal giratorio, motor, barra pulida/su grampa y el prensa estopa.

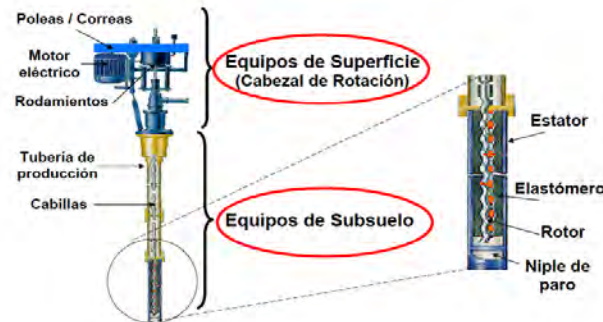


Figura 2.4 Componentes del Sistema BCP
Fuente: Corona,(2012)

Cabezal giratorio: es el dispositivo mecánico encargado de soportar el peso de la sarta de cabillas y el peso de la columna de fluido sobre el rotor. Ambos efectos originan una fuerza axial, la cual deberá ser soportada por los rodamientos del cabezal de rotación. Adicionalmente, el cabezal de rotación tiene como función transmitir el torque del motor y la potencia necesarios para iniciar y mantener el movimiento rotativo de la sarta de cabilla y el rotor.

Motor: acciona el cabezal giratorio a través de poleas y cadenas, el motor transmite movimiento rotacional a una sarta de cabillas a través de distintos engranajes.

Barra pulida y su grapa: es un tubo sólido de acero inoxidable que está conectada a la sarta de cabillas y soportada del cabezal giratorio mediante una grapa.

Prensa estopa: cuya función es la de aislar el cabezal de los fluidos del pozo, en él gira la barra pulida o el eje del cabezal. Según el fabricante, puede contener un juego de empaquetaduras mecánicas construidas de teflón o grafito.

Entre los equipos de subsuelo se tienen los siguientes:

Tubería de producción: es el medio por el cual se producen fluidos de los pozos. Estas pueden ser de diferentes diámetros y a través de esta se mantiene el control de la producción o inyección de fluidos. También facilita las operaciones de servicio en el pozo tales como trabajo con guayas/ línea de acero y circulación de fluidos.

Sarta de cabillas: es un conjunto de cabillas unidas entre sí que se introducen en el pozo con una longitud variable de 25 a 30 pies, usadas para transmitir el movimiento de la unidad de bombeo hasta la bomba de subsuelo.

Bomba de subsuelo: consiste en los siguientes componentes básicos:

- ❖ **Estator:** consiste en un cilindro de acero, el cual se conecta en el extremo inferior de la tubería de producción.
- ❖ **Rotor:** es la única parte móvil de la bomba y va conectado en el extremo inferior de la sarta de cabillas. Su longitud es de unos 2-3 pies mayor que la longitud del estator.
- ❖ **Elastómero:** son materiales elásticos, flexibles y relativamente impermeables al aire y agua. Constituye el elemento más delicado de las BCP. De su adecuada selección depende el éxito o el fracaso de este método de levantamiento artificial.(Vicierra, 2007, p.82).

2.3.2.2 Parámetros de aplicación de Bombeo de Cavidades progresivas (BCP)

- ❖ Limitados solo para yacimientos pocos profundos, posiblemente 5000 pies.
- ❖ No es posible usar dinamómetros y cartas de apagado de bombas.
- ❖ Limitado por el elastómero del estator, se usa por debajo de 250°F.
- ❖ Restringidos para tasas relativamente pequeñas. (Vargas, 2012, p.2).

2.3.3 Levantamiento artificial por gas (LAG)

El levantamiento artificial por gas (L.A.G) es un método de producción que consiste en inyectar gas a alta presión en la columna de fluidos de producción. Esto se hace con el objeto de disminuir la densidad de la mezcla fluyente y reducir el peso de la columna hidrostática dentro de la tubería. De esta manera se obtiene una mayor diferencia de presión entre el yacimiento y el pozo, lo cual permite que el pozo fluya adecuadamente. (SCHLUMBERGER, 2003, p.559).

La inyección de gas puede efectuarse de dos maneras, en forma continúa cuando el gas se inyecta bajo este patrón y a una tasa relativamente lenta, o bien en forma intermitente y a tasas elevadas. En el caso del levantamiento por gas intermitente, la válvula operadora permanece cerrada hasta que la presión alcanza la presión de operación de la válvula, en ese momento ésta se abre rápidamente permitiendo que el gas entre al hoyo a una tasa de flujo muy alta. El L.A.G. por flujo continuo se asemeja mucho al proceso de flujo natural, en el sentido de que la energía de la formación es suplementada por la inyección de gas adicional, mientras que el levantamiento por flujo intermitente se puede compararse con el disparo de un proyectil causado por la expansión de los gases en la cápsula y en la cámara del detonador.

2.3.3.1 Componentes del sistema de LAG

Entre sus componentes de superficie se tiene: fuente de gas, medidores de gas, compresor y el sistema de distribución.

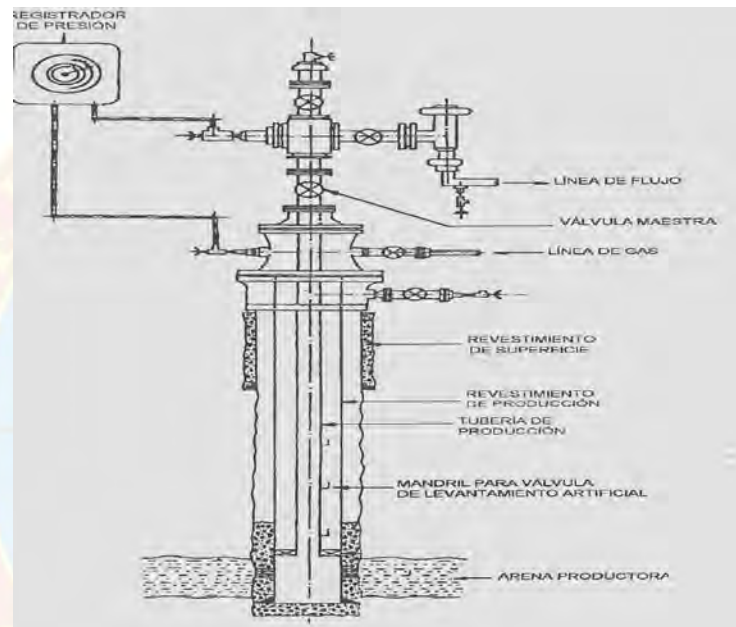


Figura 2.5 Componentes del Sistema LAG
Fuente: Corona. (2012)

Fuente de Gas: el LAG requiere de una fuente de gas que mantenga la presión constante y que proporcione gas seco. La fuente puede ser un yacimiento de gas, o puede provenir de los mismos pozos productores.

Medidores de Gas: la medición de gas se realiza mediante una placa orificio, como elemento primario y un registrador de presiones como elemento secundario. La placa orificio es la encargada de crear un diferencial de presión en la tubería, el cual es medido a través de conexiones de presión. El registrador de presiones, se utiliza

para determinar, sobre un disco de papel, las variaciones de la presión a través de la placa orificio y la presión de flujo de gas del sistema, necesarias para calcular la cantidad de gas que produce un pozo.

Compresor: son utilizados cuando el gas a baja presión debe ser descargado a alta presión.

Sistema de distribución: el sistema de distribución del gas puede estar estructurado de varias maneras: directamente desde la descarga del compresor al pozo productor; desde un pozo suplidor de gas o desde un punto de distribución del gas (múltiple de gas) para cada pozo.

Entre los equipos de subsuelo se tienen: los mandriles y las válvulas.

- **Mandriles:** en una completación los mandriles son una sección tubular que forma parte de la sarta de producción, y es donde las válvulas para levantamiento artificial por gas se instalan. Se clasifica en:
- **Mandril convencional:** son aquellos donde la válvula de levantamiento artificial por gas va enroscada en la parte exterior del mandril. Para recuperarla es necesario sacar la sarta de producción.
- **Mandril de bolsillo:** en éste, la válvula va instalada en un bolsillo lateral del mandril y puede ser alcanzada con equipo de guaya fina a través del interior de la tubería de revestimiento.
- **Mandril concéntrico:** la válvula se coloca en el centro y toda la producción del pozo tiene que pasar a través de cada válvula. Se utiliza en pozos que se fracturan fácilmente, porque se puede lavar el mandril si se arena el espacio

anular, también se usa en pozos desviados. Para recuperar una válvula por debajo de la primera es necesario sacar la tubería.

- **Válvulas:** las válvulas de gas son reguladores de presión de fondo. Su función es la de permitir que el gas pase del anular a la tubería de producción, mediante un control de la presión de inyección. La válvula está compuesta por la nariz, el cuerpo y el candado. (Vicierra, 2007, p. 20).

2.3.3.2 Parámetros de aplicación de levantamiento artificial por gas

- ❖ Posee una excelente confiabilidad para sistemas de compresión bien diseñados y con buen mantenimiento.
- ❖ Es indispensable disponer de una fuente de gas natural o gas de alguna fuente externa.
- ❖ Las distancias grandes entre pozos pueden aumentar el costo del sistema de recolección y distribución del gas.
- ❖ Buena Eficiencia. Incrementa para pozos que requieren pequeñas RGL de inyección. Baja eficiencia para pozos con alta RGL de inyección. Eficiencia típica de 20% pero un rango de 5 a 30 %. (Manual -API GAS LIFT, 1999, p.5).

2.3.4 Bombeo Electrosurgible (BES)

El método de levantamiento por bombeo electrosurgible (BES) tiene como principio fundamental levantar el fluido desde el yacimiento hacia la superficie, mediante rotación centrifuga de los impulsores de la bomba, lo que permite que el fluido ascienda a través de las etapas de los impulsores y llegue a la superficie con suficiente energía hasta la estación recolectora. La potencia requerida por la bomba electrosurgible es suministrada por un motor eléctrico acoplado al eje de la bomba, el cual está ubicado en el fondo del pozo, y la corriente eléctrica requerida se

suministra a través del cable de potencia el cual está fijado a la tubería de producción que soporta el sistema de fondo y conecta el motor a la superficie.

Un equipo de bombeo electrosumergible consta básicamente de una bomba centrífuga de varias etapas, cuyo eje está conectado directamente a través de una sección protectora a un motor eléctrico sumergible. El cable sujeta a la tubería mediante bandas metálicas flexibles colocadas cada 12 o 15 pies o mediante protectores de cable ubicados en cada una de las juntas de la completación. El conjunto motor protector tiene un acoplamiento que se logra mediante acoples estriados. La entrada del fluido a la bomba se efectúa a través de la sección de entrada o el separador de gas, dispuestos en la parte inferior de la bomba. (Méndez y Otros, 2008, p.5).

2.3.4.1 Componentes del sistema de BES

Los principales componentes de superficie son los transformadores, el tablero o variador de control y la caja de venteo, en este tipo de método de levantamiento artificial.

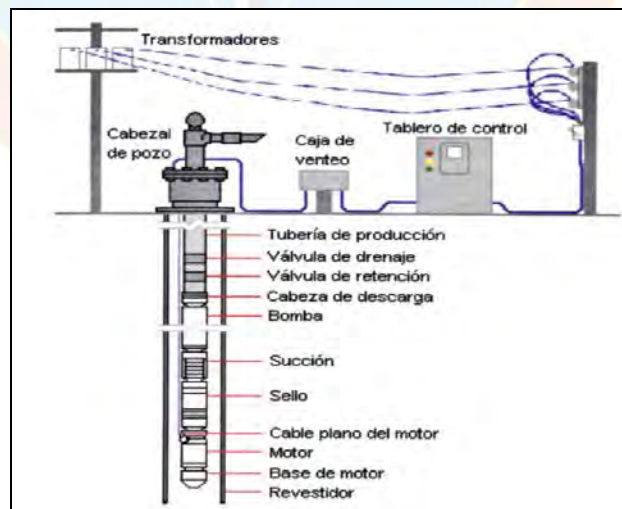


Figura 2.6 Componentes del Sistema BES

Fuente: Corona. (2012)

Transformador: la distribución de energía eléctrica en los campos petroleros se realiza generalmente a voltajes intermedios, tal como 6,000 voltios o más. Debido a que el equipo BES funciona con voltajes entre 250 y 4,000 voltios; se requiere la transformación del voltaje de distribución.

Estos transformadores son unidades llenas de aceite, auto-refrigerables y son poco comunes del punto de vista de que contienen un número considerable de derivaciones en el secundario que permiten un amplio rango de voltajes de salida. Este amplio rango de voltajes es necesario para poder ajustar el voltaje requerido en la superficie para una variedad de posibilidades de caídas de voltajes en el cable que ocurren debido a las diferentes profundidades en las cuales se instala el sistema BES.

Tableros de control: hay tres tipos básicos de controladores para motores utilizados en las aplicaciones con equipos electrosumergibles: el panel de control, el “arrancador suave” (soft start), y el controlador de velocidad variable (CVV). Normalmente todos utilizan un sistema de circuitos de estado sólido que proporcionan protección.

Los controladores varían en tamaño físico, diseño y niveles de potencia. Algunos controladores de motor son simples en su diseño, mientras que otros pueden ser extremadamente sofisticados y complejos, ofreciendo numerosas opciones que fueron diseñadas para aumentar los métodos de control, protección y monitoreo del equipo BES. La selección de un tipo a comparación de otro depende de la aplicación, la economía y el, método preferido de control. (Vicierra, 2007, p.41).

Caja de venteo: realiza tres (3) funciones que son:

- Proporcionar un punto para conectar el cable proveniente del controlador al cable del pozo
- Proporcionar un desfogue a la atmósfera para el gas que pueda migrar por el de potencia desde el fondo.
- Proporcionar puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica de los equipos subsuperficiales.

Cabezal del pozo: está diseñada para soportar el peso del equipo subsuperficial y se usa para mantener control sobre el espacio anular del pozo. Hay varios métodos disponibles de los fabricantes de cabezales de pozo para lograr su empaquetamiento. Dependiendo del método empleado, el empaquetamiento podrá resistir presiones diferenciales que alcanzan los 10.000 Psi.

Entre los equipos de subsuelo se tiene lo siguiente: la bomba centrífuga, separador de gas rotativo, el sello o sección sellante y el motor electrosumergible.

La bomba centrífuga: son bombas centrífugas multietapas las cuales están constituidas en diferentes diámetros dependiendo del espacio disponible en el pozo. Cada etapa consiste de un impulsor rotatorio y un difusor estacionario, se superponen varias etapas para obtener la altura de columna deseada. La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado, el cambio de presión-energía se lleva a cabo mientras el líquido bombeado rodea el impulsor, a medida que el impulsor rota, imparte un movimiento rotatorio al fluido el cual se divide en dos componentes. Uno de estos movimientos es radial hacia fuera del centro del impulsor y es causado por una fuerza centrífuga. El otro movimiento va en

la dirección tangencial al diámetro externo del impulsor. La resultante de estos dos componentes es la dirección de flujo. La función del difusor es convertir la energía de alta velocidad y baja presión, en energía de baja velocidad y alta presión.

Separador de gas rotativo: la capacidad de la bomba centrífuga para el manejo eficiente del gas, es limitada. Por esta razón en las instalaciones de bombeo electrosumergible, para pozos con elevada relación gas-aceite (alto RGP producción), es necesario emplear separadores de gas. La eficiencia de la bomba es afectada notablemente con la presencia de gas libre.

Si el gas presente en la bomba esta en solución, es decir que la presión existente se encuentra por encima del punto de burbuja del gas, la bomba operará normalmente como si estuviese bombeando un líquido de baja densidad. El diseño de la bomba electrosumergible le permite operar normalmente con un porcentaje de gas libre de hasta el 10% por volumen y si el gas libre presente en la entrada de la bomba es de más del 10%, afectará su funcionamiento e incrementara la posibilidad de cavitación o bloqueo por gas en la bomba se aproxima a este rango es recomendable el uso del separador de gas o etapas especialmente diseñadas para el manejo de gas libre.

La eficiencia del sistema se ve afectada por los volúmenes, la compasión y las propiedades del fluido.

El sello o sección sellante: el sello está ubicado entre la parte superior del motor y la parte inferior de la bomba, puede ser instalado como una unidad sencilla o como una unidad tándem. Está diseñado para proteger al motor.

El motor electrosumergible: el motor eléctrico utilizado para la operación de las bombas electrosumergibles es un motor eléctrico de inducción bipolar trifásico, tipo jaula de ardilla el cual opera a una velocidad típica de 3600 revoluciones por

minuto “RPM” a una frecuencia de 60 Hz. La parte interior del motor es llenada con un aceite mineral altamente refinado el cual posee una considerable rigidez dieléctrica. El voltaje de operación puede ser tan bajo como 230 voltios o tan alto como 400 voltios.

El motor electrosumergible opera mediante el uso de una corriente alterna de tres fases la cual crea un campo magnético que gira en el estator. Este campo magnético rotativo induce un voltaje en los conductores de la jaula de ardilla del rotor lo cual genera una corriente que fluye en las barras del rotor. Esta corriente de inducción del rotor establece un segundo campo magnético el cual es atraído al campo magnético rotativo del estator induciendo al rotor y al eje a girar dentro del estator, estos se encuentran ensamblados dentro de una carcasa de acero. (Vicierra, 2007, p.45).

2.3.4.2 Parámetros de aplicación del método de BES

- ❖ Es imprescindible una fuente de corriente eléctrica. Se requieren de altos voltajes (+/- 1000 voltios).
- ❖ Impráctico en pozos someros de baja productividad.
- ❖ Limitaciones por el tamaño del revestidor.
- ❖ Los cables causan problemas en el manejo de la tubería.
- ❖ Los cables y el motor se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- ❖ No se recomienda en profundidades mayores de 10.000 pies debido al costo del cable y a la dificultad en instalar potencia en el fondo del pozo. (Angulo, 2007, p. 29).

2.3.5 Análisis nodal

Consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como la merma de los fluidos, y de esta manera poder determinar la curva de producción del yacimiento (oferta) y la curva de manejo de la infraestructura (demanda). Con este análisis generalmente se obtiene un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación. (CIED – PDVSA, 2004, p.36).

2.3.6 Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales

Existen muchas correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales, a continuación se presenta una breve descripción de las más usuales para el análisis de flujo multifásico en tubería vertical.

Hagedorn y Brown: realizaron 2 trabajos en 1964. Siendo el primero de ellos un estudio que relacionó el efecto de la viscosidad en una tubería de 1 ¼ pulg de diámetro y 1500 pie de longitud para ello utilizaron 4 fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó para diferentes tuberías y relaciones gas – líquido. Concluyeron que para valores de viscosidad líquidas menores que doce centipoises, la misma tiene poco efectos sobre los gradientes de presión bifásicos. El segundo trabajo fue ampliación del primero en una tubería de 1 pulg y 1 ½ pulg de diámetro, el aporte importante fue la inclusión del factor de entrapamiento. El aspecto principal es que el factor de entrapamiento líquido o fracción de la tubería ocupada por líquido, es función de cuatro números adimensionales: número de la

velocidad líquida, número de velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de viscosidad líquida. Los resultados presentados indican un error promedio de 1,5% y una desviación estándar de 5,5%. En conclusión desarrollaron una correlación general para un amplio rango de condiciones.

Gray: fue desarrollada por “H.E Gray” de la compañía petrolera “Shell”. Consideró una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas. La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical están por debajo de 50 pie/seg, que el tamaño de la tubería de producción sea menor o igual de 3 ½ pulgadas.

Duns & Ros (1963): observaron la influencia de los patrones de flujos en el comportamiento del mismo, desarrollando una correlación para la velocidad de deslizamiento de las fases. Presentaron además, relaciones para hallar la densidad de la mezcla y factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo existente.

No slip assumption: es la rama de la física que estudia los fluidos (líquidos, gases y plasmas) y las fuerzas sobre ellos. Se pueden dividir en estática de fluidos, el estudio de los fluidos en reposo; cinemática de fluidos, el estudio de los fluidos en movimiento, y la dinámica de los fluidos, el estudio del efecto de las fuerzas en el movimiento del fluido.(SCHLUMBERGER, 2011, p.73).

2.4 DEFINICIÓN DE TERMINOS BÁSICOS

- ✓ **Arena:** es un conjunto de partículas de rocas disgregadas, usadas especialmente para describir zonas con acumulaciones de petróleo. Material compuestas de partículas. (LAROUSEE, 2005, p. 100).

- ✓ **Cabezal de pozo:** es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación. (SCHLUMBERGER, 2012, p.4).
- ✓ **Cavitación:** es el fenómeno que se produce cuando en un punto de una corriente líquida, la presión se hace inferior a su presión de vapor correspondiente a la temperatura a la que se encuentra el líquido.(Corona, 2012, p.103).
- ✓ **Completación:** es el conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlo en condiciones de producir eficientemente los fluidos de formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua. (MannyRon Consultores, C.A., 2010, p.67).
- ✓ **Crudo:** líquido oleoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. Es una mezcla de hidrocarburos e impurezas entre las cuales las más comunes están constituidas por componentes orgánicos de azufre, nitrógeno, oxígenos. (Vicierra, 2007, p.10).
- ✓ **Factibilidad:** Se refiere a la disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señaladas. (Vera, 2006, p.33).
- ✓ **Tádem:** unión de objetos o instrumentos en serie, uno tras de otro. (Vera., 2006, p.34).
- ✓ **Torque:** es cuando se aplica una fuerza en algún punto de un cuerpo rígido, el cuerpo tiende a realizar un movimiento de rotación en torno a algún eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que se llama torque. (Vicierra, 2007, p.21).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

El presente estudio se desarrolló bajo el tipo de investigación descriptivo, que de acuerdo a Arias, (2006) plantea:

“La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura y comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refieren”. (p.24)

En tal sentido, esta investigación se adaptó a las condiciones de dicha definición, porque estuvo enfocada en detectar y definir las fallas de los pozos seleccionados bajo bombeo mecánico; así como el comportamiento de producción y, posteriormente evaluar el cambio de método más factible técnicamente para el máximo recobro de su producción.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación seleccionado fue de campo, porque permitió interpretar y recolectar los datos de presión, viscosidad y temperatura de las operaciones de campo, que se obtuvieron directamente de la realidad del estudio.

Arias 2006 expresa:

“La investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados o de la realidad en donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes”. (p. 31)

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población de este estudio estuvo conformada por tres (3) pozos pertenecientes al Distrito Morichal, Unidad de Extracción de Crudos Pesados que abarca los Campos Jobo y Pilón. “La población, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio”. (Arias, p.81).

“La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p 83). Para la investigación la muestra fue representada por la totalidad de la población.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Análisis de los problemas operacionales del método de levantamiento artificial actual en cada uno de los pozos en estudio y su consecuente afectación de producción

Para el cumplimiento de este objetivo se realizaron visitas de campo a las instalaciones donde se encuentran los pozos objetos de estudio, recorridos de reconocimiento que permitieron observar el sistema general de producción y condiciones físicas de cada uno e indagación sobre su funcionamiento. De esto se obtuvieron informaciones de las fallas o problemas operacionales ocasionados por el método de levantamiento actual con los que vienen operando dichos pozos durante los últimos dos años (2010-2012); también se buscó apoyo del programa Centinela para obtener datos referente a las paradas de los pozos, motivados a las diversas fallas, tales como: fallas eléctricas tanto de alta y baja tensión, la rotura de las correas, reemplazo de la unidad hidráulica y trabajos de taladros, además de consultar las

carpetas de los pozos y algunos antecedentes facilitados por el departamento de Optimización.

Aunado a esto, se contó con el módulo AICO (Ambiente Integrado de Consultas Operacionales) que permitió obtener de forma rápida y eficiente información contenida en la base de datos.

Todos estos resultados fueron presentados en tablas que contienen de manera específicas las fechas de inicio, fechas finales y días inactivos que estuvieron los pozos de paradas a causa de las diferentes fallas.

Para calcular el porcentaje de fallas se tomaron en cuenta los días inactivos de cada falla entre el total de días inactivos del pozo multiplicado por 100 y para la consecuente afectación de producción de los mismos o pérdidas de crudo, los días inactivos por fallas multiplicado por los barriles netos de crudo, con el fin de conocer el grado de frecuencia con que presentaron las fallas para realizar un análisis desde el mayor hasta el menor grado de continuidad.

3.4.2 Identificación de las condiciones de fondo y superficie, necesarias para la implantación del nuevo método

En esta etapa se estudiaron las condiciones de operación de los equipos, a través de los cuales funciona cada pozo en estudio, tomando en cuenta los principales parámetros operativos: °API, temperatura, presión de fondo, otras que influyen en la evaluación de la selección del nuevo método a implantar.

Para las condiciones de superficie se tomaron en cuenta: la presión, temperatura y eficiencia obtenidos directamente de los pozos con la ayuda de los operadores, mientras que para las condiciones de fondo los parámetros fueron los siguientes:

diagrama mecánico (completación del pozo), temperatura y presión de fondo, relación gas-petróleo, profundidad, °API, corte de agua, porosidad, viscosidad y registros de nivel de fluido dinámico y cartas con el apoyo de la Gerencia de Yacimientos y Optimización. Todo ello, con el fin de analizar cada uno de los métodos de levantamiento artificial que se puedan aplicar a cada uno de los pozos en estudio y así realizar una evaluación más objetiva al respecto.

Este aspecto fue presentado en tablas que muestran de manera explícita las condiciones de superficies y de fondo de manera general de los pozos estudiados. Aunado a esto, también se estudiaron los rangos de aplicación con el fin de analizar su aplicabilidad para cada método de levantamiento artificial.

3.4.3 Evaluación de la factibilidad técnica del nuevo método de levantamiento artificial a implementar

Para la ejecución de esta etapa se utilizó el simulador Pipesim 2011, con el fin de predecir el futuro comportamiento de los pozos estudiados y así conocer el ganancial de barriles que se obtendrían al variar los distintos métodos de levantamiento artificial, tomando en cuenta los siguientes parámetros: bombeo mecánico: BT, BB, presión de superficie, PWF, presión estática, RGP, % A y S, gravedad API, temperatura ambiente, temperatura de fondo, desplazamiento de la bomba, velocidad, viscosidades, profundidad, bomba y completación del pozo. Para BCP, BES y LAG: se tomaron todos los aspectos anteriores excepto el desplazamiento de la bomba. Sin embargo, para LAG se le adicionó presión en el separador, reductor, eficiencia en el separador de gas y distancia horizontal (no posee bomba).

Las unidades de velocidades varían de acuerdo al método. Para BM la velocidad utilizada es EPM, BCP en RPM, BES en Hz y LAG no posee variación de velocidad.

Posteriormente se iniciaron las distintas correlaciones de tuberías con flujos multifásicos, a través de un proceso iterativo con el fin de seleccionar la correlación que más se acercó a la producción actual del pozo. Seguidamente, se le dio paso a la representación gráfica del análisis nodal, que permitió visualizar la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o la tasa de producción de crudos de los mismos, denominada curva de oferta (inflow curve) y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción calificada como curva de demanda (outflow curve). Este análisis permitió obtener el comportamiento actual y futuro de los pozos JOC - 551, JOC - 542 y PM - 125, al variarle los distintos métodos de levantamiento artificial.

Luego se realizó la evaluación de los resultados obtenidos y determinó qué tan factible es el cambio de método para un mejor funcionamiento de éstos.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Según Arias, F. (2006): “Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información y las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información”. (p.69).

3.5.1 Técnicas

Revisión Documental

Consistió en la búsqueda y revisión de diferentes fuentes bibliográfica que permitió la elaboración del marco teórico, entre ellos: manuales (PDVSA), normas técnicas (COVENIN, ASTM), libros y carpeta; para darle sustento documental a la investigación.

Entrevista no Estructurada

Se realizaron consultas directas con el personal de la empresa PDVSA, específicamente con los que laboran en la zona objeto de estudio: ingenieros, operadores de planta, supervisores, personal de instrumentación, entre otros.

Inspecciones de Campo

Se visitó directa y constantemente el área de estudio donde se observaron los parámetros necesarios para el desarrollo de la investigación (condiciones físicas superficiales de los pozos), lo que permitió obtener una información más relevante en el estudio.

3.5.2 Instrumentos

- ✓ **CENTINELA:** es un sistema operativo, conformado por once aplicaciones. El “Centinela” (CENTro de Información del NEgocio LAgoven) permitió obtener información sobre el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; además de mantener información actualizada de las instalaciones y equipos.
- ✓ **AICO (Ambiente Integrado de Consultas Operacionales):** es una herramienta que permitió revisar de manera rápida y eficiente la información de los pozos contenida en la base de datos CENTINELA, tales como: categorías de los pozos, pruebas y muestras de producción.
- ✓ **PIPESIM 2011:** simulador que permite la optimización de sistemas de producción. Se considera que es un modelaje conceptual y detallado de producción e inyección de gas, este simulador posee varios módulos. A través

de su manejo y uso se estudiaron los comportamientos de los pozos con cada uno de los métodos de levantamiento artificial.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

Potencial humano del cual se obtuvo gran apoyo, para la puesta en práctica y ejecución de este proyecto, personal profesional y técnico de PDVSA Exploración y Producción División Faja a través de la Gerencia de Producción. Para la metodología que se aplicó, se contó con el asesoramiento del asesor Industrial, asesor y co-asesor académico del cuerpo de profesores de la Universidad de Oriente Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos tecnológicos y materiales

Para la recolección de información se consultaron libros, tesis de grado, manuales, revistas, carpetas de pozos, páginas en Internet. Por otro lado, se utilizó computadoras conjuntamente con los paquetes que integran Microsoft Office, que incluyen el procesador de palabras Microsoft Word, la hoja de cálculo Excel y aplicaciones como Centinela y AICO. Asimismo, fotocopadoras, impresoras, y diferentes útiles de oficina. Todo esto suministrado por empresa PDVSA Distrito Morichal.

3.6.3 Recursos Financieros

Todos los gastos asociados a la investigación fueron costeados por la empresa PDVSA.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados y sus análisis, siguiendo un orden cronológico con la realización de los objetivos específicos planteados.

4.1 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL EN CADA UNO DE LOS POZOS EN ESTUDIO Y SU CONSECUENTE AFECTACIÓN DE PRODUCCIÓN

❖ JOC-551:

El pozo JOC-551 es un pozo productor de crudo donde su método de producción inicial es bombeo con diluyente mediante bombeo mecánico (balancín) y se encuentra ubicado en el campo Jobo del Distrito Morichal.(Ver apéndices C, que muestra el diagrama de completación del pozo) Durante la etapa de estudio del mismo (2010 - 2012), se recopilaron las siguientes informaciones:

- Falla por correas rotas.
- Falla eléctrica de baja
- Falla eléctrica de alta en pozo.
- Barra pulida dañada o doblada.
- Reemplazo de balancín.
- Fallas por equipo de bombeo
- Otras causas del pozo.

Para una mejor observación y comprensión de las mismas, éstas se presentan de forma detallada en el apéndice B.

Para conocer la consecuente afectación de producción que posee el pozo se diseñó y aplicó la ecuación 3.1. y 3.2. (Ver apéndices B), que permitió obtener los siguientes resultados:

Tabla 4.1 Fallas o eventos del pozo JOC-551

Fallas o eventos	JOC-551		Pérdidas (Bls)
	Días	%	
Fallas por correas rotas	9	12,68	630
Falla eléctrica de baja	4	5,63	280
Falla eléctrica de alta	12	16,91	840
Barra pulida dañada o doblada	4	5,63	280
Reemplazo de balancín/ unidad hidráulica	33	46,48	2310
Falla por equipo de bombeo	5	7,04	350
Otras causas	4	5,63	280
Total	71	100	4970

Gráficamente estas afectaciones quedan representadas de la siguiente manera:



Gráfica 4.1 Porcentaje de las fallas o eventos del pozo por afectación de producción JOC-551

- **Reemplazo de balancín**

El balancín es parte fundamental para la extracción del crudo hasta la superficie, la principal causa por la cual estos equipos fallan es por la falta de mantenimiento de sus componentes, aunado a esto también existen equipos muy antiguos que se corroen o han excedido su tiempo de vida útil.

En este pozo las fallas se dan por causa de daños o desajuste de la cabeza de caballo como producto de la barra pulida cuando el crudo se encuentra muy viscoso y hasta dobla la unidad hidráulica, en algunos casos por taponamiento de la misma y otros por desajuste de la unidad al momento de colocarlo en las instalaciones, ésta es la principal falla que representa un 46,48% y una consecuente afectación de producción de 2310 Bls.

- **Falla eléctrica de alta**

Es uno de los principales problema que tiene este pozo el cual representa el 16,91% de fallas, debido a que los fusibles que se encuentran cercanos a los transformadores, se queman por no tener la cantidad de amperes necesario que requiere su funcionamiento cabal. El crudo se pone muy viscoso (pesado) bien sea porque el pozo se encuentre inactivo o no reciba la cantidad de diluyente necesario para generar una efectiva mezcla de crudo y diluyente; trayendo como consecuencia una tensión en el fondo del pozo y al querer ascender la barra pulida este movimiento, se hace más difícil, ocasionando que se genera una mayor tensión, requiriendo mayor cantidad de amperes que en el caso de cuando el crudo está diluido.

Otra causa por la cual se ha dado este tipo de falla es por crucetas y aisladores dañados. Debido a esta falla eléctrica se han perdido un total de 840 Bls en el último año.

- **Falla por correas rotas**

La principal causa de falla por correas rotas es debido a la alta viscosidad del crudo que es de 8,4°API, considerándose este crudo extrapesado; por lo tanto debe recibir diluyente (45 BD) que es un crudo de mayor API (16° API), para poder fluir más fácilmente hasta la superficie. Este pozo posee un torque de 8 EPM ocasionando mayor velocidad que genera una mayor tensión y trae como consecuencia que las correas se rompan con mayor facilidad; el mismo posee un porcentaje de falla de 12,68%, el cual se puede observar en la gráfica 4.1, representando una consecuente afectación de producción de 630 Bls.

Otra de las causas por lo cual se rompen las correas se debe al desgaste por el tiempo que reciben agua y sol y por el desbalance del equipo motriz al poseer piezas flojas y rotas.

- **Falla por equipo de bombeo**

Este pozo posee un porcentaje de falla por su equipo de bombeo de 7,04% y una pérdida de producción de 350 Bls, ocasionada por taponamiento de la bomba tanto de arena como de crudo o cualquier otro agente que se encuentre en el fondo del pozo lo cual ocasiona el cierre de las válvulas y no permite el correcto avance de los fluidos; para esto se hace el servicio de tocar fondo (pegar pozo) con la finalidad de tocar fondo y re-espaciar los fluidos presentes en el pozo, si el fluido sube el servicio ha sido correcto sino el mismo no ha tenido éxito, como en oportunidades ha ocurrido y se han hecho cambios de la bomba.

- **Falla eléctrica de baja**

El problema más frecuente para la ocurrencia de una falla eléctrica de baja es por motor, variador de frecuencia y panel de control; porque, el motor tiende a fallar motivado a que no le llega suficiente corriente y por ende el motor no arranca; también ocurre que el motor arranque pero no alcance la velocidad nominal debido a una tensión insuficiente o caída de tensión excesiva, lo cual puede ocasiona la falla del mismo; así como también pueden poseer una pieza floja y ocasionar fuertes ruidos en el motor; en este pozo se han perdido 280 Bls motivado a este tipo de fallas.

- **Barra pulida dañada o doblada**

La falla de barra pulida dañada o doblada es un problema frecuente en los pozos que son viscosos (muy pesados) ocasionando que la barra se pegue cuando hace su recorrido descendente y al elevarse se pega fuertemente con la cabeza de caballo (cabezote). Tal es el caso de este pozo, por ser de tipo someros, es decir, de poca profundidad y las arenas se encuentran poco consolidadas. En este sentido, las barras tienden a taponarse, producto de la alta producción de arena, ocasionado a que el método de bombeo mecánico tiene como limitación la producción de arena y los costos en mantenimiento para este método es muy costoso. En este pozo se tiene un porcentaje de falla de 5,63% generando una pérdida de producción de 280 Bls.

- **Otras causas**

Se entiende por otras causas en este pozo a aquellas fallas que se consideran fáciles de resolver y que no son muy frecuentes en el pozo. Tal como en el caso de las paradas del pozo a consecuencia de trabajos de mantenimiento preventivo; así como también trabajos en las estaciones de flujo en la cuales se hace necesario cerrar el pozo o en caso de que exista alguna filtración en la misma o en la línea de producción y haya que parar la producción. El porcentaje de falla por esta causa en este pozo es de 5,63% con un consecuente de producción de 280 Bls durante el período en estudio.

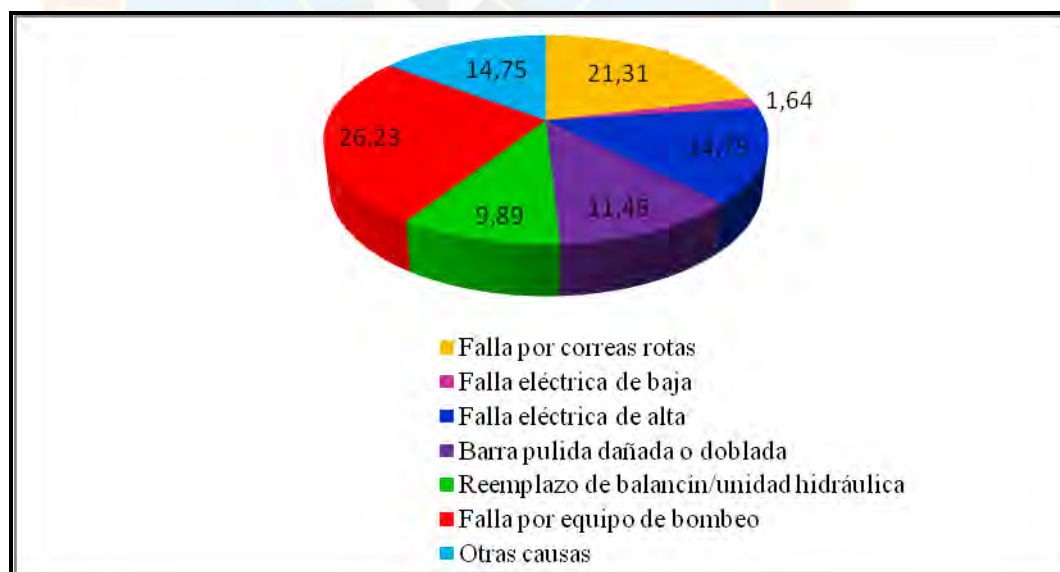
❖ **JOC-542:**

Método de producción inicial es bombeo con diluyente mediante bombeo mecánico (balancín) y se encuentra ubicado en el campo Jobo del Distrito Morichal. La etapa de estudio del mismo fue (2010 - 2011). De acuerdo a las informaciones

recopiladas tuvo sesenta y un (61) días inactivo por diversas causas: correas rotas, eléctricas de baja y alta, equipo de bombeos, otras:

Tabla 4.2 Fallas o eventos del pozo JOC-542

Falla o evento	JOC-542		Pérdidas (Bls)
	Días	%	
Fallas por correas rotas	13	21.31	923
Falla eléctrica de baja	1	1.64	71
Falla eléctrica de alta	9	14.75	639
Barra pulida dañada o doblada	7	11.48	497
Reemplazo de balancín	6	9.84	426
Falla por equipo de bombeo	16	26.23	1136
Otras causas	9	14.75	639
Total	61	100	4331



Gráfica 4.2 Porcentajes de fallas o eventos del pozo por afectación de producción JOC-542

En la gráfica 4.2, se puede observar que la mayor falla que presenta este pozo, se debe, en primer lugar por el equipo de bombeo con un total de 26,23% y una incidencia de pérdida de producción de 1136 Bls. En segundo, por correas rotas con

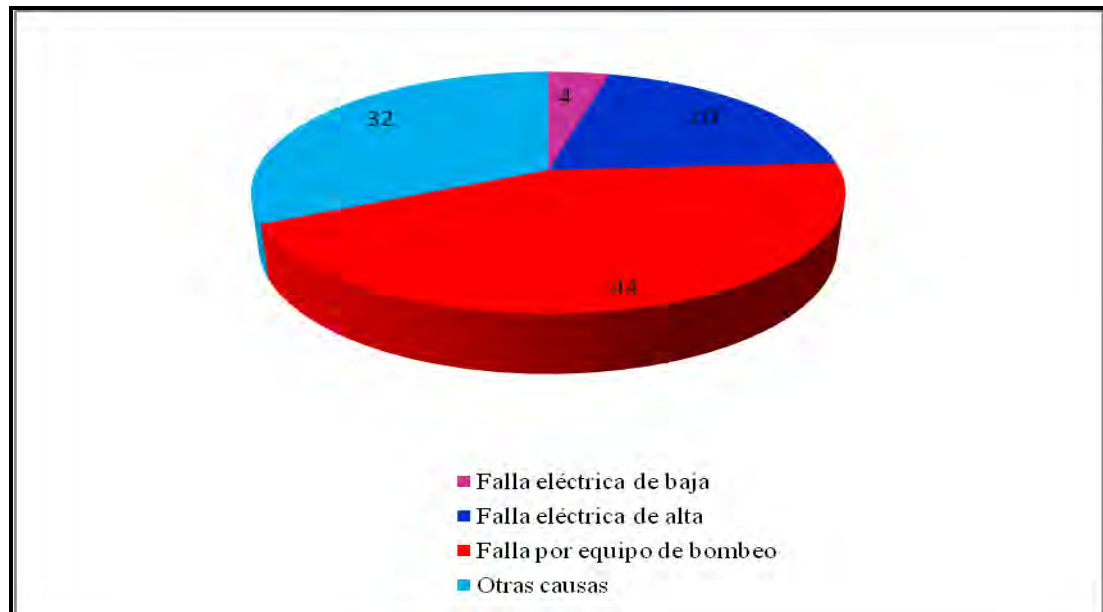
21,31%, lo cual trae consigo una afectación de 923 Bls. (Detalles más amplios ver apéndice B).

❖ **PM-125:**

Método de producción inicial es mediante bombeo mecánico (balancín) y se encuentra ubicado en el campo Pilón del Distrito Morichal. Durante la etapa de estudio del mismo (2010 - 2012) y de acuerdo a las informaciones recopiladas tuvo veinticinco (25) días inactivo, motivado a diversas causas: eléctricas de baja y alta, equipo de bombeos, otras. Calculado el porcentaje total de fallas y pérdidas de producción, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4.3.Fallas o eventos del pozo PM-125

Falla o evento	PM-125		Pérdidas (Bls)
	Días	%	
Falla eléctrica de baja	1	4	175
Falla eléctrica de alta	5	20	875
Falla por equipo de bombeo	11	44	1925
Otras causas	8	32	1400
Total	25	100	4375



Gráfica 4.3 Porcentajes de las fallas o eventos del pozo por afectación de producción PM - 125

La gráfica 4.3, indica que la mayor falla operacional que presenta el pozo PM - 125, es, en primer lugar por el equipo de bombeo con un total de 44% , equivalente a una afectación de producción de 1925 Bls. En segundo lugar motivado a otras causas (reemplazo a tiempo de las empaaduras y de las tuberías), representando un 32% con una pérdida de producción de 1400 Bls. De igual manera resaltan las fallas eléctricas de alta con un total de 20%, correspondiente a una pérdida de producción de 875 Bls. (Detalles más amplios ver apéndice B).

4.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE FONDO Y SUPERFICIE NECESARIA PARA LA IMPLANTACIÓN DEL NUEVO MÉTODO

Condiciones de superficie: para una mejor apreciación se diseñó la siguiente tabla que permita aportar una información general de cada uno de los pozos con las variables identificadas.

Tabla 4.4 Condiciones de superficie de los pozos objeto de estudio

VARIABLES	JOC-551	JOC-542	PM-125
Velocidad (EPM)	8	6	6
Eficiencia	Tiempo: 2 minutos P.Inicial: 60 libras P.Final: 130 libras	Tiempo: 4 minutos P.Inicial: 55 libras P.Final: 220 libras	Tiempo: 3 minutos P.Inicial: 100 libras P.Final: 140 libras
Presión (lpc)	60	55	100
Temperatura (°F)	El termómetro no funciona	El termómetro no funciona	El termómetro no funciona

Condiciones de fondo**Tabla 4.5 Condiciones de fondo de los pozos objeto de estudio**

VARIABLES	JOC-551	JOC-542	PM-125
Presión estática (lpc)	1441	905	771
Temperatura (°F)	129	125	129
Nivel de fluido dinámico (pie)	3640	4102	2038
Viscosidad (cP)	422,1	254,9	1793
° API	8,4	10,1	12,3
% A y S	30	17	34
RGP (PCN/BN)	362,5	1676	530
Profundidad del pozo (pies)	4165	4090	3753

❖ **Rangos de aplicación para cada método a evaluar:**

Bombeo electrosumergible (BES)

- Capacidad para manejar crudos extrapesados (menores a 10° API) y pesados (10°- 21,9° API).
- Caudal de operación de 200- 18000 BPD.
- Profundidad 1000 pies- 10000 pies.
- Temperatura hasta 350°F.
- Sumergencia 500 pies.
- Baja RGP.

Bombeo por cavidades progresivas (BCP)

- Capacidad para manejar crudos extrapesados (menores de 10°), pesados (10°- 21.9°API), medianos (22°- 29,9° API) y livianos (30°- 40°API).
- Caudal de operación máxima de 500 BPD.
- Profundidad de 3668 pies- 12000 pies.
- Temperatura 121°F- 250°F.
- Sumergencia de 300 pies.
- Baja RGP.

Levantamiento artificial por gas. (LAG)

- Capacidad para manejar crudos pesados (10°- 21,9°API), medianos (22°- 29,9° API) y livianos (30°- 40° API). Tasas bajas, medias y altas
- Independiente de profundidad.
- Resiste altas temperaturas.
- No aplica en crudos extrapesados.

Análisis para el pozo JOC-551 según rango de aplicación

Tabla 4.6 Evaluación del pozo JOC-551 de acuerdo al rango de aplicabilidad

CONDICIONES DEL POZO	BES	BCP	LAG
8,4° API	SI	SI	NO
Volumen de operación 163 BTPD	NO	SI	SI
Profundidad de 4165 pies	SI	SI	SI
Temperatura de 129 °F	SI	SI	SI
Sumergencia 249 pies	NO	NO	--

Mediante la tabla presentada anteriormente se puede verificar que el método que posee mayor posibilidad para ser aplicado es bombeo por cavidades progresivas, este método de levantamiento artificial se puede utilizar en la producción de fluidos muy viscosos y posee pocas partes móviles por lo que hace que su mantenimiento sea relativamente sencillo y para mejorar las condiciones de movilidad del fluido se

puede concebir mediante la implementación de diluyente en fondo y así garantizar que la bomba haga su proceso de succión para levantar los fluidos hasta la superficie.

El método de bombeo electrosumergible posee una limitación importante porque este tipo de método es diseñado para trabajar con altos volúmenes de fluidos y este pozo no posee la cantidad necesaria de fluido para cumplir con los requerimientos de este método; aunado a esto, debe poseer una sumergencia de 500 pies, lo cual está muy por encima de la sumergencia de la bomba que ofrece este pozo, que es de 249 pies.

Por otra parte el levantamiento artificial por gas según las condiciones presentes en el pozo está limitado por la gravedad API, porque está diseñado para crudos pesados, medianos y livianos, pero la gravedad de este pozo es de 8,4 API, lo cual se encuentra por debajo de la requerida por ser un crudo extrapesado. Por lo tanto, cuando se lleve a cabo la inyección continua de gas las burbujas del mismo no serán suficientes para levantar el crudo hasta la superficie porque no ocurrirá la reducción de densidad y por ende, cumplir con el diseño de este método.

Análisis para los pozos JOC - 542 y PM – 125, según rango de aplicación

Para realizar este análisis se diseñó una tabla resumen con las características o parámetros a evaluar de cada uno de los pozos con énfasis a inferir cuál será el posible a implementar.

Tabla 4.7 Evaluación de los pozos JOC – 542 y PM - 125 de acuerdo al rango de aplicabilidad

CONDICIONES DE LOS POZOS		POZOS					
JOC -542	PM – 125	BES		BCP		LAG	
		JOC -542	PM - 125	JOC -542	PM - 125	JOC -542	PM – 125
10,1 ^o API	12,3 ^o API	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Volumen de operación 149 BNPD	Volumen de operación 268 BNPD	NO	SI	SI	SI	SI	SI
Profundidad de 4090 pies	Profundidad de 3753 pies	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Temperatura de 125° F	Temperatura de 125° F	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Sumergencia 500 pies	Sumergencia 1121 pies	SI	SI	SI	SI	--	--

La tabla 4.7, indica que para el pozo JOC – 542 el método de levantamiento artificial que mayor posibilidad tiene de ser aplicado es el bombeo por cavidades progresivas, debido a que sus condiciones se adaptan favorablemente a las circunstancias presentes en el pozo, pudiendo mejorar sus condiciones de movilidad mediante la inyección de diluyente en fondo y así corregir uno de sus principales problemas operacionales que es el rompimiento de las correas, a causa del varamiento del pozo.

El método de bombeo electrosumergible se ve afectado por la cantidad de volumen a levantar, motivado a que este método requiere una mayor demanda de fluidos y la producción total presente en el pozo está por debajo de lo requerido y

debe poseer una baja relación gas petróleo porque este método según fabricación posee un manejo regular del gas, porque con el tiempo el mismo puede ocasionar daños en la bomba y para este pozo esta relación se considera alta.

Por otra parte, también se puede resaltar que el LAG, podría implementarse porque las condiciones requeridas por el pozo se ajustan a lo requerido por el mismo. El crudo presente es de 10,1° API, lo que se considera un crudo pesado y mediante la inyección, continua de gas en la columna de los fluidos, lo que ocasiona que disminuya la densidad del fluido y se reduzca el peso de la columna hidrostática sobre la formación.

En relación al pozo PM – 125, se puede decir que, según los resultados todos los métodos de levantamiento artificial indicados en la tabla 4.14, aplican para un posible cambio de método. Sin embargo cabe destacar que para el BES, la bomba se vería afectada por ser un pozo con alta producción de arena, lo cual seguiría ocasionando fallas en el mismo, debido a que la producción de sólidos es una de las principales limitaciones de este método.

El método artificial LAG, en este caso, es el que se debería implementar porque maneja sólidos, altos cortes de agua y gas. El mecanismo primario de este campo es el empuje por capas de gas. Por lo tanto, se puede aprovechar los efectos de este empuje y obtener el mayor recobro posible. (Para detalles más específicos de los análisis de los pozos JOC – 542 y PM – 125, ver apéndices D).

4.3 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL NUEVO MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A IMPLEMENTAR

Finalizada la recopilación de información relacionada con los pozos objeto de estudio, se procedió a realizar la simulación mediante la utilización del software

PIPESIM 2011, que permite simular bajo distintos métodos de levantamiento artificial (BM, BES, BCP y LAG) mediante análisis nodales. Posteriormente, se continuó a cargar la data requerida por el simulador para la construcción de las curvas de ofertas y demandas de cada uno de los pozos.

❖ POZO JOC-551 (Campo Jobo)

Para el estudio se tomaron en cuenta los siguientes parámetros:

Tabla 4.8. Características del Pozo JOC - 551

Parámetros	Valor
Barriles totales (BT) (petróleo, agua, gas, diluyente)	163 BLS/D
Barriles brutos (BB) (petróleo, agua, gas)	120 BLS/D
Presión de superficie	60 lpc
Presión de fondo fluente (PWF)	347 lpc
Presión estática	1441 lpc
Presión en el separador	45 lpc
Relación gas-petróleo (RGP)	362,5 PCN/BN
% A y S	30
Gravedad API	8,4°
Temperatura de ambiente	100 °F
Temperatura de fondo (TF)	129

Tabla 4.8 Continuación de características del pozo JOC-551

Parámetros	Valor
Reductor	1 pulg
Desplazamiento de la bomba	680 BLS/D
Eficiencia en el separado de gas	30%
Distancia horizontal	729 pies

Velocidad	8 EPM
Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
90	170,7
100	133,8
110	104,3
120	71,21
Completación	
Tubería 4 plg @ 3733 pies	
Asiento de la bomba @ 3742 pies	
Revestidor de 7 plg @ 3763 pies	
Liner 3 ½ plg @ 4074 pies	
Profundidad total @ 4165 Pies	

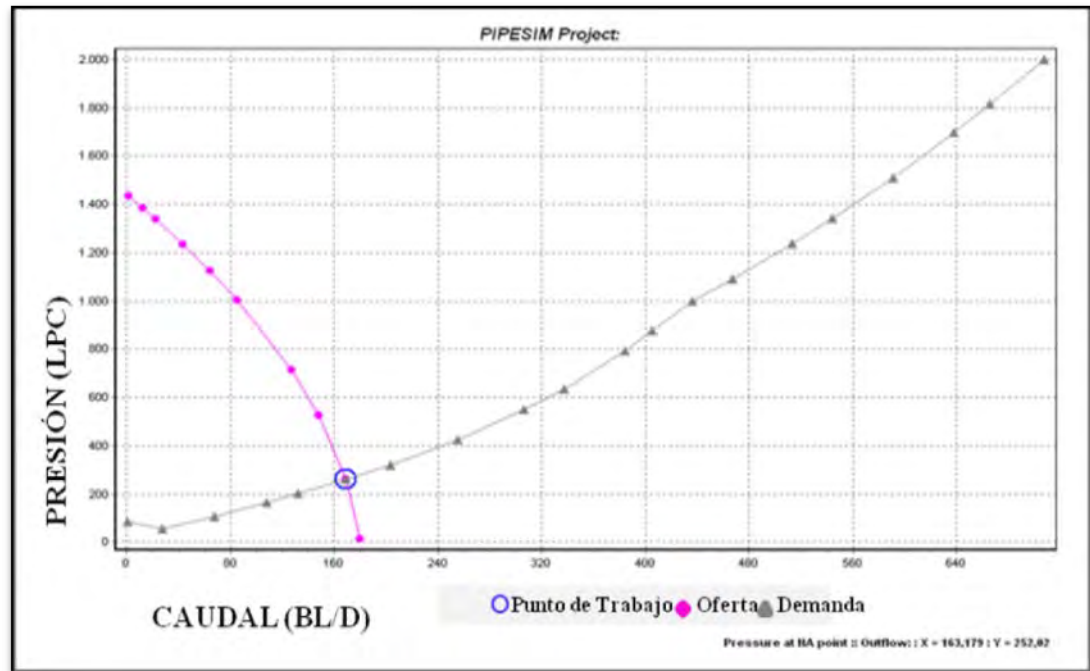
Bombeo mecánico (BM)

Se utilizaron varias correlaciones para simular el comportamiento real del pozo resultando Hagedorn & Brown como la que más se adapta a las condiciones actuales en el mismo, porque se puede utilizar para fluidos como petróleo, gas y agua y se realizan mediante datos de campo y laboratorio, en tuberías de 1 a 4 pulg.

Bomba: ARHA 3-1/2 plg.

Correlación: Hagedorn & Brown.

Velocidad: 8 EPM



Gráfica 4.4 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BM)

Donde resultó lo siguiente:

Tabla 4.9 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BM)

Realidad	Simulador
Q=163 BLS/D	Q=163,179 BLS/D
Pwf=347 LPC	Pwf=252,02 LPC

En la gráfica 4.4, se puede visualizar que este pozo se encuentra produciendo el 70% de su potencial máximo y la presión de fondo fluyente ha tenido un máximo de 347 lpc, donde, a medida que aumenta la producción, disminuye la presión. Se puede evidenciar que el pozo tiene una gran caída de presión y el mismo se debe al bajo aporte del yacimiento para sustituir los fluidos que han sido producidos.

La velocidad se varió a 9 EPM para conocer así el comportamiento del pozo obteniéndose lo siguiente:

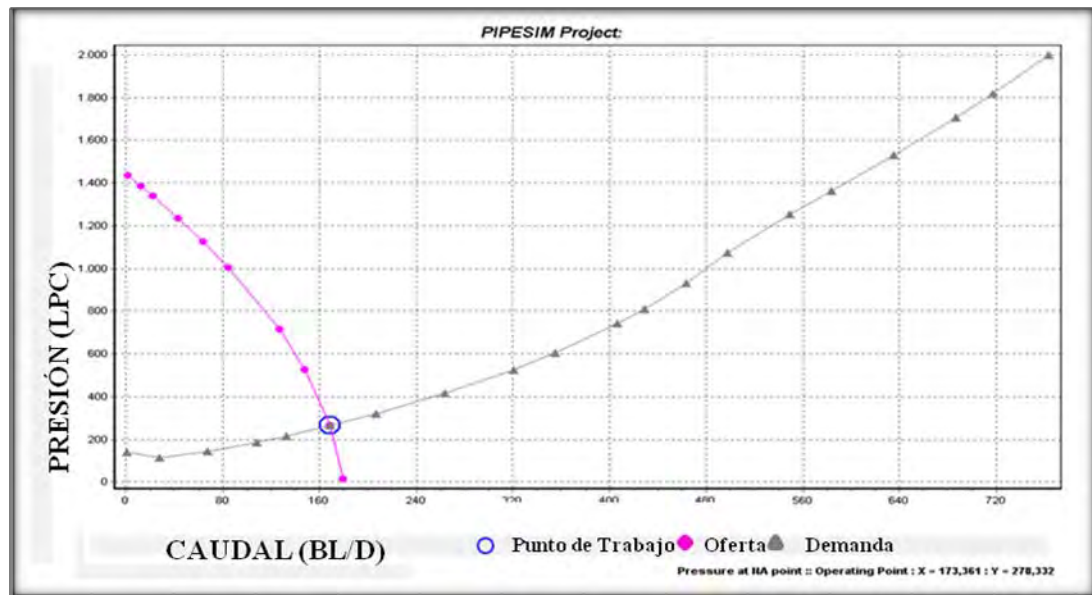


Gráfico 4.5 Sensibilización de variación de la velocidad pozo JOC-551 (BM).

Tabla 4.10 Sensibilización de variación de la velocidad pozo JOC-551

Realidad	Simulador
Q=163	Q=173,361
BLS/D	BLS/D
Pwf=347	Pwf=278,32
LPC	2 LPC

Q ganancial= (173,361 – 163) BLS/D

Q ganancial= 10,361 BLS/D

Al incrementar la velocidad se obtiene solo un ganancial de 10,36 BLS/D y esto es motivado a que se encuentra cerca de su potencial máximo, por lo tanto, no es recomendable, por la alta caída de presión que posee este pozo, existiendo así la posibilidad de que el pozo sea invadido por agua o por gas. Actualmente, posee una velocidad de 8 EPM y lo máximo que se le puede aumentar operacionalmente es a 9 EPM.

Tabla 4.11. Variación de las velocidades con bomba ARHA 3 ½plg en pozo JOC-551

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal(BL/D)	12 9	14 5	1 56	16 3	16 5	1 73	17 5
Presión (LPC)	69 7	64 6	4 29	36 0	30 4	2 73	24 3
Ganancial (BL/D)	N o existe	N o existe	N o existe	0	2	1 0	12

De acuerdo a los resultados que arroja la gráfica 4.5, se puede decir que este pozo está cerca de llegar a su producción máxima. De igual manera en la tabla 4.18, permite afirmar que en menores de 5 EPM, no se obtienen gananciales. El ganancial más alto lo alcanza en los 9 EPM

Bombeo de cavidades progresivas (BCP)

Para la realización de la simulación en BCP se consideró obtener primeramente las condiciones actuales del pozo en cuanto a producción, como lo es, encontrar la bomba adecuada. Al fijar la correlación que más se adecuó a las circunstancias presentes en el mismo, también se variaron las revoluciones por minuto para mejorar

la situación actual que permitan producir mayor cantidad de petróleo. Bajo este método se consideran los barriles brutos.

Bomba: Modelo: 400- 80E1350

Correlación: Duns & Ros.

Con 80 RPM.

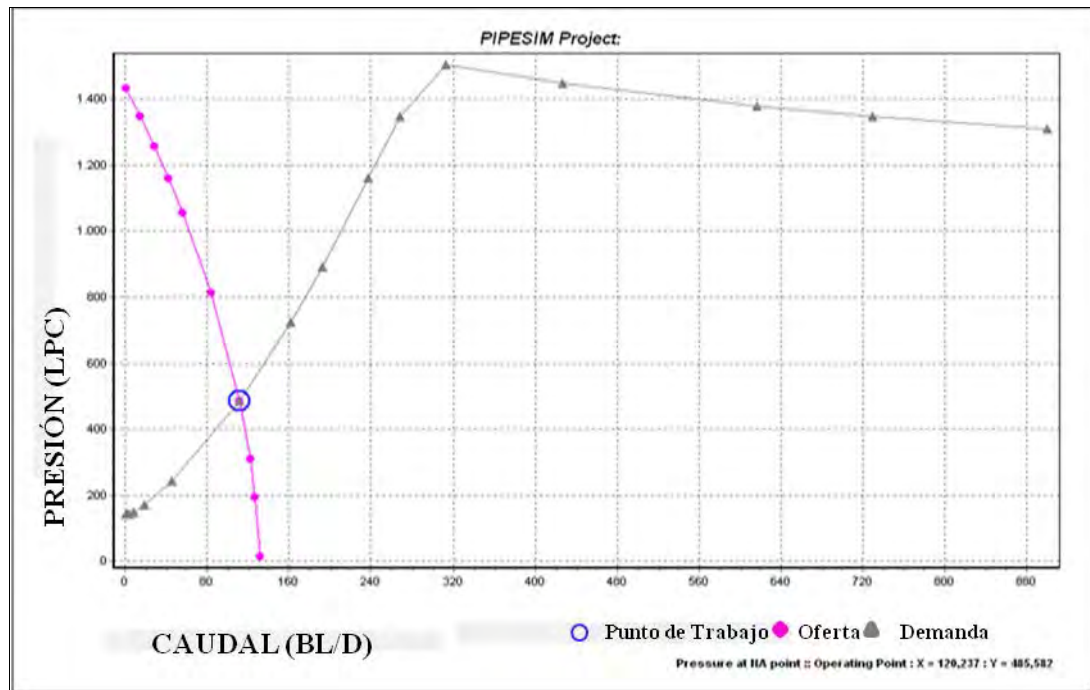


Gráfico 4.6 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BCP)

Tabla 4.12 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BCP)

Realidad	Simulador
Q=120 BLS/D	Q=120,237 BLS/D
Pwf=347 LPC	Pwf=485,582 LPC

En la tabla 4.12, se puede visualizar que el caudal resultante de la simulación se compara con los barriles brutos del pozo, por tanto este método no considera inyección de diluyente en fondo como el bombeo mecánico o bombeo electrosumergible, para el caso de bombeo por cavidad progresiva existe ventaja para la producción de arenas el cual es uno de los problemas presentes en el pozo que podría ser resuelto con la aplicación de este método.

Adicionalmente se variaron los RPM con una velocidad de 200, 250, 300 y 350 RPM.

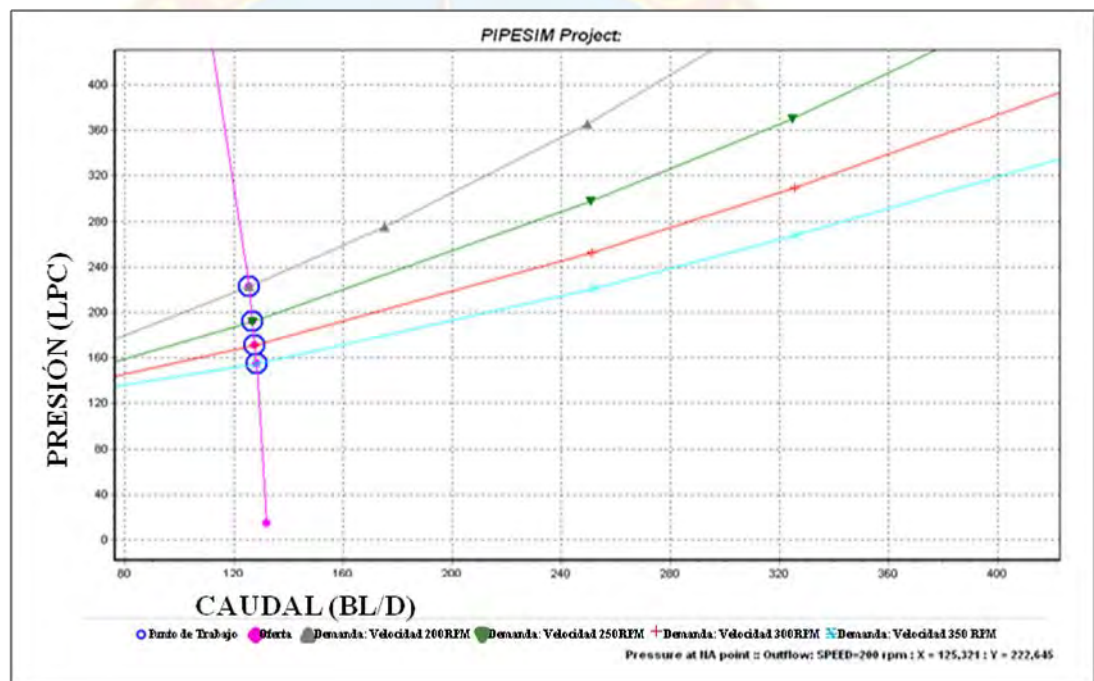


Gráfico 4.7 Sensibilización al variar los RPM del pozo JOC-551

Tabla 4.13 Sensibilización al variar con 200 RPM el pozo JOC-551

Realidad	Simulador
Q=120 BLS/D	Q=125,321 BLS/D
Pwf=347 LPC	Pwf =222,645 LPC

$$Q \text{ ganancial} = (125,321 - 120) \text{ BLS/D}$$

$$Q \text{ ganancial} = 5,321 \text{ BLS/D}$$

Se puede observar en este gráfico que al variar los RPM de 200 a 350 la producción se mantiene casi constante. Por lo tanto no es factible hacer un cambio de método a bombeo por cavidades progresivas porque de acuerdo a los resultados, el ganancial arrojado no es tan relevante, tomando en cuenta que este pozo ya se encuentra cerca de su máximo límite de producción.

Bombeo electrosumergible (BES)

En esta simulación es necesario variar tanto las etapas como la velocidad de la bomba y así adaptar la correlación que mejor se adecua a las condiciones existentes en el pozo para la obtención de un resultado más real y así proceder a la generación de la curva de análisis nodal.

Bomba utilizada: Fabricante: Centrilift y Modelo: B11W.

Correlación: Hagedorn & Brown.

Número de etapas: 140 etapas

Velocidad: 55 Hz.

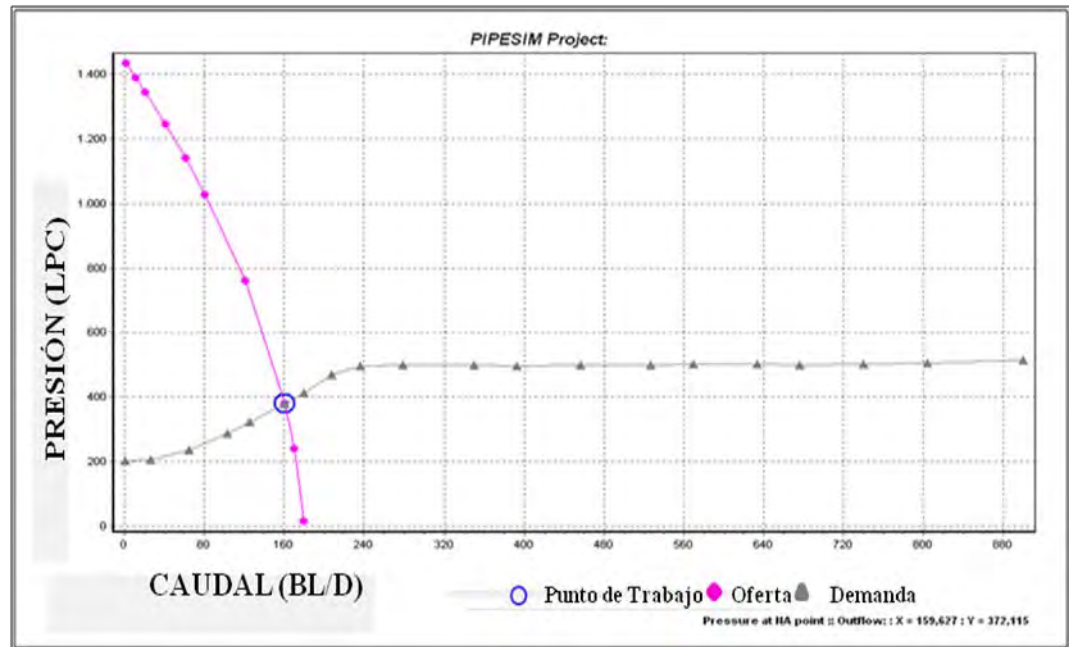


Gráfico 4.8 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BES)

Tabla 4.14 Modelo definitivo para pozo JOC-551 (BES)

Realidad	Simulador
Q=163	Q=159,627
BLS/D	BLS/D
Pwf=347	Pwf=372,446
LPC	LPC

Al visualizar el gráfico 4.8, arrojado por el simulador es de notar que la producción máxima de este pozo es baja (159,627 BLS/D) en relación con la realidad actual del mismo que es de 163 BLS/D, por lo tanto, a medida que disminuya la presión de fondo fluyente, la curva de demanda del pozo también va a disminuir de acuerdo a las condiciones estándares presentes en él, la única manera de que este comportamiento cambie es que cambien los datos petrofísicos existentes en el yacimiento lo que perjudicaría la realidad del mismo, ocasionando valores diferentes en la simulación.

Variando las etapas y las velocidades, con el fin de conocer si al aumentar las mismas se obtendría una mayor producción y por ende un mayor ganancial.

Con 180 etapas.

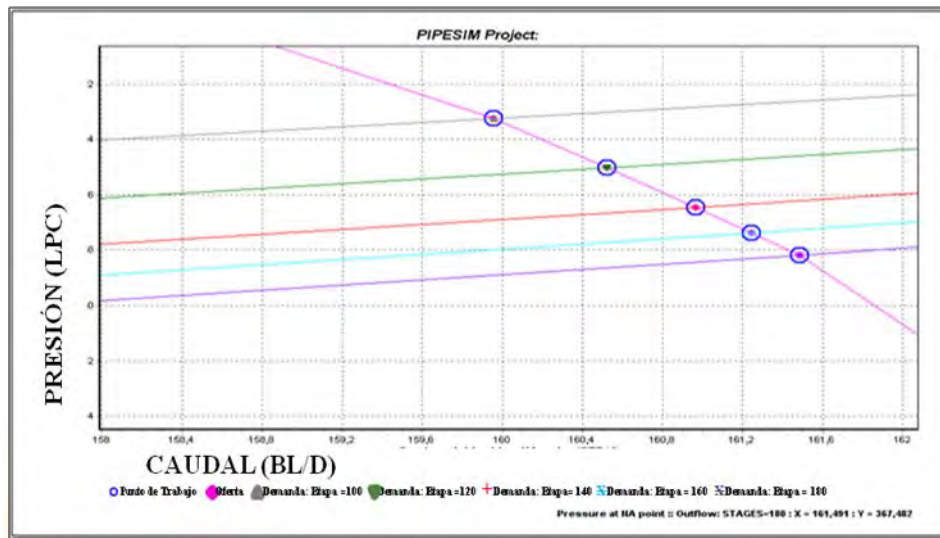


Gráfico 4.9 Sensibilización de las etapas en pozo JOC-551

Tabla 4.15 Sensibilización de las etapas en pozo JOC-551

	Realidad	Simulador
	Q=163	Q=161,491
	BLS/D	BLS/D
	Pwf=347	Pwf=367,442
	LPC	LPC

Q ganancial= (161,491 - 163) BLS/D

Q ganancial= No existe ganancia.

Variando las velocidades a 55 HZ.

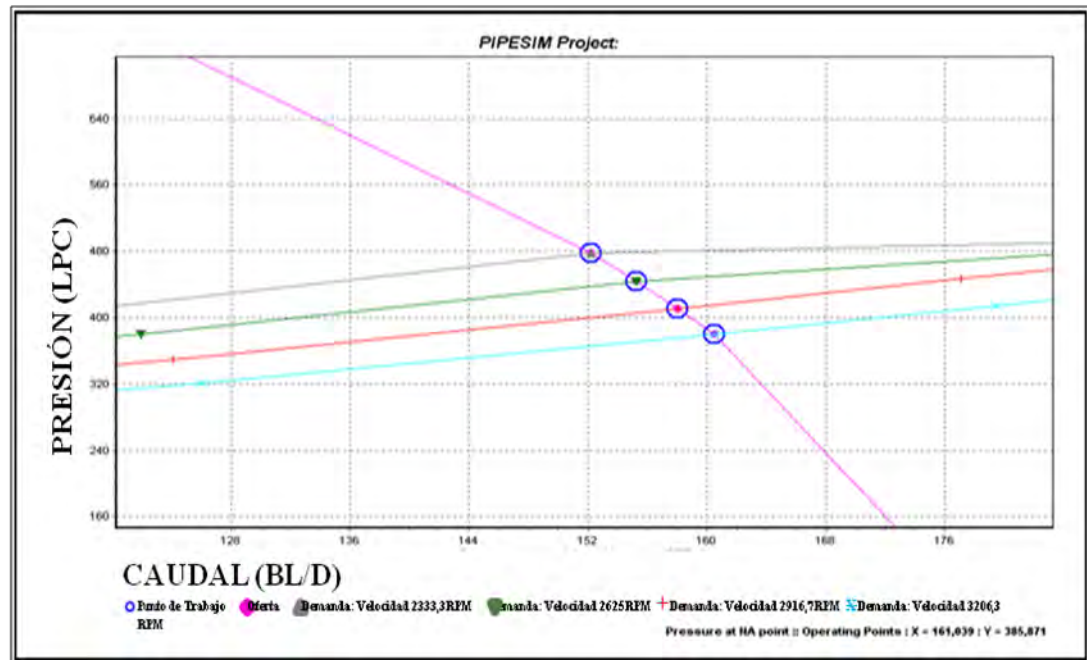


Gráfico 4.10 Sensibilización de la velocidad pozo JOC-551

Tabla 4.16 Sensibilización de la velocidad pozo JOC-551

	Realidad	Simulador
	Q=163	Q=161,039
	BLS/D	BLS/D
	Pwf=347	Pwf=385,87
	LPC	1 LPC

Q ganancial= (158,075 - 163) BLS/D

Q ganancial= No existe ganancia.

Al realizar la variación de las etapas y las velocidades del pozo no se observa una diferencia notable de los valores, con respecto a la velocidad que mejor se adapta (55 Hz) y por debajo de este valor se aleja del comportamiento actual del pozo; no se visualiza un cambio en la producción. Por lo tanto, se puede afirmar que este pozo no

aplica para este cambio de método porque no se obtendrían ganancias con respecto a producción.

Levantamiento artificial por gas (LAG)

Al introducir la data requerida por el simulador se procedió a realizar sensibilizaciones de las correlaciones escogiendo la que más se ajustó a las condiciones actuales, bajo el sistema de LAG. Luego se efectuó las variaciones de las tasas de inyección de gas para conocer la factibilidad de este método.

Correlación: Duns & Ros.

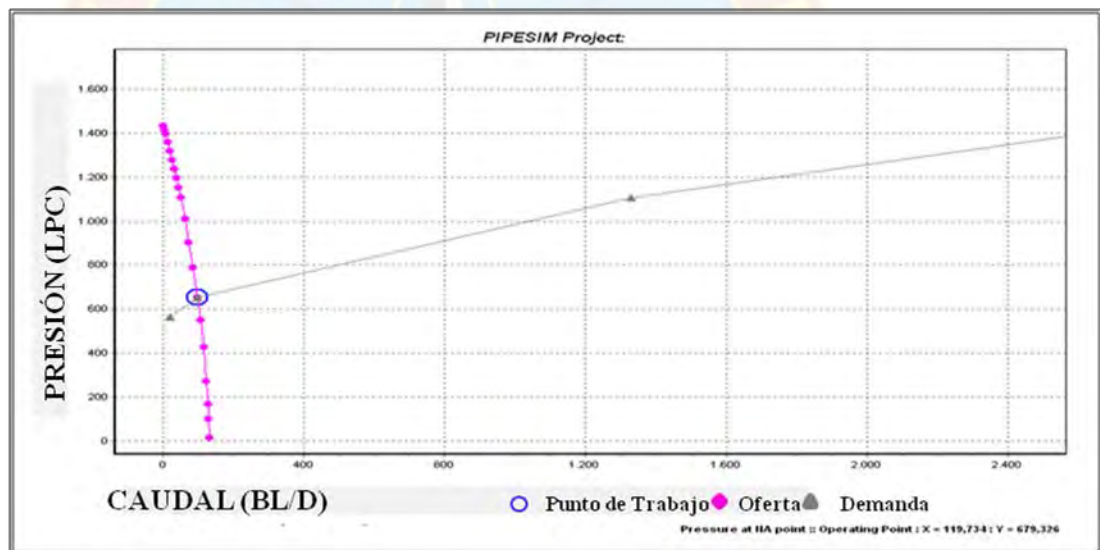


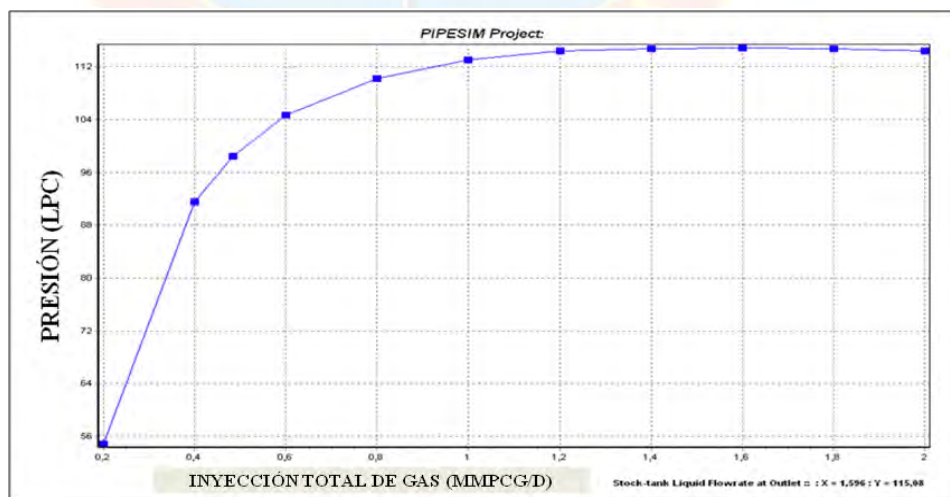
Gráfico 4.11 Modelo definitivo del pozo JOC-551 (LAG)

Tabla 4.17 Modelo definitivo del pozo JOC-551 (LAG)

Realidad	Simulador
Q=120 BLS/D	Q=119,734 BLS/D
Pwf=347 LPC	Pwf=679,326 LPC

En el gráfico 4.11 se representa que al interceptarse la presión de fondo fluente con el caudal se origina el punto de intercepción dando como resultado los datos reales del pozo al ser sensibilizados cuando se variaron las distintas correlaciones que ofrece el simulador. La producción del pozo va a variar dependiendo de la tasa de inyección de gas en el mismo, y el caudal obtenido como resultado en el simulador, se compara con los barriles brutos por no recibir diluyente, en este caso, la presión se mantiene más en comparación con los otros métodos, debido a la continua inyección de gas el cual genera que la presión se mantenga.

Variando las tasas de inyección de gas.

**Gráfico 4.12 Sensibilización de la tasa de inyección de gas.**

El gráfico 4.12, se realizó con la finalidad de conocer cuál es la tasa de inyección máxima que se puede inyectar al pozo dando como resultado un caudal de inyección de 1,596 MMPCND a la cual se obtiene el caudal máximo. Un aumento en la tasa de inyección puede generar una recirculación del gas inyectado.

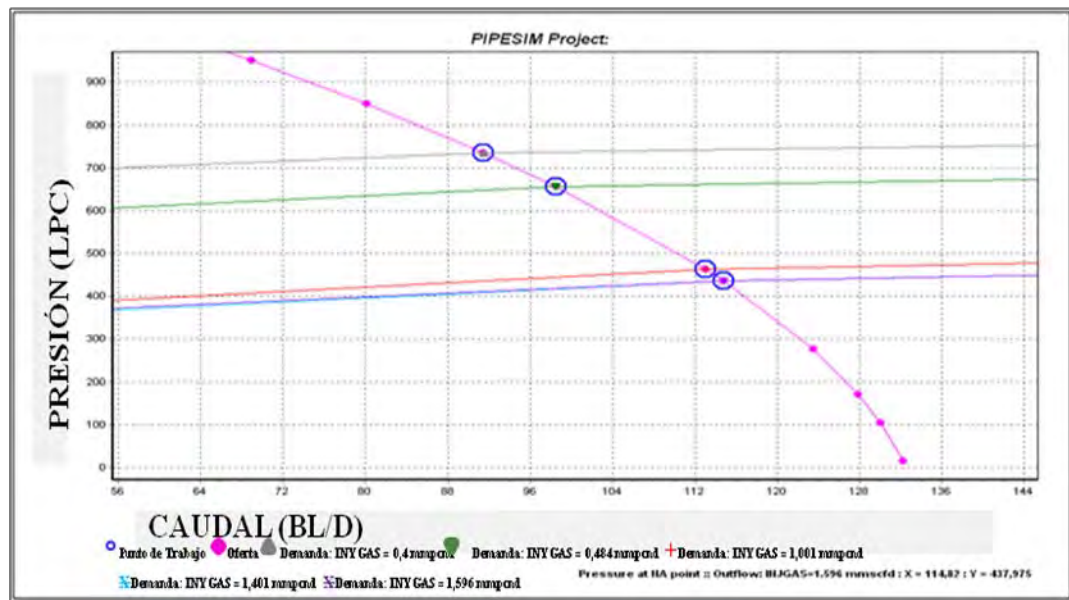


Gráfico 4.13 Sensibilización de caudal con respecto a la inyección de gas

$Q_{Iny} = 1,596$ MMPCND

$Q = 114,82$ BLS/D

$P = 437,975$ LPC

Por lo tanto se obtiene lo siguiente:

Q ganancial: $(114,82 - 120)$ BLS/D

Q ganancial: No existe ganancial.

De acuerdo a los resultados obtenidos mediante simulación, este método de levantamiento artificial no aplica de acuerdo a las condiciones del pozo, debido a que lo máximo que se puede obtener mediante este método es 114,82 BLS/D con una tasa

de inyección máxima de 1,596MPCN/D produciendo menos fluido de lo que produce éste actualmente bajo el método de BM.

En este sentido, se puede afirmar que ninguno de los métodos de levantamiento artificial estudiado aplica como cambio de método para éste pozo. Sin embargo, el mismo puede seguir produciendo bajo el mismo método inicial, pero con una velocidad menor 8 o 9 EPM, porque aunque a esta velocidades se obtendrían mejores ganancias, la vida útil del pozo declinaría más rápidamente, no obstante con 5 EPM. Esto se puede verificar en el estudio de cambio de velocidades que presenta la tabla 4.18.

❖ **POZO JOC-542 (campo Jobo).**

Tabla 4.18. Características del pozo JOC-542

Parámetros	Valor
Barriles totales (BT) (petróleo, gas, agua, diluyente)	149 BLS/D
Barriles brutos (BB) (petróleo, gas, agua)	97 BLS/D
Presión de superficie	55 lpc
Presión de fondo fluyente (PWF)	600 lpc
Presión estática	905 lpc
Presión en el separador	45 lpc
Relación gas-petróleo (RGP)	1696 PCN/BN
% A y S	17
Gravedad API	10,1°
Temperatura de ambiente	100 °F

Temperatura de fondo (TF)	125°F
Reductor	0,7 plg
Desplazamiento de la bomba	510 BLS/D
Eficiencia en el separado de gas	50%
Distancia horizontal	529 Pies
Velocidad	6 EPM

Tabla 4.18 Continuación, característica del pozo JOC-542

Tabla de Viscosidades	
Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
90	841
100	565
110	333
120	254
Completación	
Tubería 4 ½ plg @ 3624 pies	
Asiento de la bomba @ 3624 pies	
Revestidor de 7 plg @ 3654 pies	
Liner 3 ½ plg @ 3994 pies	
Profundidad total @ 4090 pies	

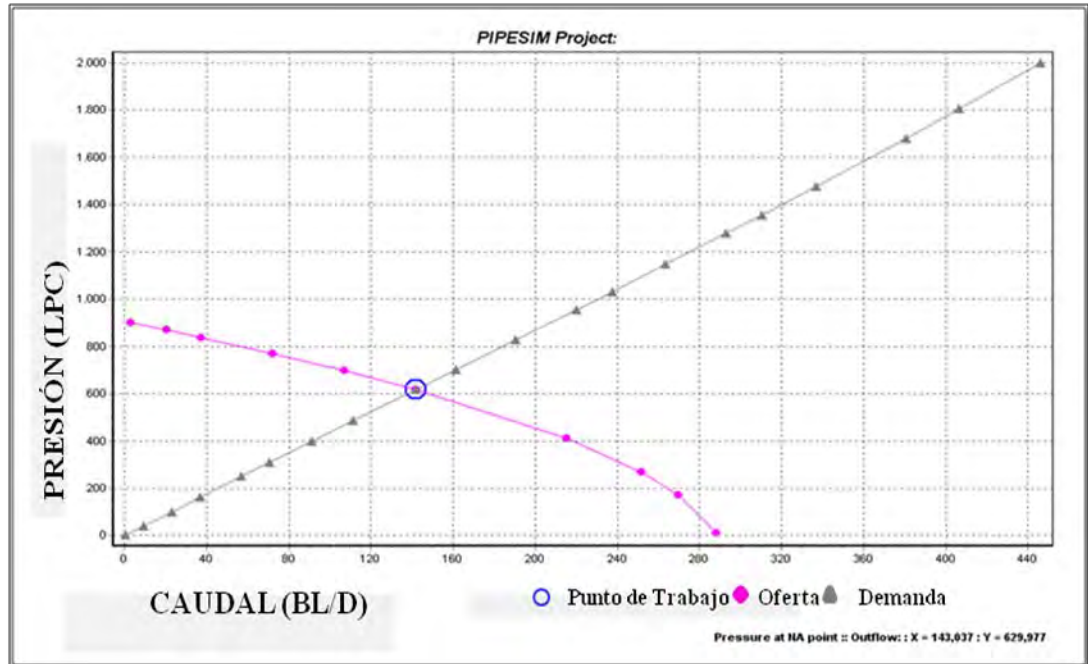
Bombeo mecánico (BM)

De acuerdo a las condiciones presentes en el pozo y las diferentes sensibilizaciones que se han hecho para conocer el comportamiento del mismo, este se encuentra representado por lo siguiente:

Bomba: ARHA 3 ½ plg

Correlación: No slip assumption.

Velocidad: 6 EPM



Gráfica 4.14 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BM)

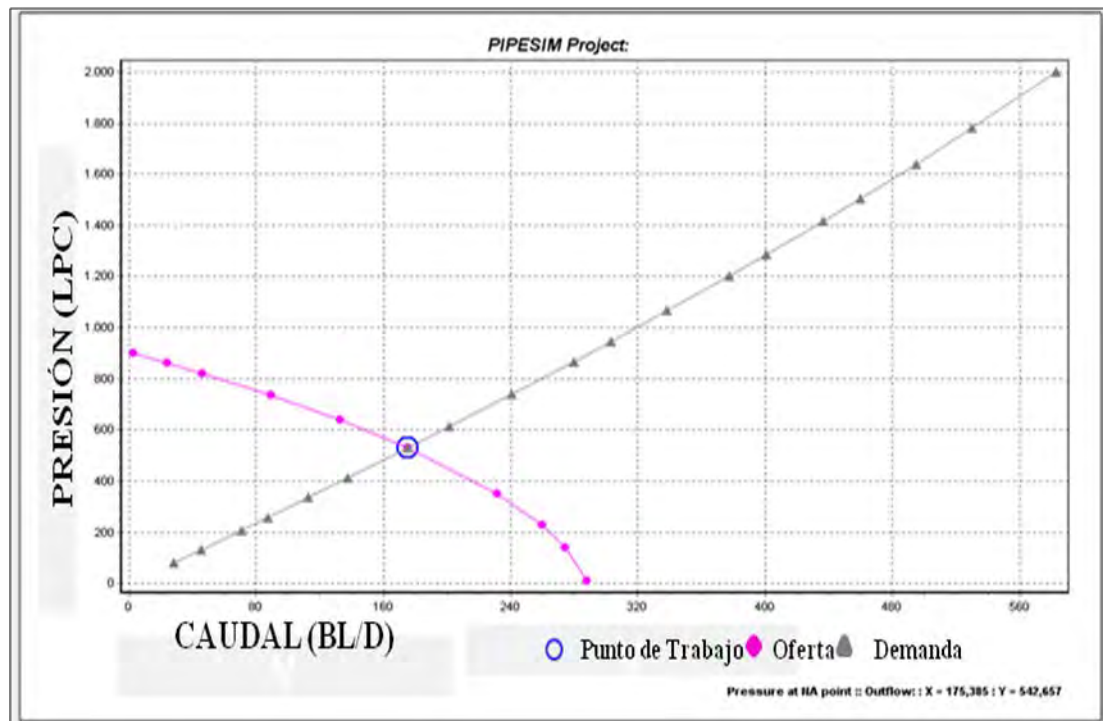
Tabla 4.19 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BM)

Realidad	Simulador
Q=149	Q=143,037
BLS/D	BLS/D
Pwf=600	Pwf=629,977
LPC	LPC

Para el análisis nodal bajo el método de BM se agregaron al simulador los datos reales obtenidos en el campo; cuyos datos fueron sensibilizados para poder alcanzar una tasa de producción de 149 BLS/D o lo más cercana a ella; porque a medida que disminuya la presión del pozo también va disminuir la curva de demanda. Se puede

decir que en este pozo, aún se puede recuperar suficiente petróleo porque el potencial máximo calculado mediante el software es de 188 BLS/D.

Se realizó la variación de la velocidad, el gráfico siguiente muestra el comportamiento del pozo a 9 EPM.



Gráfica 4.15 Sensibilización de la velocidad del pozo JOC-542

Tabla 4.20 Sensibilización de la velocidad del pozo JOC-542

Realidad	Simulador
Q=149 BLS/D	Q=175,385 BLS/D
Pwf=600 LPC	Pwf=542,65 7 LPC

Q ganancial= (175,385 – 149) BLS/D

Q ganancial= 26,385 BLS/D

Al momento de variar la velocidad en el equipo de bombeo mecánico a partir de 9 EPM se obtuvo una variación mínima de la producción con respecto al ganancial. También se puede observar, en la gráfica 4.15, que al variar la velocidad lo que se obtienen de ganancial son 26 BLS/D.

Tabla 4.21. Variación de las velocidades con bomba ARHA 3 ½ pulg en pozo JOC-542

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	98	1 14	1 29	1 43	1 55	16 5	17 5
Presión (LPC)	719	6 87	6 51	6 30	5 93	56 6	54 3
Ganancial	No existe	N o existe	N o existe	N o existe	6	16	26

Tabla 4.22 Variación de las velocidades con bomba ATH 4 ½ pulg en pozo JOC-542

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	1 69	1 91	2 09	2 24	2 35	24 6	25 0
Presión (LPC)	5 60	4 85	4 32	3 73	3 38	30 2	27 9
Ganancial	2 0	4 2	6 0	7 5	8 6	97	10 1

Se puede notar que al aumentar la velocidad de 6 hasta 9 EPM el ganancial que se obtiene es muy poco, no obstante, al utilizar una bomba de mayor capacidad que la instalada en el pozo, se obtendrá una mayor producción, así que se puede considerar

el cambio de bomba ARHA 3 ½ plg a una bomba ATH 4 ½ plg y operar a 8 EPM para lograr un ganancial de 53 BLS/D.

Al simular este pozo con los diferentes métodos de levantamiento artificial y sus correlaciones, se pueden resumir los resultados obtenidos de la siguiente manera: (ampliación de la información, ver apéndices G).

- Con BCP, no se obtiene un gran ganancial, solamente se refleja 36 BLS/D por encima de su producción actual, al variar la velocidad a 350 RPM, que es lo máximo que se puede aumentar en este método, por lo tanto, este ganancial no es suficiente para considerar este método de levantamiento artificial como viable.
- Con BES, se observa que al variar las etapas de 200 hasta 350 y las velocidades desde 35 hasta 55 Hz en el simulador, el comportamiento del pozo no presentó cambio en su producción. Por lo tanto este método de levantamiento artificial no aplica como cambio de método para este pozo, porque este método trabaja con caudales de 200 a 18.000 BLS/D y éste sólo ofrece un caudal de 149 BLS/D.
- Con LAG, se variaron las tasas de inyección de gas desde 0,05 a 0,850 MMPCN/D, resultando como la tasa de inyección máxima 0,699 MMPCN/D que sólo permite obtener un ganancial de 10,93 BLS/D. Por lo tanto, se puede considerar que este método de levantamiento artificial no sería aplicable, porque no aportaría un gran ganancial, el cual sería por encima de 100 BLS/D.
- En fin, puede decirse que de acuerdo a los resultados arrojados por el simulador estos métodos de levantamiento artificial no reúnen las condiciones para implantar un nuevo método al pozo en estudio, en cuanto a producción se

refiere. Sin embargo, si se quiere solventar problemas operacionales se puede considerar el método BCP.

❖ **POZO PM -125 (campo Pilón)**

Tabla 4.23. Características del Pozo PM – 125

Parámetros	Valor
Barriles totales (BT) (petróleo, gas, agua)	268 BLS/D
Barriles brutos (BB) (petróleo, gas, agua)	268 BLS/D
Presión de superficie	100 lpc
Presión de fondo fluyente (PWF)	659 lpc
Presión estática	771 lpc

Tabla 4.23 Continuación de características del pozo PM-125

Parámetros	Valor
Presión en el separador	45 lpc
Relación gas-petróleo (RGP)	530 PCN/BN
% A y S	34
Gravedad API	12,3
Temperatura de ambiente	100 °F
Temperatura de fondo (TF)	129 °F
Reductor	0,55 plg
Desplazamiento de la bomba	510 BLS/D
Eficiencia en el separador de gas	30%
Distancia horizontal	1069 pies

Velocidad		6 EPM
Tabla de Viscosidades		
Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)	
90	7353	
100	4351	
110	2777	
120	1793	
Completación		
Tubería 4 ½ plg @ 3340 pies		
Asiento de la bomba @ 3273 pies		
Casing de 7 plg @ 3370 pies		
Liner 3 ½ plg @ 3548 pies		
Profundidad total @ 3753 pies		

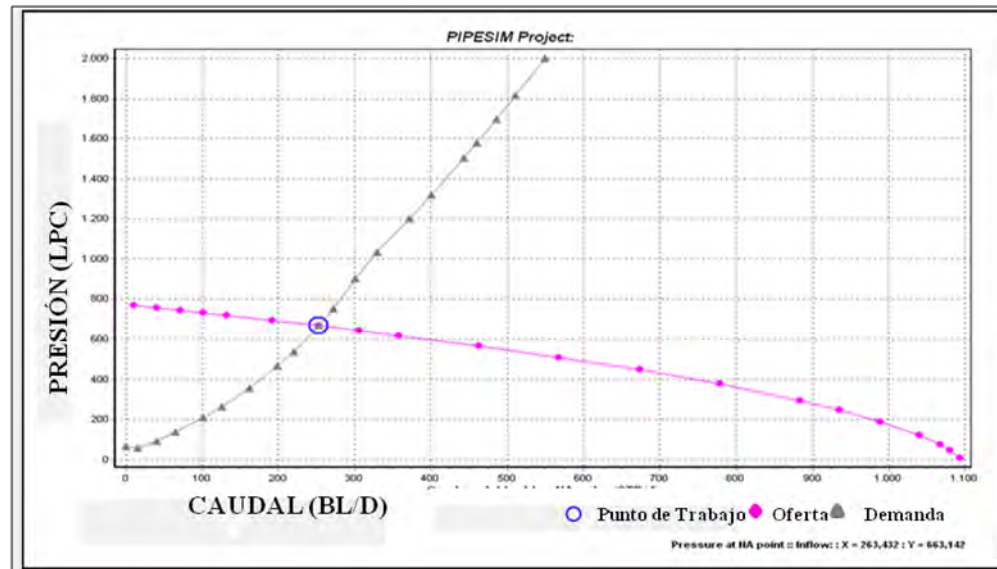
- Bombeo Mecánico (BM)

Una vez finalizada la incorporación de los datos al simulador se indagó referente a la correlación a utilizar; resultando lo siguiente:

Bomba: ARHA 3 ½ plg

Correlación: Gray modified.

Velocidad: 6 EPM



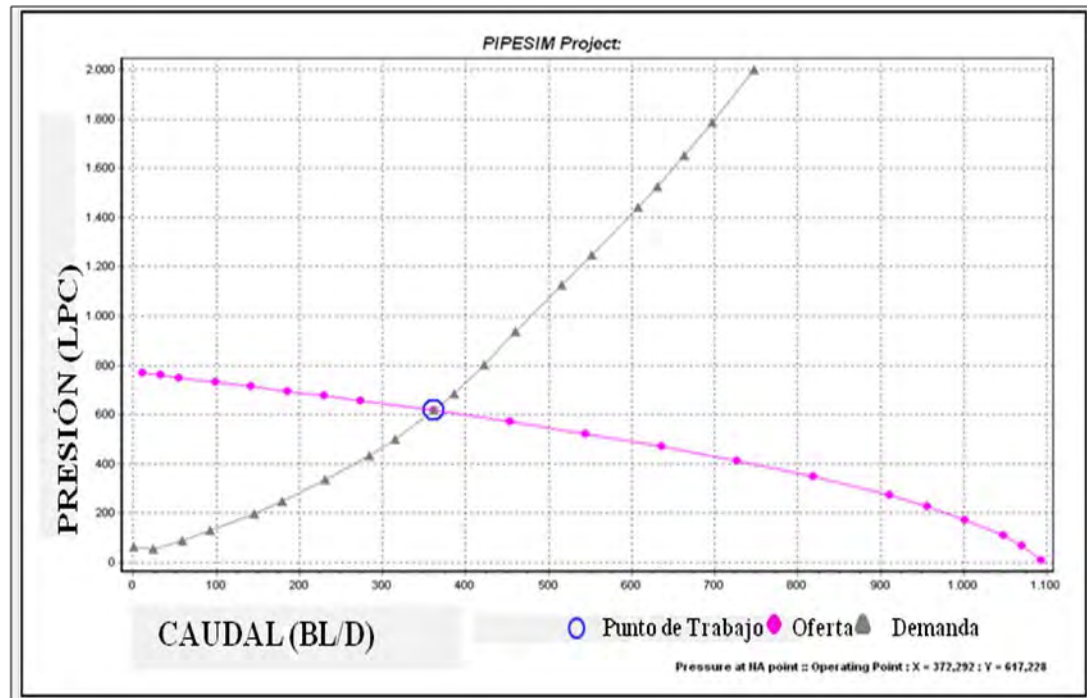
Gráfica 4.16 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BM)

Tabla 4.24 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BM)

	Realidad	Simulador
	Q=268	Q=263,432
	BLS/D	BLS/D
	Pwf=659	Pwf=663,142
	LPC	LPC

En este gráfico se puede observar que este pozo tiene mayor producción de crudo en comparación con los otros pozos objeto de estudio. Los barriles totales y brutos de este pozo son iguales (ver apéndices E), debido a que no recibe diluyente porque no tiene facilidades para inyectar el mismo. Este pozo posee un alto potencial y eso se puede verificar mediante la curva de oferta que ofrece el simulador obteniéndose los siguientes resultados:

Se varió la velocidad hasta los 9 EPM para verificar el comportamiento del pozo al aumentar los mismos.



Gráfica 4.17 Sensibilización de las velocidades pozo PM-125

Tabla 4.25 Sensibilización de las velocidades pozo PM-125

Realidad	Simulador
Q=268 BLS/D	Q=372,292 BLS/D
Pwf=659 LPC	Pwf=617,22 8 LPC

$$Q \text{ ganancial} = (372,292 - 268) \text{ BLS/D}$$

$$Q \text{ ganancial} = 104,292 \text{ BLS/D}$$

Al incrementar a 9 EPM la velocidad el cual es lo máximo que se puede incrementar en equipos de bombeo mecánico se obtiene un ganancial de 104 barriles lo cual se puede considerar como factible, también se puede realizar un cambio de bomba por una de mayor tamaño que permita obtener mayores ganancial de crudo.

Tabla 4.26 Variación de las velocidades con bomba ATH 4 ½ plg en pozo PM-125

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	338	4 32	5 16	5 87	64 2	6 92	74 1
Presión (LPC)	623	5 93	5 39	5 12	47 2	4 27	40 5
Ganancial	70	1 64	2 48	3 19	37 4	4 24	47 3

De acuerdo a la tabla 4.32, se puede observar que al aumentar la capacidad de la bomba se incrementa el potencial pudiendo utilizar una bomba ATH 4 ½ pulg con velocidad de 8 EPM creándose un diferencial de 343,628 lpc ya que 350 lpc es lo máximo en diferencial que se permite para este campo, dejando así el mismo método de levantamiento artificial.

Al simular el pozo PM - 125 con los diferentes métodos de levantamiento artificial y sus correlaciones, se pueden resumir los resultados obtenidos de las siguiente manera: (ampliación de la información, ver apéndices G).

- Con BCP, se realizaron simulaciones en el cual se variaron las velocidades (RPM), desde 200 hasta 350. Tomando como muestra específica la de 350 RPM, el cual obtuvo un ganancial notable de 289,307 BLS/D, que es lo máximo que se puede aumentar en cuanto a producción, debido a que la velocidad no se puede aumentar más porque operacionalmente es lo máximo utilizado para crudos pesados. Este método puede ser considerado factible para un cambio debido a que se disminuyen los problemas operacionales y se optimiza la producción del pozo.

- Con (BES), de acuerdo a las condiciones reales del pozo se sensibilizaron varias ecuaciones, lo cual obtuvo como resultado que el pozo produce por “cabeceo” por variaciones momentáneas del patrón de flujo, aunado a que este método de levantamiento artificial está diseñado para la producción de altas tasas de flujo trayendo como consecuencia que la bomba pueda cavitarse ocasionando como resultado que se dañe.

Al variar las velocidades desde 40 a 55 Hz la única curva de demanda que cortó la curva de oferta fue la de 55 Hz (Ver apéndices G 27), lo que quiere decir que con velocidades inferiores a ellas el pozo no va a producir. Por otra parte, con las variaciones de las etapas de 120 a 160, se tomó como muestra de cálculo 140, debido a que al incrementar el número de etapas superior a ésta, puede generar mayor grado de arenamiento y un incremento en la caída de presión en el fondo del pozo, con mayores riesgos en el manejo de arena, porque el método BES, no es excelente para la producción de sólidos, por lo tanto no se considera el más adecuado a implantar.

- Con LAG, para concordar los resultados del simulador con la realidad en este tipo de método se realizó una variación del reductor resultando como el adecuado uno de diámetro 0,55 pulg, reduciendo así el espacio por donde circula el fluido y aumentando la presión de fondo, porque al aumentar los diámetros, la producción será mayor mientras que la presión disminuirá respectivamente.

Variando las tasas de inyección de gas de 0,05 a 0,395 MMPCN/D en el simulador se pudo conocer la tasa máxima de inyección de gas al pozo, el cual es de 0,15 MMPCN/D, posteriormente, tomando en cuenta esta tasa de inyección máxima se obtuvo un ganancial de 22,553 BLS/D considerado como bajo para un posible cambio de método, porque no supera los 100 BLS/D exigidos como reglamentarios.

			de 120 a 160	
	Gananci al 104 BLS/D	Gananci al 289 BLS/D	Sin ganancial	Ganancial de 23 BLS/D
	Bomba ATH 4 ½ Pulg. Gananci ales > 319 BLS/D	No se realizó variación de bomba	No se realizó variación de bomba	No se realizó variación de bomba



CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La falla principal que presentó el pozo JOC-551 se dan por causas de daños o desajuste de la cabeza de caballo, la de los pozo JOC - 542 y PM - 125, fueron por falla de la bomba a causa de pistón rayado.
- Los problemas eléctricos de alta y baja tensión, influyen negativamente en el proceso operacional de los pozos en estudio que producen con bombeo mecánico.
- De los tres (3) pozos en estudio solo uno (JOC – 551) produce el 70% de su potencial y los otros dos (2) restantes producen por debajo de su potencial máximo.
- La principal limitante para la aplicación de los métodos de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible y levantamiento artificial por gas fue la baja producción de fluido presente en los pozos estudiados.
- En el pozo JOC-542 se debe colocar bombeo de cavidades progresivas si se quiere disminuir fallas operacionales, pero si lo que se busca es aumentar producción solo basta con colocar bombas de mayor caudal o capacidad (ATH 3 ½ plg, ARHA 4 ½ plg y ATH 4 ½ plg).
- El cambio de método de levantamiento artificial según la evaluación técnica solo es factible para el pozo PM-125 de bombeo mecánico a bombeo de cavidades progresivas

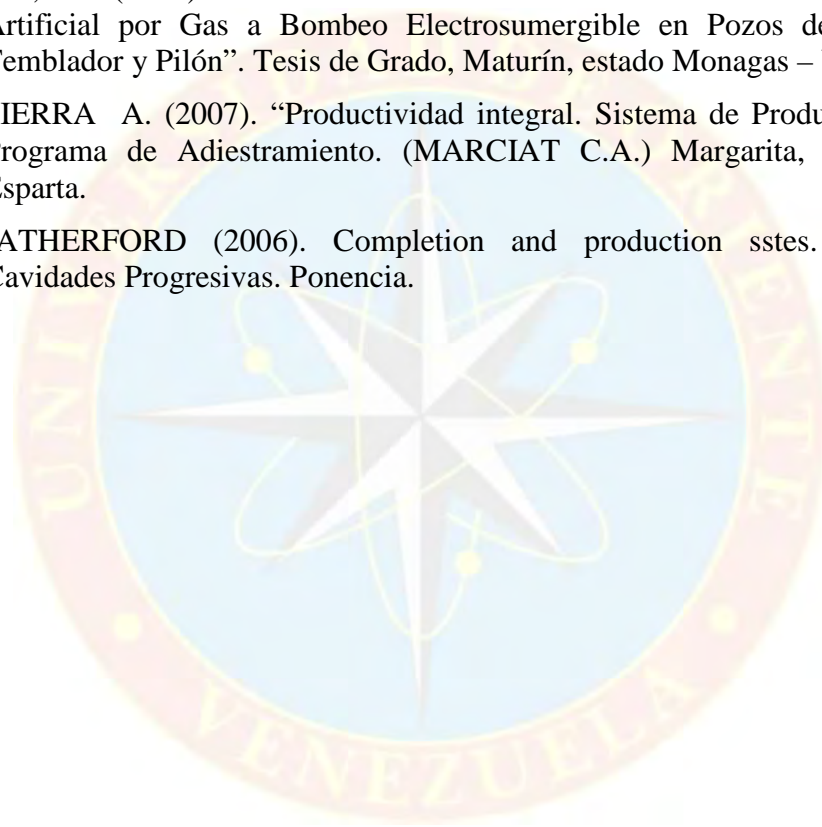
5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar actualizaciones de los servicios a pozos en la base de datos Centinela y Copyr, ya que de ello depende la confiabilidad de los resultados que se obtengan.
- Profundizar en estudios de caracterización de las condiciones presentes en el yacimiento y así poseer mayor información disponible para estudios posteriores.
- Realizar frecuentemente mantenimiento en las instalaciones y equipos de superficie de los pozos.
- Disponer de indicadores de presión y termómetros en cada pozo a nivel de revestidor, cabezal y línea de flujo y colocar variador en los pozos objeto de estudio para poder variar las emboladas por minutos a las velocidades recomendadas.
- Sistematizar organizadamente los datos recopilados de presión de fondo fluyente y temperatura de fondo, a fin de facilitar la búsqueda de los mismos sin necesidad de ir hasta otro departamento.
- Mantener el método de Bombeo Mecánico en pozo JOC-551, pero disminuir la velocidad, a 5 EPM.
- En el pozo JOC-542 mantener el método de producción pero cambiar la bomba a una de mayor capacidad y mejorar las condiciones de producción.
- En pozo PM-125 realizar cambio de método a bombeo de cavidades progresivas para disminuir fallas operacionales y optimizar la producción del pozo a través de un buen uso del sistema de levantamiento artificial.
- Tomar periódicamente registros de nivel de los pozos objetos de estudio a fin de obtener resultados objetivos sobre el proceso funcional del mismo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANGULO M. Y. (2007). “Determinación del Tiempo Promedio de Vida Para Equipos de Levantamiento Artificial Utilizados en el Distrito Social Morichal a Través de Indicadores de Confiabilidad”. Tesis de Grado. Maturín, estado Monagas.
- ARIAS, F. (2006). El Proyecto de Investigación. 5ta. Edición. Editorial Epísteme. Caracas – Venezuela.
- BEJARANO, G (2008). Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor en el campo cerro negro. Puerto la Cruz, Venezuela.
- CIED. PDVSA (2004). Optimización de Sistema de Producción – Análisis Nodad. Incopeca, Caracas – Venezuela.
- CORONA, E. (2012). Cavidades Progresivas Para Operadores. Taller. Puerto la Cruz, estado Anzoátegui – Venezuela.
- DÍAZ, Y. (2001). “Determinación del Método de Levantamiento Artificial Más Adecuado Aplicable a los Campos de la Unidad de Explotación Pesado Este, Distrito San Tomé”. Tesis de Grado, Maturín, estado Monagas – Venezuela.
- FLORES, G. (2008). “Evaluación del Comportamiento de los Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva Instalados Durante el Período 2000 – 2006 en el Campo Orocual Somero”. Tesis de Grado, Maturín, estado Monagas – Venezuela.
- GUERRA C. (2003). Facilidades de Producción. Programa de Adiestramiento. El Tigre, estado Anzoátegui – Venezuela.
- LAROUSSE, (2005). “Diccionario Enciclopédico”. Octava edición. Bogotá Colombia.
- MANNYRON CONSULTORES C.A. (2010). “Análisis y Diagnóstico de Pozos de Gas Lift”. Caracas Venezuela.
- MANUAL – API GAS LIFT. (1999). Descripción General del Sistema de Levantamiento Artificial por Gas. Libro 6.
- MÉNDEZ, A y OTROS. (2008). Bombeo Electrosumergible. Guía de Estudio. Maturín, estado Monagas.
- SCHLUMBERGER. MANUAL DE COMPLETACIÓN. (2011). [Página web en línea]. Disponible en: <http://www.slideshare.net/georgehsterling/manual-de-completacin>. Pág. 1-2.
- SHLUMBERGER. (2011). Pipesim. Diseño de pozos y análisis de desempeño de la producción.

- SCHLUMBERGER. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores. Cabezales de Pozos y Árboles de Navidad. p.4
- SCHLUMBERGER. (2003). Slickline Training Manual /Gas Lift Systems
- VARGAS E. (2012). MONOGRAFIA. [Página Web en línea]. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos63/metodos-levantamiento-Artificial/metodos-levantamiento-artificial4.shtml#ixzz2H1ep1yNW>. Consultado el 16/11/20012.
- VERA, H. (2006). “Factibilidad del Cambio de Método de Levantamiento Artificial por Gas a Bombeo Electrosumergible en Pozos de los Campos Temblador y Pílon”. Tesis de Grado, Maturín, estado Monagas – Venezuela.
- VICIERRA A. (2007). “Productividad integral. Sistema de Producción y Gas”. Programa de Adiestramiento. (MARCIAT C.A.) Margarita, estado Nueva Esparta.
- WEATHERFORD (2006). Completion and production sstes. Bombeo de Cavidades Progresivas. Ponencia.



APÉNDICES





APÉNDICE A
UBICACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS Y FALLAS
PRESENTES EN EL POZO

Distrito Morichal

PDVSA

Actualizado @ Sep 2011

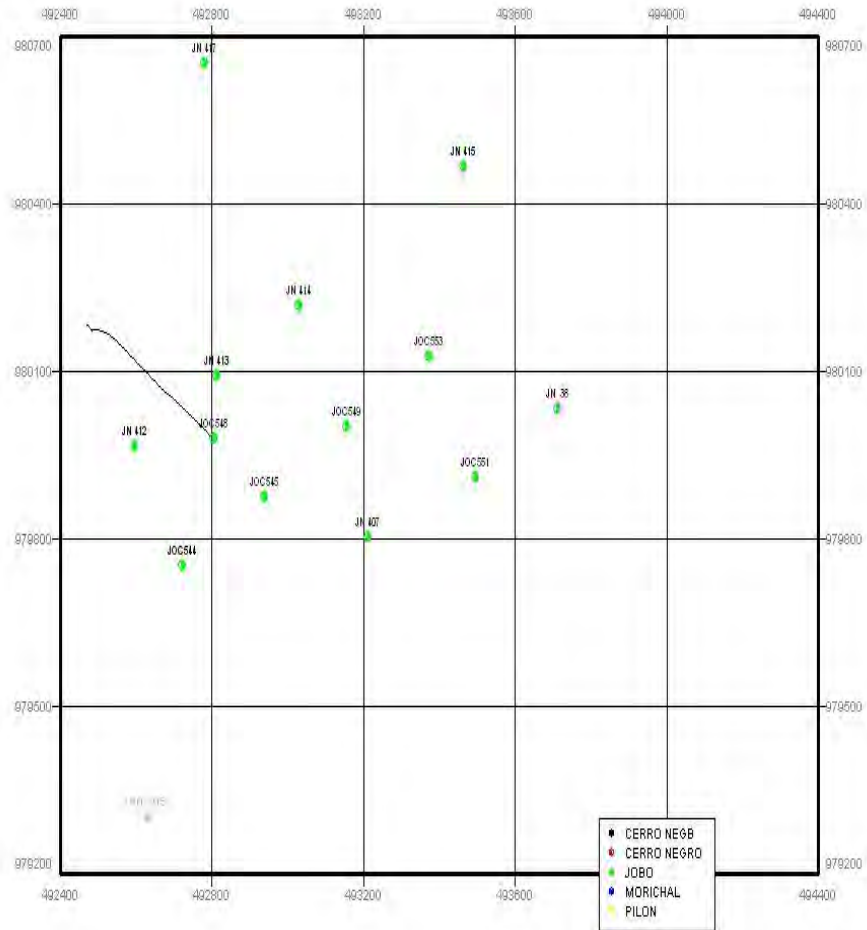


Figura A.1 Ubicación del pozo JOC-551

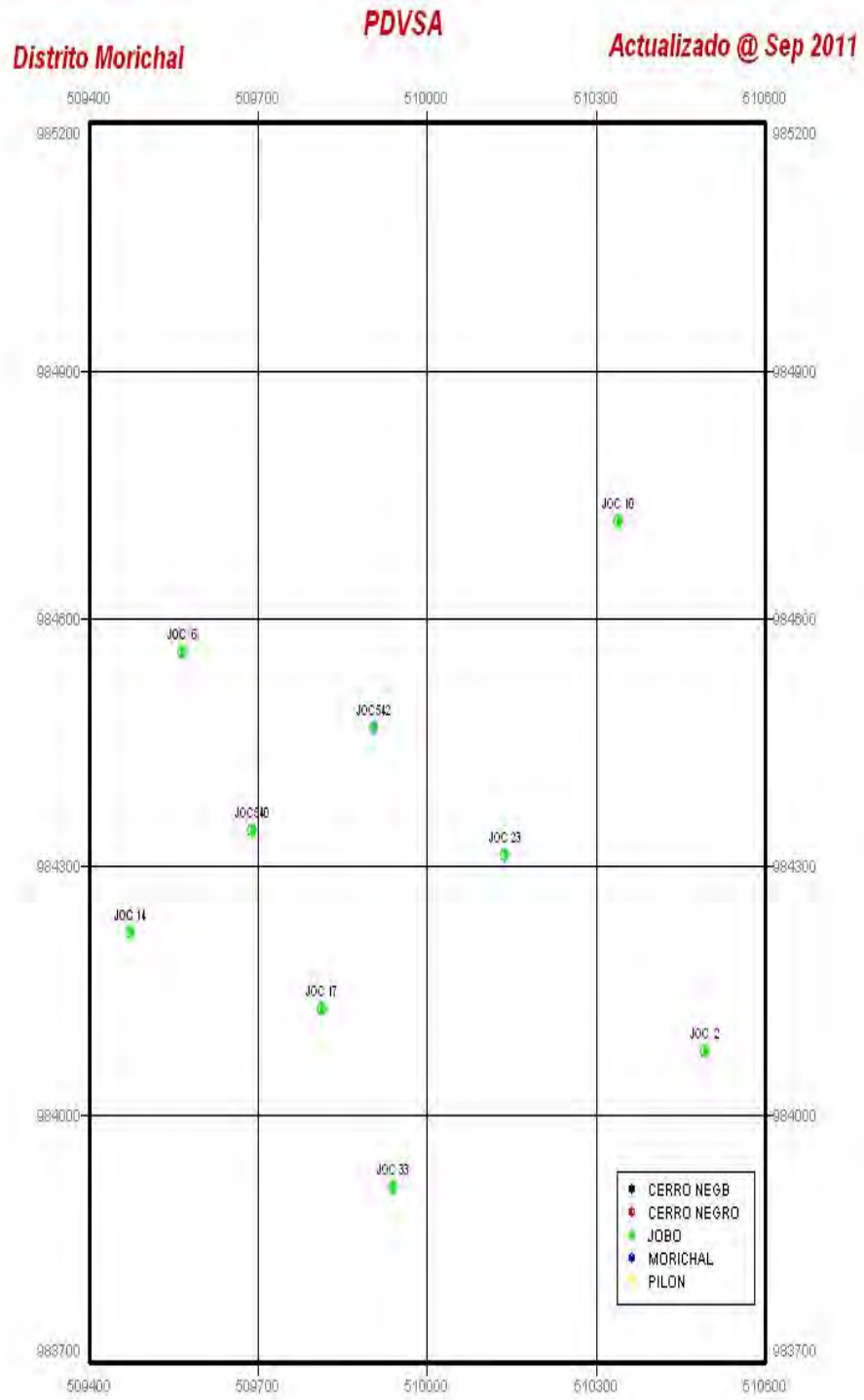


Figura A.2 Ubicación del pozo JOC-542

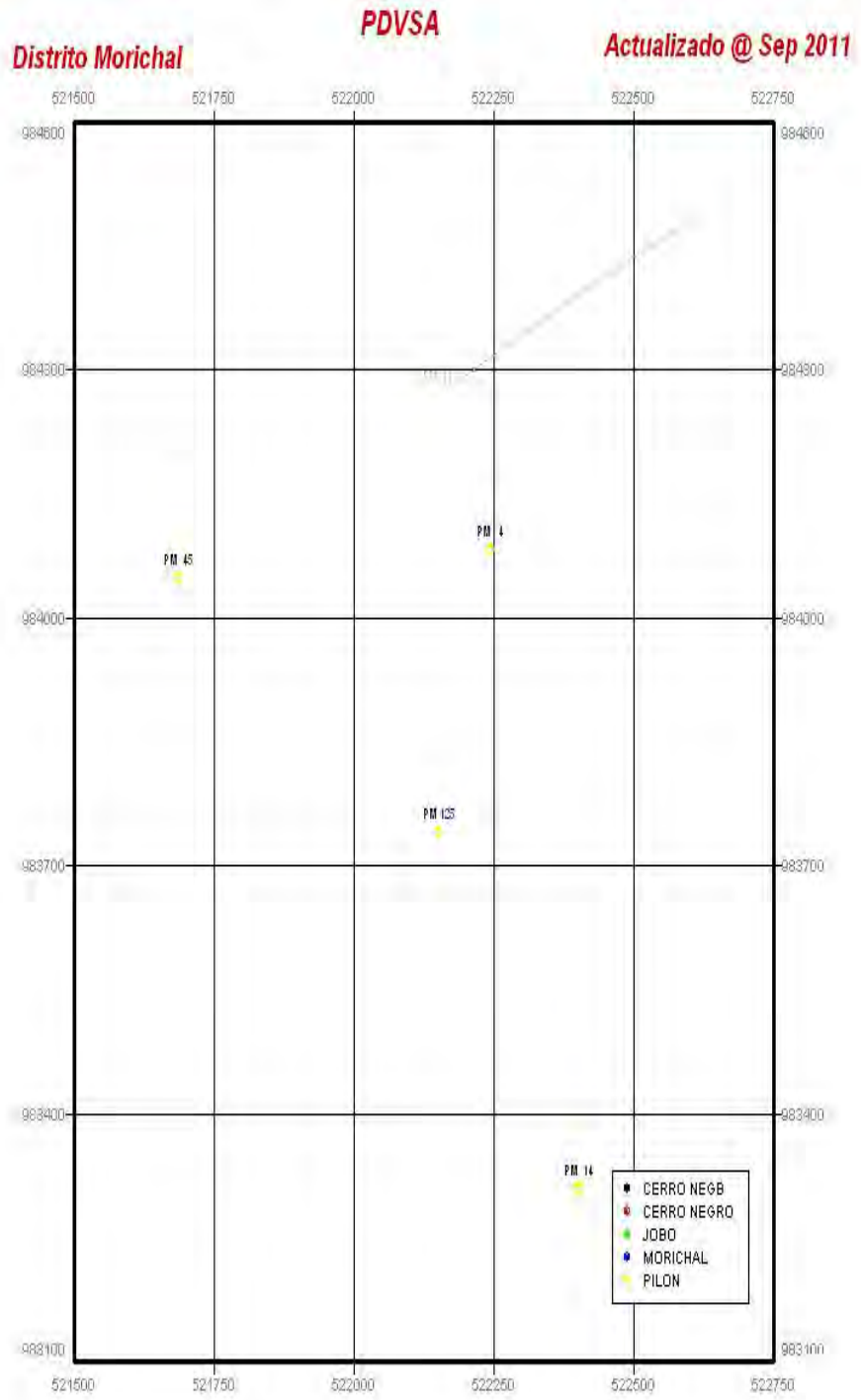


Figura A.3 Ubicación del pozo PM-125



APÉNDICE B

PROBLEMAS OPERACIONALES DE LOS POZOS JOC-542

Y PM-125

ECUACIONES

$$\left(\% \text{ De falla} = \frac{\text{Días inactivos de cada falla}}{\text{Total de días inactivos del pozo}} \times 100 \right)$$

Ec.B.1

Ejemplo:

$$\% \text{ de falla} = \frac{9 \text{ Días (fallas por correas)}}{71 \text{ días}} \times 100 = 12,68\%$$

Pérdida de crudo: $\text{Días inactivos por falla} \times \text{BN de petróleo}$ Ec.

B.2

Ejemplo:

Barriles netos de crudo (pozo JOC-551): 70 BL/D.

Pérdida de crudo por correa rota: 9 días \times 70 BN = 630BNPD

❖ JOC-551.

Durante la fase de estudio este pozo presentó las siguientes fallas.

Tabla B.1. Reemplazo de balancín/ unidad hidráulica del pozo JOC-551

Reemplazo de balancín/ unidad hidráulica		
Fecha d inicio	Fecha final	Días inactivo
15/02/2012	01/03/2012	15
13/07/2012	30/07/2012	17
13/09/2012	14/09/2012	1
total de días inactivo		33

Tabla B.2. Falla eléctrica de alta en pozo JOC-551

Falla eléctrica de alta		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
08/07/2011	09/07/2011	1
22/09/2011	23/09/2012	1
10/07/2012	13/07/2012	3
29/09/2012	30/09/2012	1
10/10/2012	16/10/2012	6
Total de días inactivo		12

Tabla B.3. Falla por correas rotas en pozo JOC-551

Fallas por correas rotas		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
04/02/2011	05/02/2011	1
13/02/2011	14/02/2011	1
26/04/2011	27/04/2011	1
29/04/2011	02/05/2011	4
06/06/2011	07/06/2011	1
22/06/2011	23/06/2011	1
Total de días inactivo		9

Tabla B.4 Fallas por equipo de bombeo del pozo JOC-551

Fallas por equipo de bombeo		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
11/10/2011	12/10/2011	1
30/09/2012	01/10/2012	1
10/10/2012	11/10/2012	1
17/10/2012	19/10/2012	2
Total de días inactivo		5

Tabla B.5. Falla eléctrica de baja en pozo JOC-551

Falla eléctrica de baja		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
07/06/2011	08/06/2011	1
09/07/2011	10/07/2011	1
12/07/2012	13/07/2012	1
02/09/2012	03/09/2012	1
Total de días inactivo		4

Tabla B.6 Barra pulida dañada o doblada en pozo JOC-551

Barra pulida dañada o doblada		
Fecha inicio	Fecha final	Días inactivo
14/09/2012	16/09/2012	2
01/10/2012	02/10/2012	2
Total de días inactivo		4

Tabla B.7 Otras causas del pozo JOC-551

Otras causas (paradas por mantenimiento preventivo, filtraciones en la línea de flujo y trabajos en estaciones de flujo)		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
06/07/2011	07/07/2011	1
29/09/2011	30/10/2011	1
17/10/2012	18/10/2012	1
22/10/2012	23/10/2012	1
Total días inactivo		4

Total de días inactivo por todas las fallas: 71 días.

❖ **JOC-542.**

El pozo JOC-542 es un pozo productor de crudo, su mecanismo de producción es bombeo con diluyente mediante bombeo mecánico (balancín). Ubicado en el Campo Jobo del Distrito Morichal.

Para conocer las fallas del pozo se tiene lo siguiente:

Tabla B.8 Fallas por equipos de bombeo (2010-2012) del pozo JOC-542

Fallas por equipo de bombeo		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
07/03/2011	10/03/2011	3
23/06/2011	24/06/2011	1
30/07/2011	01/08/2011	1
05/09/2011	06/09/2011	1
29/11/2011	01/12/2011	2
24/02/2012	27/02/2012	3
28/02/2012	29/02/2012	1
18/04/2012	19/04/2012	1
24/04/2012	25/04/2012	1
30/07/2012	31/07/2012	1
26/08/2012	27/08/2012	1
Total de días inactivo		16

Tabla B.9 Fallas por correas rotas (2010-2012) del pozo JOC-542

Fallas por correas rotas		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
04/04/2012	05/04/2012	1
23/04/2012	24/04/2012	1
05/05/2012	06/05/2012	1
14/05/2012	15/05/2012	1
23/05/2012	24/05/2012	1
24/05/2012	26/05/2012	2
03/07/2012	04/07/2012	1
11/08/2012	12/08/2012	1
25/08/2012	26/08/2012	1
18/09/2012	21/09/2012	3
Total de días inactivo		13

Tabla B.10 Falla eléctrica de alta (2010-2012) del pozo JOC-542

Falla eléctrica de alta		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
24/08/2011	25/08/2011	1
17/09/2011	18/09/2011	1
29/09/2011	30/09/2011	1
24/01/2012	25/01/2012	1
27/02/2012	28/02/2012	1
19/04/2012	20/04/2012	1
07/06/2012	08/06/2012	1
27/06/2012	28/06/2012	1
13/10/2012	14/10/2012	1
Total de días inactivo		9

Tabla B.11 Falla por otras causas (2010-2012) del pozo JOC-542

Otras causas (reemplazo de empacaduras de stuffing box, reparación de líneas de flujo)		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
17/02/2012	18/02/2012	1
29/02/2012	01/03/2012	1
01/03/2012	04/03/2012	3
06/03/2012	09/03/2012	3
05/04/2012	06/04/2012	1
Total de días inactivo		9

Tabla B.12. Barra pulida dañada o doblada (2010-2012) del pozo JOC-542

Barra pulida dañada o doblada		
Fecha inicio	Fecha final	Días inactivo
01/08/2011	07/08/2011	6
06/09/2011	07/08/2011	1
Total de días inactivo		7

Tabla B.13 Reemplazo de balancín/ unidad hidráulica (2010-2012) del pozo JOC-542

Reemplazo de balancín/ unidad hidráulica		
Fecha d inicio	Fecha final	Días inactivo
31/03/2011	01/04/2011	1
13/07/2011	14/07/2011	1
11/08/2011	12/08/2011	1
10/04/2012	11/04/2012	1
11/06/2012	12/06/2012	1
28/08/2012	29/08/2012	1
Total de días inactivo		6

Tabla B.14 Fallas eléctricas de baja (2010-2012) del pozo JOC-542

Falla eléctrica de baja		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
29/07/2012	30/07/2012	1
Total de días inactivo		1

Total de días inactivo por diversas causas: 61 días, en el periodo (2010-2012)

Barriles netos de crudo: 71 BNPD.

Para determinación del porcentaje de falla se utilizó la (Ec.B.1).

Para determinación de las pérdidas del pozo se utilizó (Ec.B.2), trayendo como resultado las siguientes afectación de producción. De acuerdo a las siguientes fallas:

Afectación de Producción del Pozo JOC – 542

Tabla B.15 Fallas o eventos del pozo JOC-542

Falla o evento	JOC-542		Pérdidas (Bls)
	Días	%	
Fallas por correas rotas	13	21.31	923
Falla eléctrica de baja	1	1.64	71
Falla eléctrica de alta	9	14.75	639
Barra pulida dañada o doblada	7	11.48	497
Reemplazo de balancín/unidad hidráulica	6	9.84	426
Falla por equipo de bombeo	16	26.23	1136
Otras causas	9	14.75	639
Total	61	100	4331

Gráficamente estas afectaciones quedan representadas de la siguiente manera:

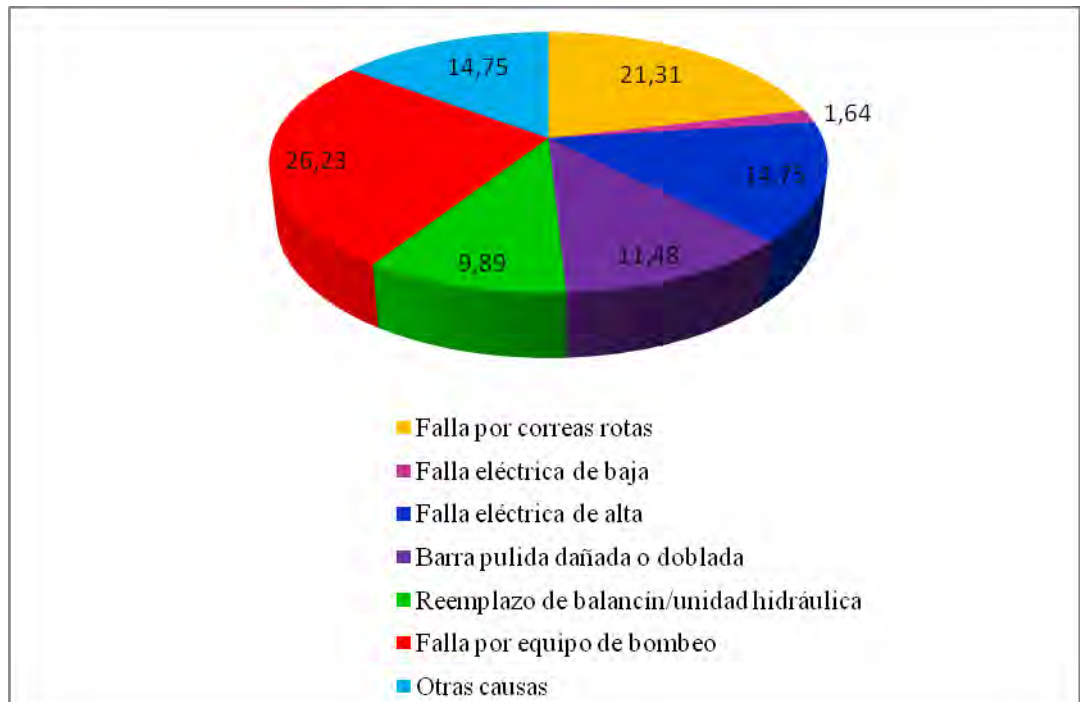


Gráfico B.1 Fallas o eventos del pozo por afectación de producción JOC-542

- **Fallas por correas rotas.**

En este pozo la falla por correas rotas se debe principalmente a que el crudo es muy viscoso el cual posee una gravedad de 10.1° API, por lo tanto se requiere de una cantidad adecuada de diluyente (52 BD de acuerdo a la última prueba calificada buena) para que el crudo pueda fluir en condiciones adecuadas hasta la superficie; pues si el pozo no recibe la cantidad de diluyente necesaria el crudo se pone muy viscoso (pesado) y no se desplaza con facilidad hasta la superficie generando un mayor esfuerzo del motor y una tensión que ocasiona que la correa se rompan.

Otra causa que genera que se rompan las correas de manera constantes en este pozo es debido a las continuas fallas eléctricas, que hace que el pozo se pare por cierto tiempo ocasionando que se ponga pesado el crudo y al momento de reactivar las operaciones se genera una tensión que hace que la correa se rompan, pues, las fallas por correas rotas representan un 21,31% de las fallas lo cual trae consigo una pérdida del 923 BNPD.

- **Fallas eléctrica de baja.**

Este tipo de problema representa solo un 1,64% de las fallas que presenta este pozo, en el cual la principal falla la ocasiona el motor que por lo general se para por piezas flojas o el desajustes las piezas del mismo: también posee fallas de baja a causa del panel de control el cual se puede dañar en caso de que se presenten descargas eléctricas, cortocircuitos y también por agua, estos se dañan normalmente por condiciones atmosférica, ocasionando así que el pozo pare su producción y tenga una consecuente afectación de 71 Bls.

- **Falla eléctrica de alta.**

Este pozo en el último año ha presentado una frecuente falla de este tipo con un 14,75% de la totalidad de sus fallas por problemas en los transformadores que se dañan, quema de algunos de sus componentes afectándolo, cortocircuitos; quema en los fusibles por el exceso de tensión en el pozo requiriendo uno de mayor capacidad que el anterior. También se dañan por causas atmosféricas como lo es el agua y rayos. En este pozo se cuenta con una consecuente afectación de producción de 639 Bls.

- **Barra pulida dañada o doblada.**

Ocurren principalmente a causa de que el crudo se pone viscoso (pesado) y por ende dificulta el correcto desplazamiento de la barra de manera descendente y ascendente; pues, si el crudo está muy pesado la barra tarda más en subir porque se queda pegada y al subir se dobla al golpear con la cabeza de caballo. Otra causa que ocasiona este tipo de problemas es el arenamiento de los pozos generando así el taponamiento de la barra pulida. Este tipo de falla constituye el 11,48% de los problemas que presenta este pozo generando así un consecuente de afectación de producción de 497 Bls.

- **Reemplazo de balancín/ unidad hidráulica.**

Este pozo tiene un porcentaje de falla de 9,84%, ocasionado por fuertes vibraciones que ocasionan el desajuste del balancín y el daño a algunos de sus componentes trayendo como consecuencia el reemplazo del balancín, al igual que por el desgaste de sus componentes, trajo como resultado una pérdida de producción de 1136 Bls durante el periodo de estudio. Otra causa de reemplazo del balancín es porque sus componentes son muy antiguos y por lo tanto presentan el desgaste en sus componentes.

- **Falla de equipo de bombeo.**

Este tipo de falla ocurre cuando existe algún problema en el fondo del fondo, es decir, en sus equipos de subsuelo como lo es la bomba. Para corregir este problema se lleva a cabo el procedimiento de tocar fondo (pegar pozo), con la finalidad de destapar las válvulas que se puedan encontrar taponadas ya sea con crudo pesados,

arenas o algún otro material que pueda causar obstrucción en las válvulas. El porcentaje de falla que sufre este pozo es de 26,23% con una pérdida de producción importante como lo es de 1136 Bls, durante el periodo de producción en estudio.

- **Otras causas.**

Los problemas operacionales de menor incidencia que afectan la producción del pozo son las empaaduras del stuffing box el cual ocasiona filtraciones y por ende pérdidas de producción, y las reparaciones en las líneas de flujo que genera una pérdida de tiempo y dinero para la empresa, este tipo de falla tiene un porcentaje de 14,75% con una consecuente afectación de producción de 639 Bls.

- **PM-125.**

El pozo PM-125 es productor de crudo, su mecanismo de producción es mediante bombeo mecánico (balancín) y se encuentra ubicado en el Campo Pílon del Distrito Morichal. Para una mejor descripción de las fallas operacionales de este pozo se pueden visualizar las siguientes tablas:

- **Tabla B.16** Falla por equipo de bombeo (2010-2012) del pozo PM-125

Falla por equipo de bombeo		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
21/12/2011	22/12/2011	1
23/12/2011	24/12/2011	1
17/01/2012	18/01/2012	1
29/01/2012	31/01/2012	2
20/02/2012	21/02/2012	1
27/05/2012	28/05/2012	1
07/06/2012	08/06/2012	1
14/06/2012	15/06/2012	1
18/06/2012	19/06/2012	1
11/10/2012	12/06/2012	1
Total de días inactivo		11

Tabla B.17 Falla por otras causas (2010-2012) del pozo PM-125

Otras causas (reemplazo de empacaduras de stuffing box, reparaciones en estaciones de flujo)		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
08/08/2011	09/08/2011	1
07/10/2011	08/10/2011	1
22/12/2011	23/12/2011	1
26/12/2011	27/12/2011	1
28/02/2012	29/02/2012	1
28/05/2012	29/05/2012	1
26/06/2012	27/06/2012	1
21/10/2012	22/10/2012	1
Total de días inactivo		8

Tabla B.18 Falla eléctrica de alta (2010-2012) del pozo PM-125

Falla eléctrica de alta		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
12/08/2011	13/08/2011	1
27/02/2012	28/02/2012	1
29/02/2012	02/03/2012	2
16/06/2012	17/06/2012	1
Total de días inactivo		5

Tabla B.19 Falla eléctrica de baja (2010-2012) del pozo PM-125

Fallas eléctrica de baja		
Fecha de inicio	Fecha final	Días inactivo
16/06/2012	17/06/2012	1
Total de días inactivo		1

Total de días inactivo por diversas causas: 25 días

Barriles netos de crudo: 175 Bls. Para determinación del porcentaje de falla se utilizó (Ec.B.1). Para determinación de las pérdidas del pozo se utilizó (Ec.B.2), explicadas anteriormente en el pozo JOC – 551. Trayendo como resultado la consecuente afectación:

Tabla B.20 Fallas o eventos del pozo PM-125

Falla o evento	PM-125		Pérdidas (Bl)
	Días	%	
Falla eléctrica de baja	1	4	175
Falla eléctrica de alta	5	20	875
Falla por equipo de bombeo	11	44	1925
Otras causas	8	32	1400
Total	25	100	4375

Gráficamente estas afectaciones quedaron representadas de la siguiente manera

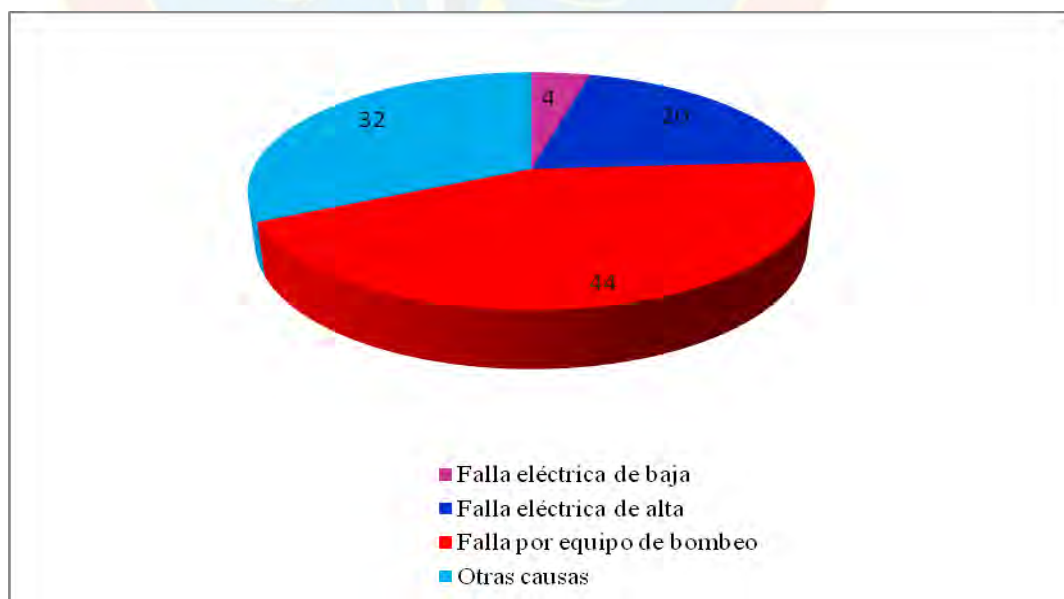


Gráfico B.2 Fallas o eventos del pozo por afectación de producción PM-125

- **Falla eléctrica de baja.**

Esta falla representa un 4% de las fallas que tiene este pozo, el cual tiene una consecuente afectación de producción de un 175 Bls a causas de fallas en el motor y en los componentes del mismo. Este tipo de fallas puede ser resuelto de manera rápida si se cuenta con el equipo eléctrico necesario para resolver esta falla porque no es un problema que requiera de mucho tiempo para darle solución.

- **Falla eléctrica de alta.**

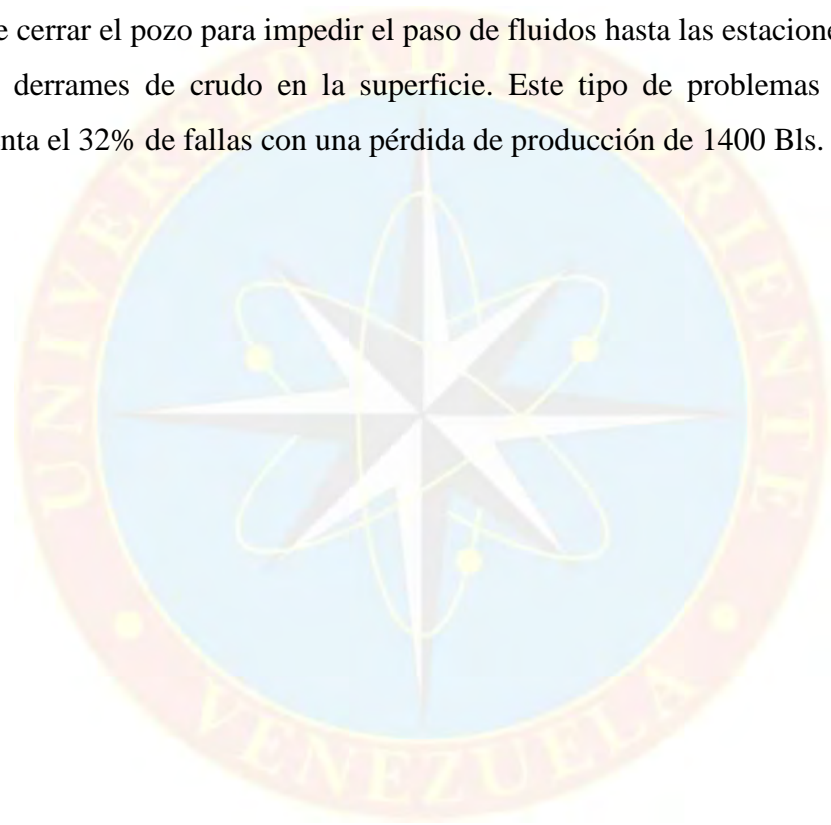
El problema por falla eléctrica de alta constituye un 20% de las fallas que presenta este pozo, el cual ha ocasionado una pérdida de producción de 875 Bls, esta falla ocurre por daños en los transformadores debido a condiciones atmosféricas, también ocurren este tipo de fallas a causa de los fusibles que están colocados cercanos al transformador y se queman al realizar un esfuerzo cuando el crudo se tiende a poner más pesado, siendo necesario la sustitución del mismo por uno que sea de mayor capacidad que el que estaba en ese momento aledaño a los cables de alta tensión.

- **Falla por equipo de bombeo.**

Esta es la mayor falla operacional que presenta este pozo con un 44%, para corregir esta falla se utiliza el procedimiento de tocar fondo (pegar pozo) y así hacerle mantenimiento a las válvulas taponadas a causa de que este es un pozo somero, es decir, de poca profundidad y así permitir el correcto funcionamiento de las mismas para perder la menor cantidad de crudo posible, este pozo perdió una producción de 1925 Bls lo cual es una cantidad importante y en ocasiones se ha hecho necesario el cambio del equipo de bombeo y evitar así las continuas paradas de los pozos por esta causa.

- **Otras causas.**

Esta falla abarca lo que son los problemas por reemplazos de las empaaduras del stuffing box para así evitar filtraciones del crudo en la superficie que afecten el buen funcionamiento del mismo y ocasionen daños al ambiente. Otra causa son las reparaciones en las estaciones de flujo como lo es el reemplazo de tuberías en la cual hay que cerrar el pozo para impedir el paso de fluidos hasta las estaciones para que no existan derrames de crudo en la superficie. Este tipo de problemas operacionales representa el 32% de fallas con una pérdida de producción de 1400 Bls.



APÉNDICE C
DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN



**DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN ACTUAL
POZO JOC0551**

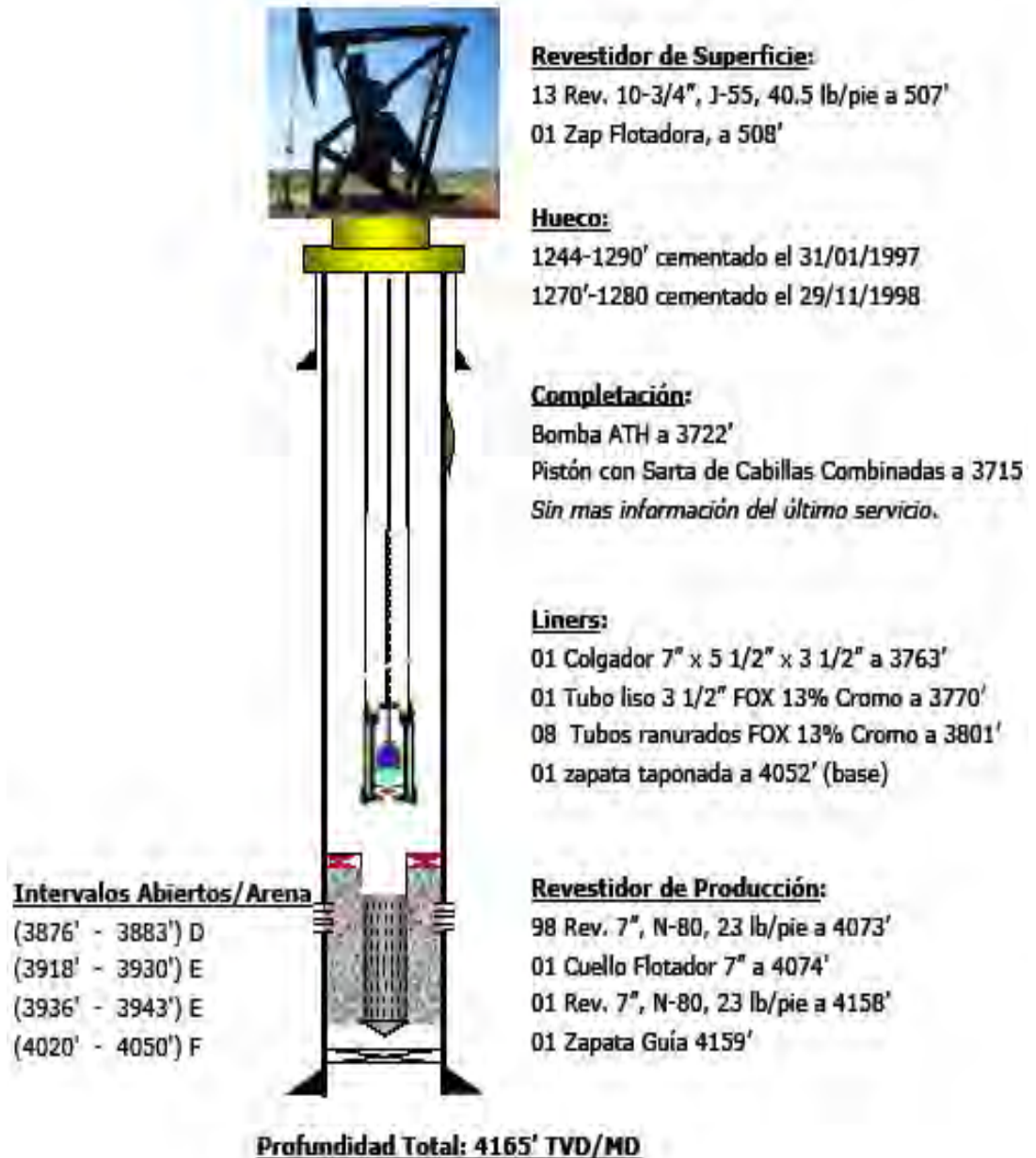


Figura C.1 Diagrama de completación (BM) del pozo JOC-551

Diagrama Actual Pozo: JOC0542 Bombeo Mecánico

FECHA: 01/04/2012
EMR: 233'

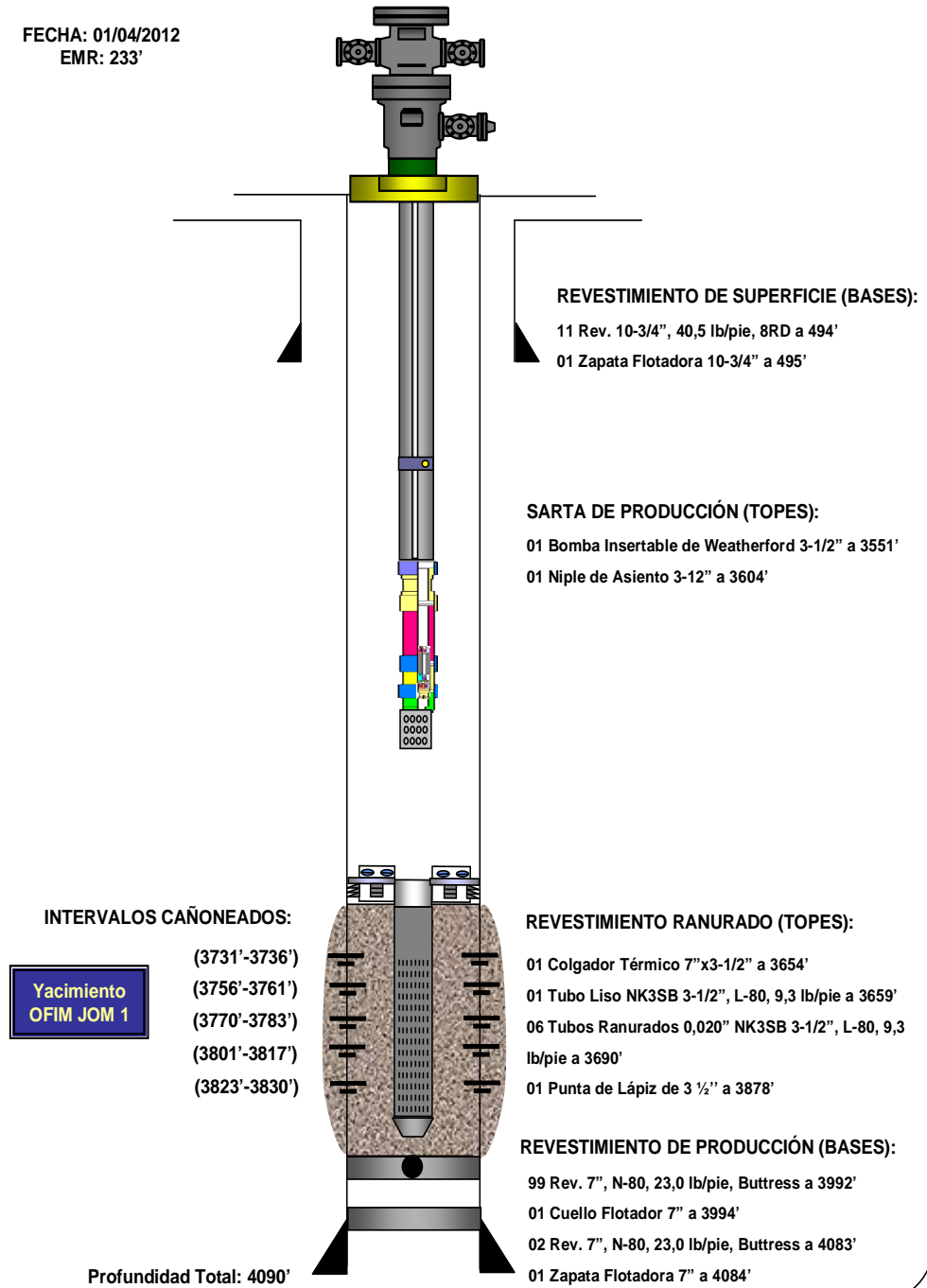


Figura C.2 Diagrama de completación (BM) del pozo JOC-542

Pozo: PM 0125
Geometría: Pozo Vertical

Campo: PILON
Area: Pesado

Completación Bombeo Mecánico

93 Tubería 3-1/2" NK3SB 13%Cr a 3240'
01 Niple de Asiento a 3253'
01 Tubería 3-1/2", J-55, 9,3# a 3284'
01 Niple Perforado taponado a 3286'

Sarta de Cabillas

Barra Púldra 1-1/2"
54 Cabillas 1"
53 Cabillas 7/8"
Bomba Insertable 3-1/2"x2-3/4" a 3252'

Revestimiento de Superficie

20 Revestidores 10-3/4", 40,5Lbs/pie J-55 a 846'
01 Zapata Flotadora 10-3/4" a 846'

Revestimiento de Producción

101 Revestidores 7", 23,0 Lbs/pie J-55 a 3708'
01 Cuello Flotador 7" a 3710'
01 Revestidor 7", 23,0 Lbs/pie J-55 a 3746'
01 Zapata Guía 7" a 3749'

Intervalos Cañoneados

Completación Original

3420'-3430'

3434'-3438'

3450'-3458'

3464'-3484'

3498'-3522'

Total = 66'

01 Colgador VOT, 7"x 3-1/2" a 3370'

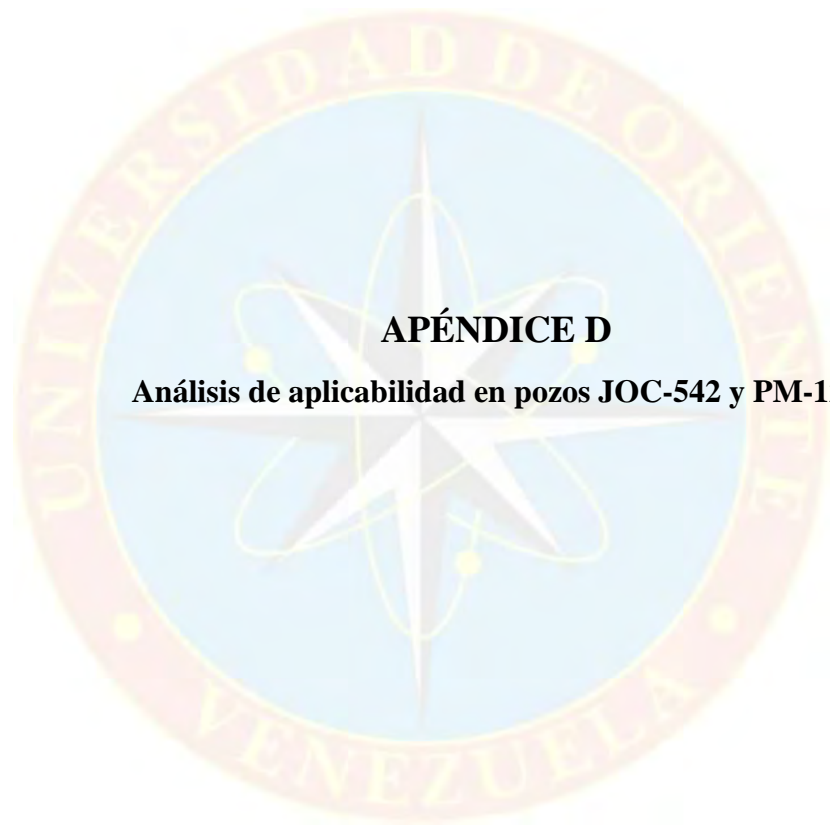
Revestimiento Ranurado (referidos al tope)

01 Tubo Liso 3-1/2", 9,3 Lbs/pie J-55 a 3377'

05 Tubos Ranurados (0,030), 3-1/2" 9,3 Lbs/pie J-55 a 3409'

01 Zapata Ciega 3-1/2" a 3548'

Figura C.3 Diagrama de completación (BM) del pozo PM-125



APÉNDICE D

Análisis de aplicabilidad en pozos JOC-542 y PM-125

❖ **Análisis para el pozo JOC-542 según rango de aplicación.**

Tabla D.1 Evaluación del pozo de acuerdo al rango de aplicabilidad en pozo JOC-542

POZO	BES	BCP	LAG
10,1°API	SI	SI	SI
Volumen de operación 149 BTPD	NO	SI	SI
Profundidad de 4090 pies	SI	SI	SI
Temperatura de 125°F	SI	SI	SI

Para las condiciones actuales de este pozo el método de levantamiento artificial que mayor posibilidad tiene de ser aplicado es el bombeo por cavidad progresiva, debido a que sus condiciones se adaptan favorablemente a las circunstancias presente en el pozo pudiendo mejorar sus condiciones de movilidad mediante la inyección de diluyente en fondo y así corregir uno de los problemas operacionales que presenta el mismo, el cual es la rotura de las correas a causa del varamiento del pozo.

El método de bombeo electrosumergible se ve afectado por la cantidad de volumen a levantar, motivado a que este método requiere una mayor demanda de fluidos y la producción total presente en el pozo está por debajo de lo requerido y debe poseer una baja relación gas petróleo porque este método según fabricación posee un manejo regular del gas, porque con el tiempo el mismo puede ocasionar daños en la bomba y para este pozo esta relación se considera alta.

En el caso de levantamiento artificial por gas este método podría implementarse porque las condiciones presentes en el pozo se ajustan a lo requerido para el mismo, el crudo presente es de 10,1° API lo que se considera un crudo pesado y mediante la

inyección continua de gas a alta presión en la columna de los fluidos; lo que ocasiona que disminuya la densidad del fluido y reducir el peso de la columna hidrostática sobre la formación, obteniéndose así un diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo que permite que el crudo fluya adecuadamente.

❖ **Análisis para el pozo PM-125 según rango de aplicación.**

Tabla D.2 Evaluación del pozo de acuerdo al rango de aplicabilidad en pozo PM-125

POZO	BES	BCP	LA G
12,3 °API	SI	SI	SI
Volumen de operación 268 BTPD	SI	SI	SI
Profundidad de 3753 pies	SI	SI	SI
Temperatura de 129°F	SI	SI	SI

El pozo PM-125 posee condiciones que se adaptan al método de bombeo electrosumergible aunque el principal problema operacional que presenta este pozo es por falla en el equipo de bombeo por taponamiento generado a la bomba, pues este pozo posee poca profundidad y sus arenas son poco consolidadas por lo tanto si se llegara a implementar este método la vida útil de este equipo se verá severamente afectada por la producción de arena, presentando así el mismo problema que posee el pozo actualmente porque este método de producción tiene como limitante la producción de materiales sólidos y gas.

El bombeo de cavidades progresivas es uno de los métodos que mejor conviene a las condiciones del pozo porque es excelente para la producción de materiales sólidos y agua. Por otra parte el método de levantamiento artificial por gas también se

adapta a las especificaciones del pozo, es bueno para manejar altos cortes de agua, maneja sólidos y es óptimo para el manejo de gas, sus equipos de superficie requieren poco mantenimiento y además permite utilizar el mismo gas que produce el pozo, debido a que el mecanismo primario de producción es el empuje por capa de gas, por lo tanto se puede decir que se utilizar el método LAG porque permite aprovechar los efectos de este empuje y obtener el mayor recobro posible.





APÉNDICE E

CARACTERÍSTICAS DEL POZO PARA LA SIMULACIÓN

Tabla E.1 Características del pozo JOC-542

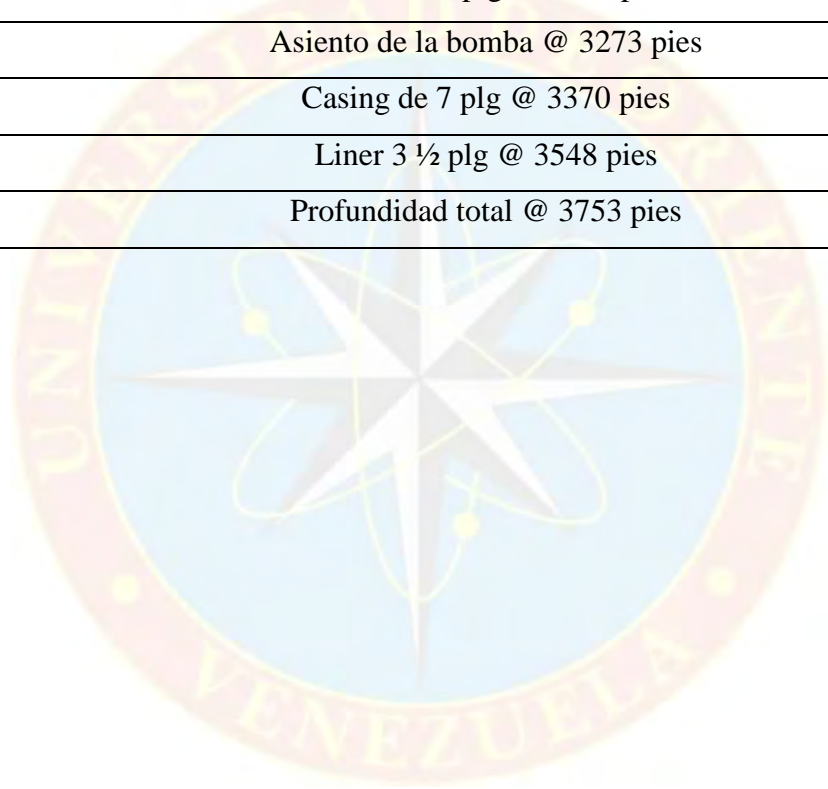
Parámetros	Valor
Barriles totales (BT)	149 BL/D
Barriles brutos (BB)	97 BL/D
Presión de superficie	55 lpc
Presión de fondo fluyente (PWF)	600 lpc
Presión estática	905 lpc
Presión en el separador	45 lpc
Relación gas-petróleo (RGP)	1696 pcn/bn
% A y S	17
Gravedad API	10,1°
Temperatura de ambiente	100 °F
Temperatura de fondo (TF)	125°F
Reductor	0,7 plg
Desplazamiento de la bomba	510 BL/D
Eficiencia en el separado de gas	50%
Tasa de inyección de gas (calculado)	0,289 MMPCN/D
Distancia horizontal	529 Pies
Velocidad	6 EPM
Tabla de Viscosidades	
Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
90	841
100	565
110	333
120	254
Completación	

Tubería 4 ½ plg @ 3624 pies
Asiento de la bomba @ 3624 pies
Casing de 7 plg @ 3654 pies
Liner 3 ½ plg @ 3994 pies
Profundidad total @ 4090 pies

Tabla E. 2 Características del pozo PM-125

Parámetros	Valor
Barriles totales (BT)	268 BL/D
Barriles brutos (BB)	268 BL/D
Presión de superficie	100 lpc
Presión de fondo fluyente (PWF)	659 lpc
Presión estática	771 lpc
Presión en el separador	45 lpc
Relación gas-petróleo (RGP)	530 pcn/bn
% A y S	34
Gravedad API	12,3
Temperatura de ambiente	100 °F
Temperatura de fondo (TF)	129
Reductor	0,55 plg
Desplazamiento de la bomba	510 BL/D
Eficiencia en el separado de gas	30%
Tasa de inyección de gas (calculado)	0,395 MMPCN/D
Distancia horizontal	1069 pies
Velocidad	6 EPM
Tabla de Viscosidades	

Temperatura (°F)	Viscosidad (cP)
90	7353
100	4351
110	2777
120	1793
Completación	
Tubería 4 ½ plg @ 3340 pies	
Asiento de la bomba @ 3273 pies	
Casing de 7 plg @ 3370 pies	
Liner 3 ½ plg @ 3548 pies	
Profundidad total @ 3753 pies	





APÉNDICE F
SENSIBILIZACIONES DE LA SIMULACIÓN

❖ Pozo JOC-551

- Bombeo mecánico (BM).

Correlaciones:

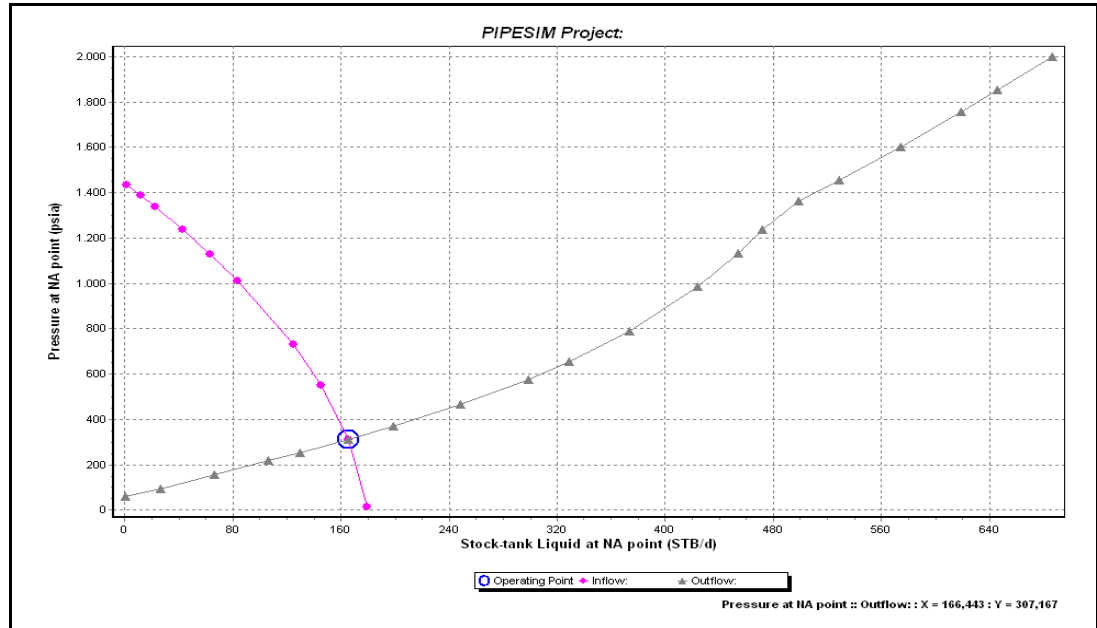


Gráfico F.1 Correlación Begg & Brill revised (BM) del pozo JOC-551

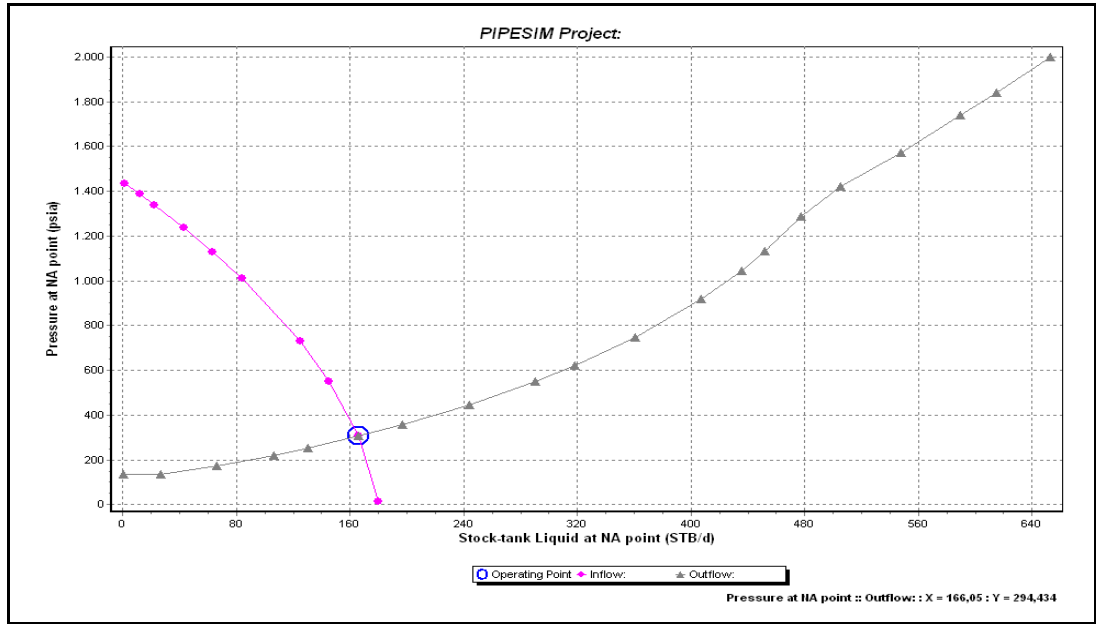


Gráfico F.2 Correlación Duns & Ros (BM) del pozo JOc-551

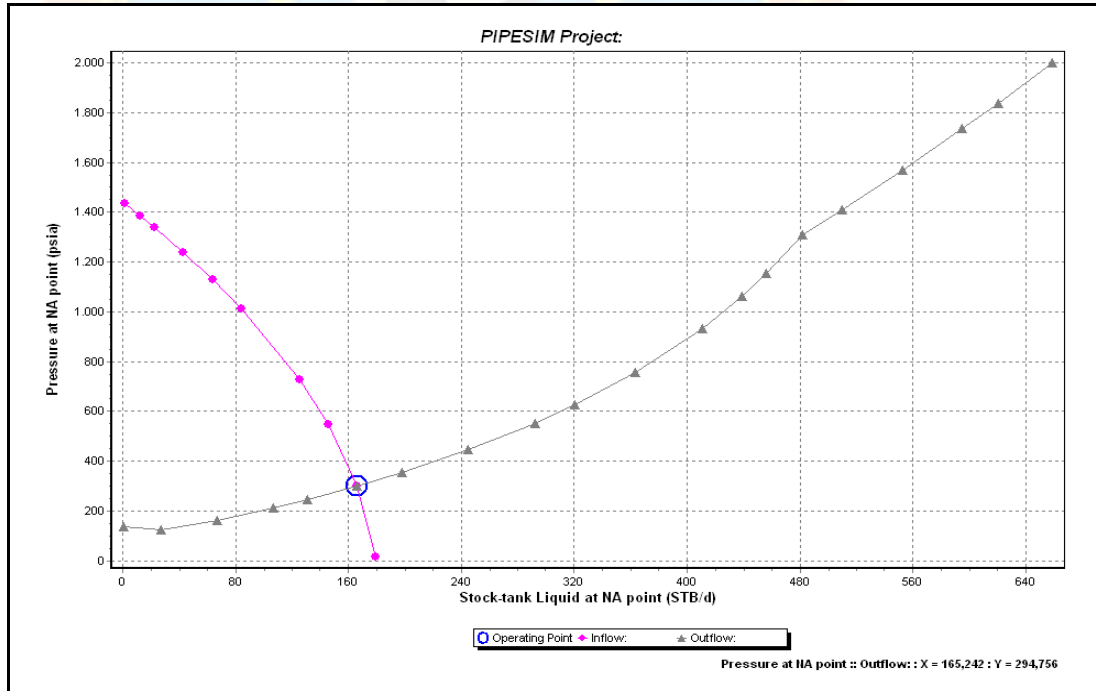


Gráfico F.3 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BM) del pozo JOC-551

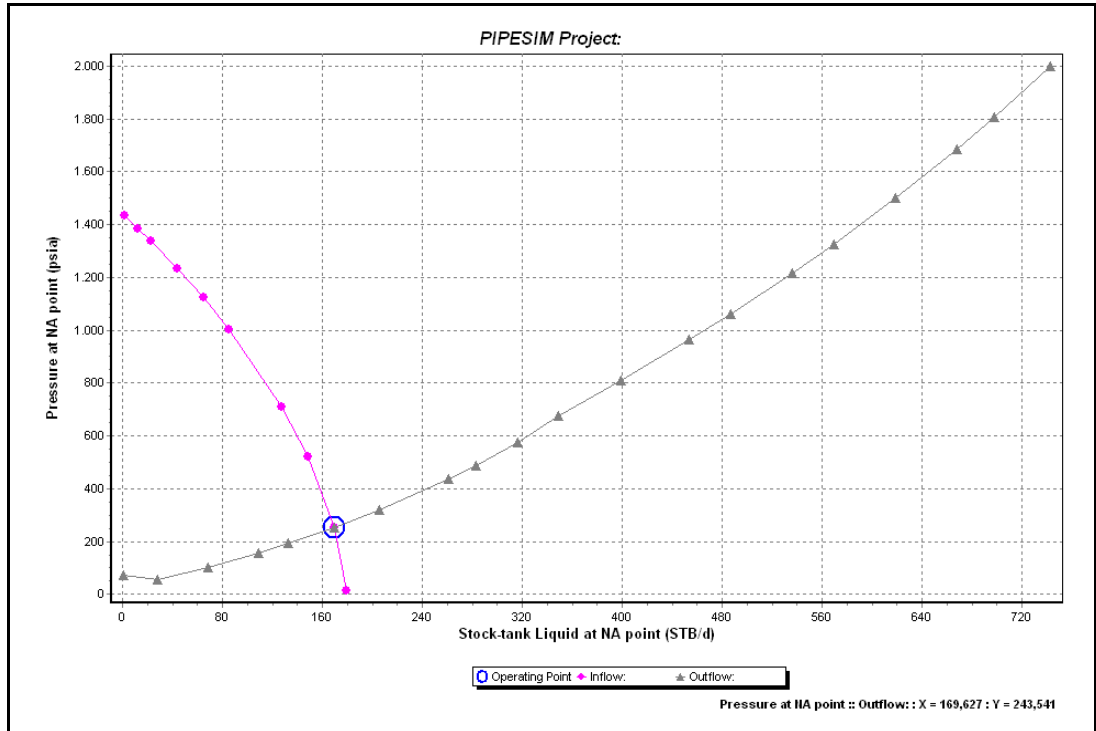


Gráfico F.4 Correlación Gray modified (BM) del pozo JOC-551

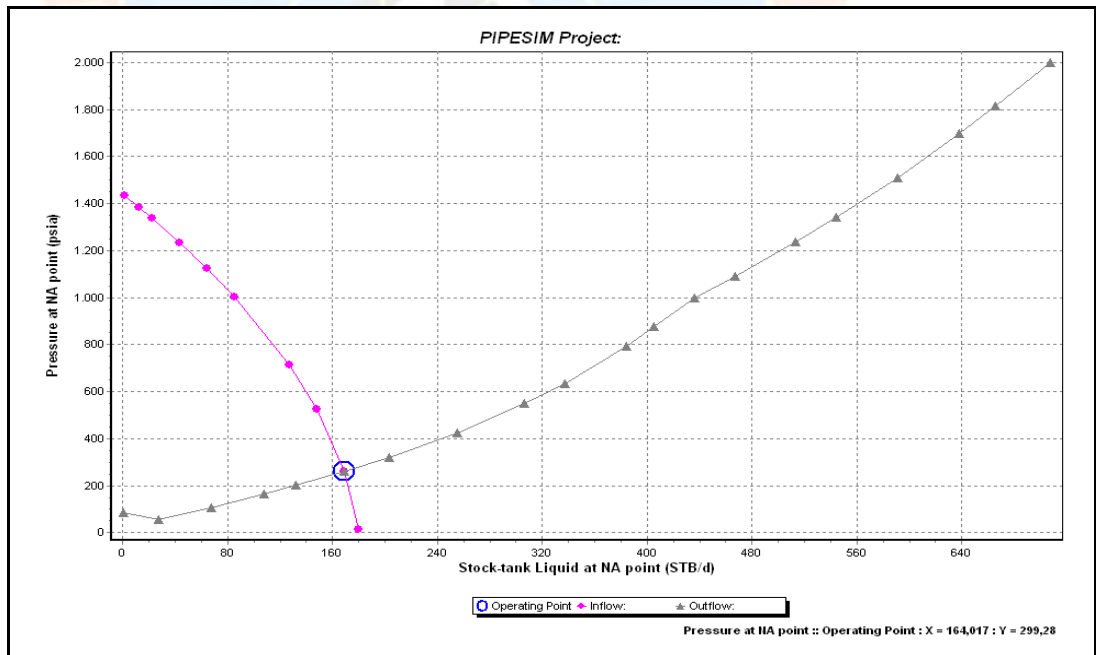


Gráfico F.5 Correlación Hagedorn & Brown, Duns & Ros map (BM) del pozo JOC-551

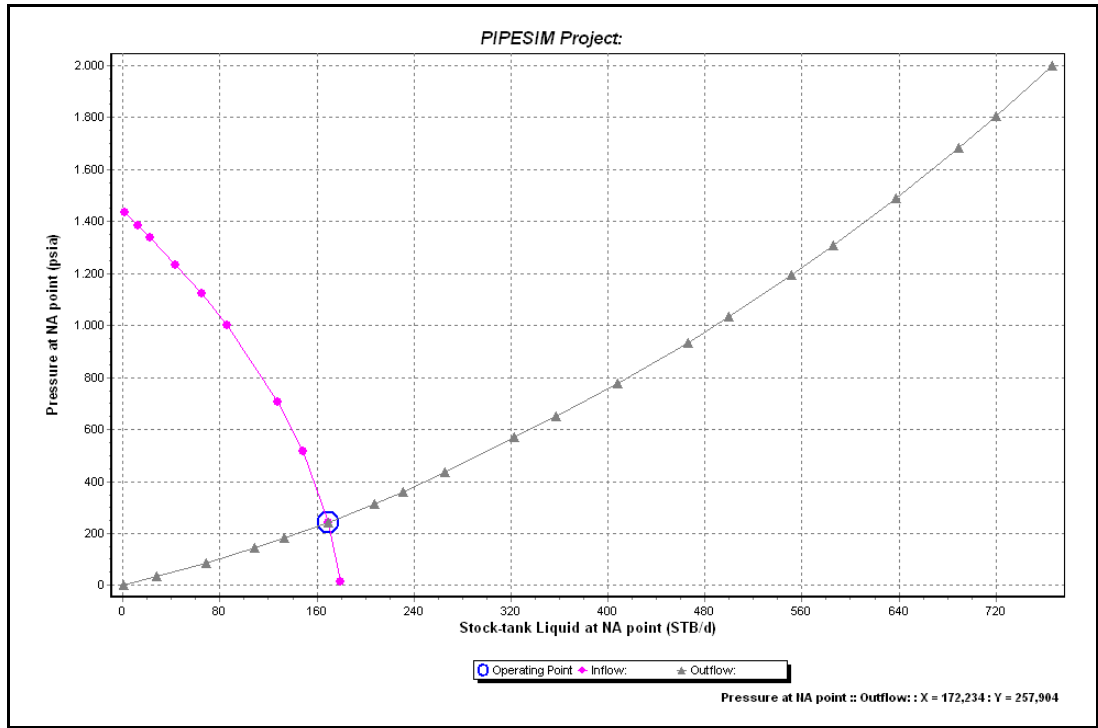


Gráfico F.6 Correlación No slip assumption (BM) del pozo JOC-551

Al variar las bombas en bombeo mecánico:

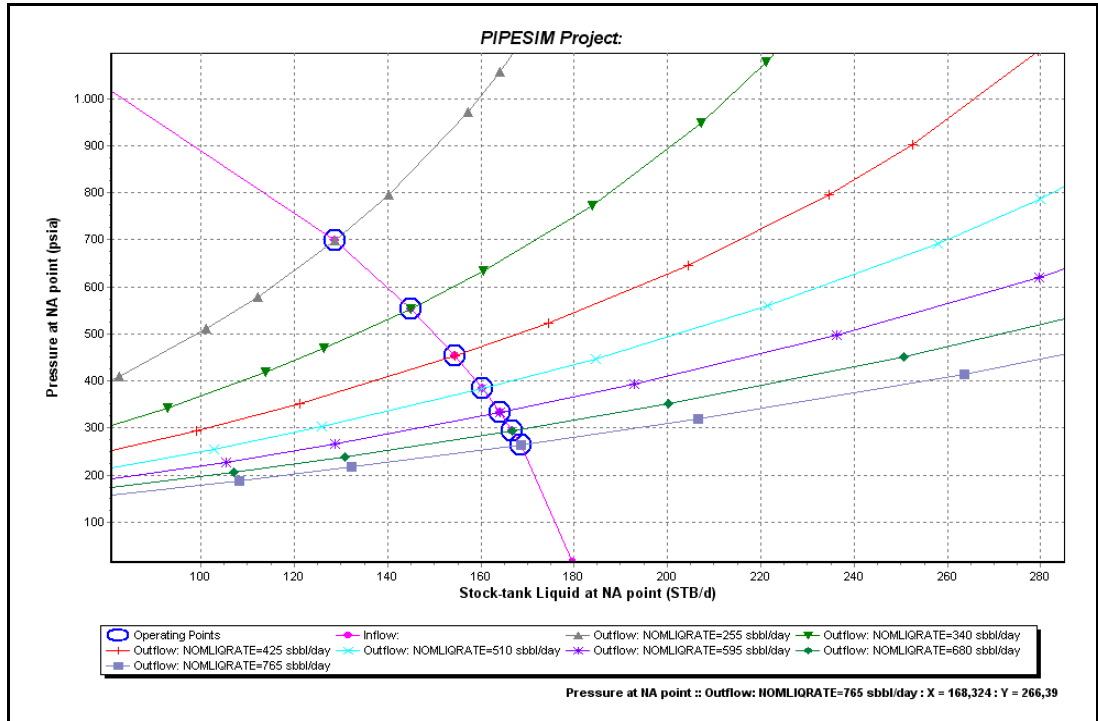


Gráfico F.7 Bomba ARHA 3 ½ plg en pozo JOC-551

Bombeo por cavidades progresivas (BCP).

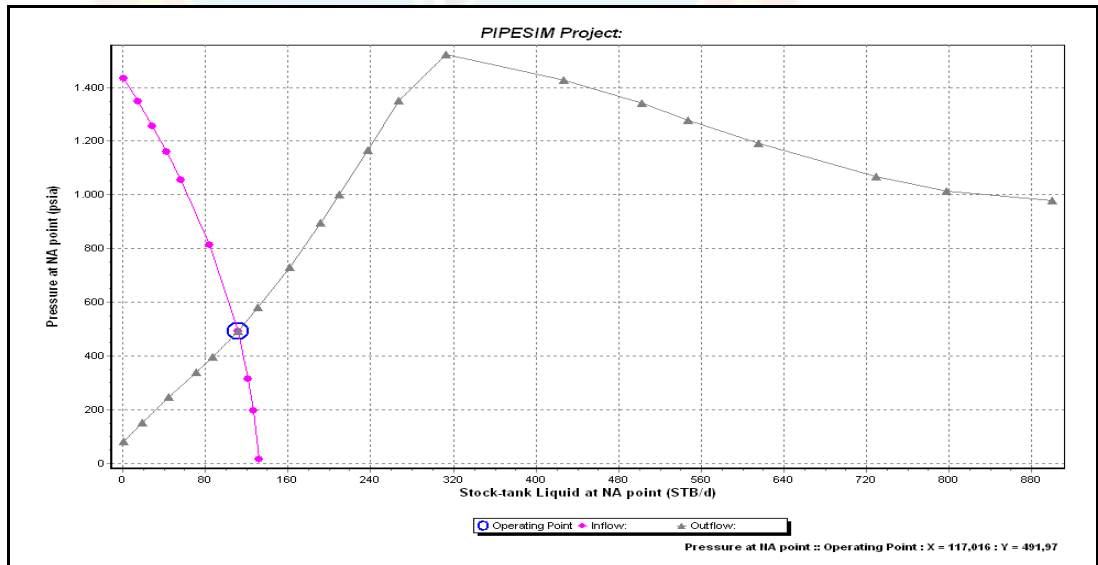


Gráfico F.8 correlación Begg & Brill revised (BCP) del pozo JOC-551

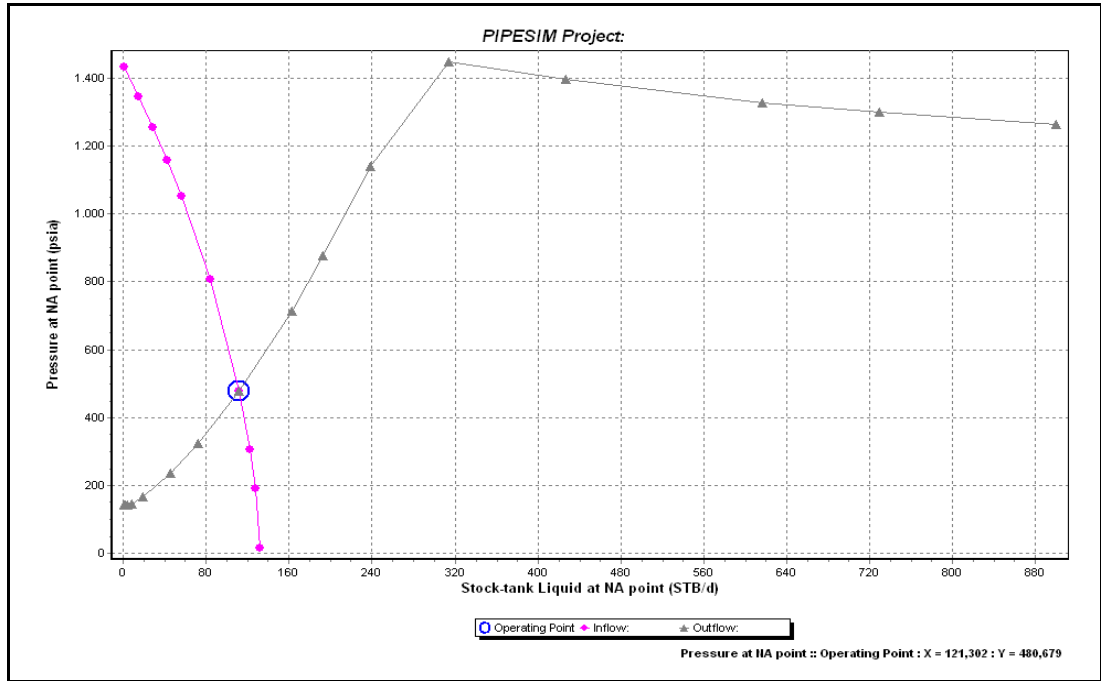


Gráfico F.9 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BCP) del pozo JOC-551

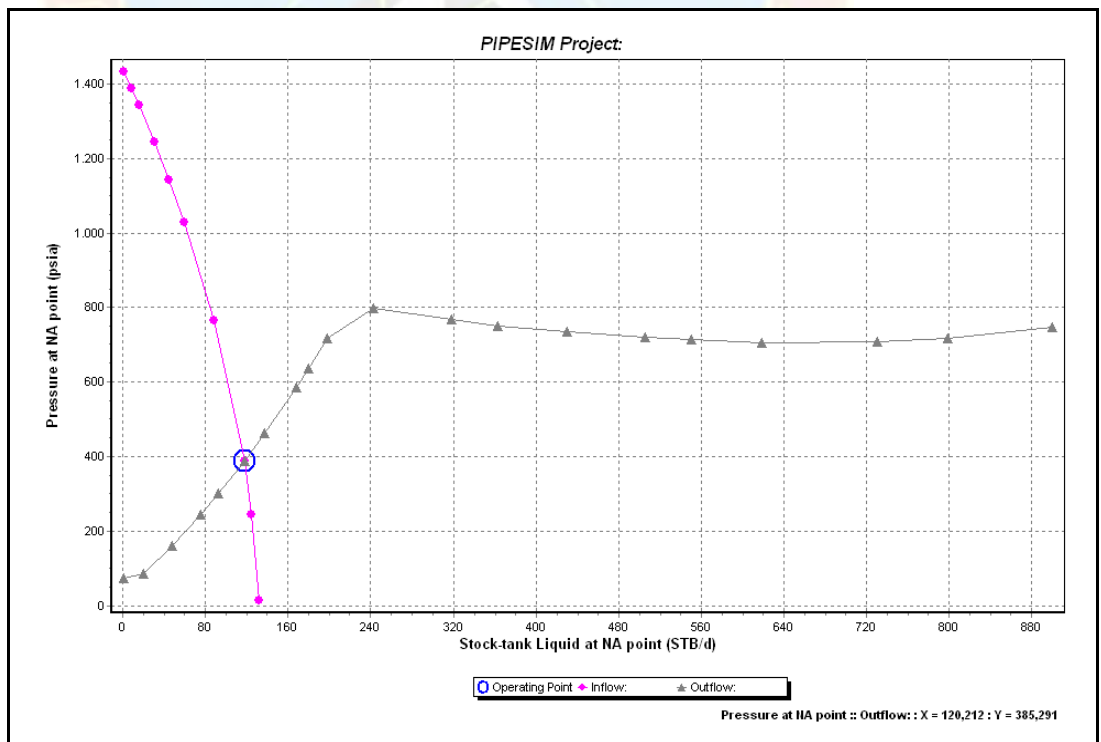


Gráfico F.10 Correlación Gray modified (BCP) del pozo JOC-551

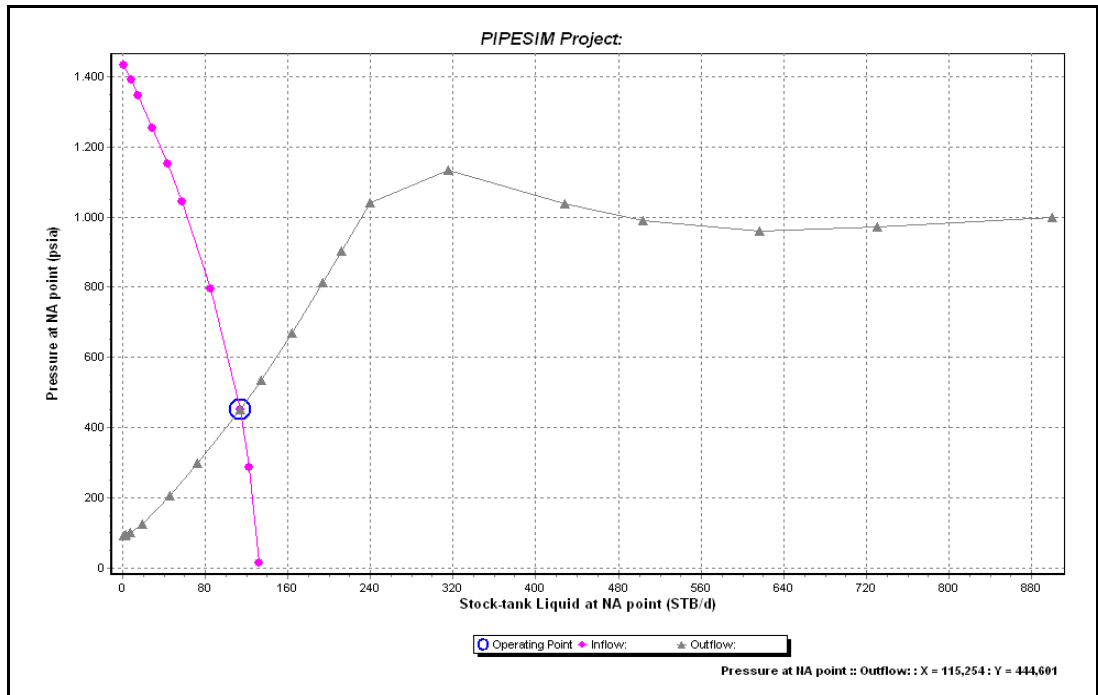


Gráfico F.11 Correlación Hagedorn & Brown (BCP) del pozo JOC-551

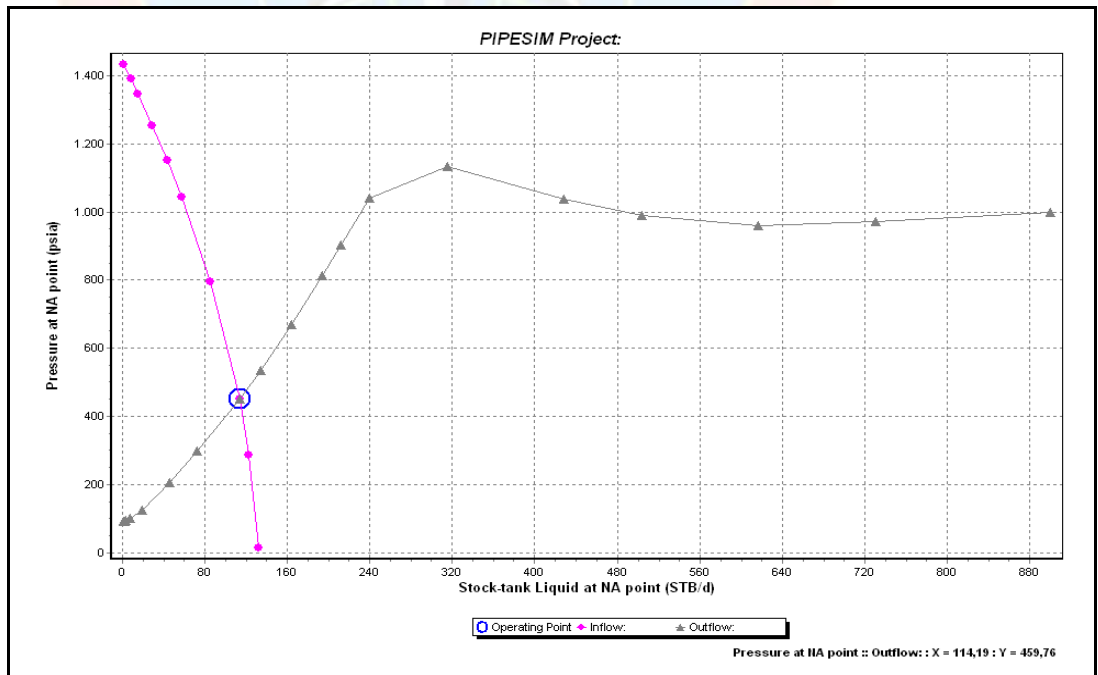


Gráfico F.12 Correlación Hagedorn & Brown, Duns & Ros map (BCP) del pozo JOC-551

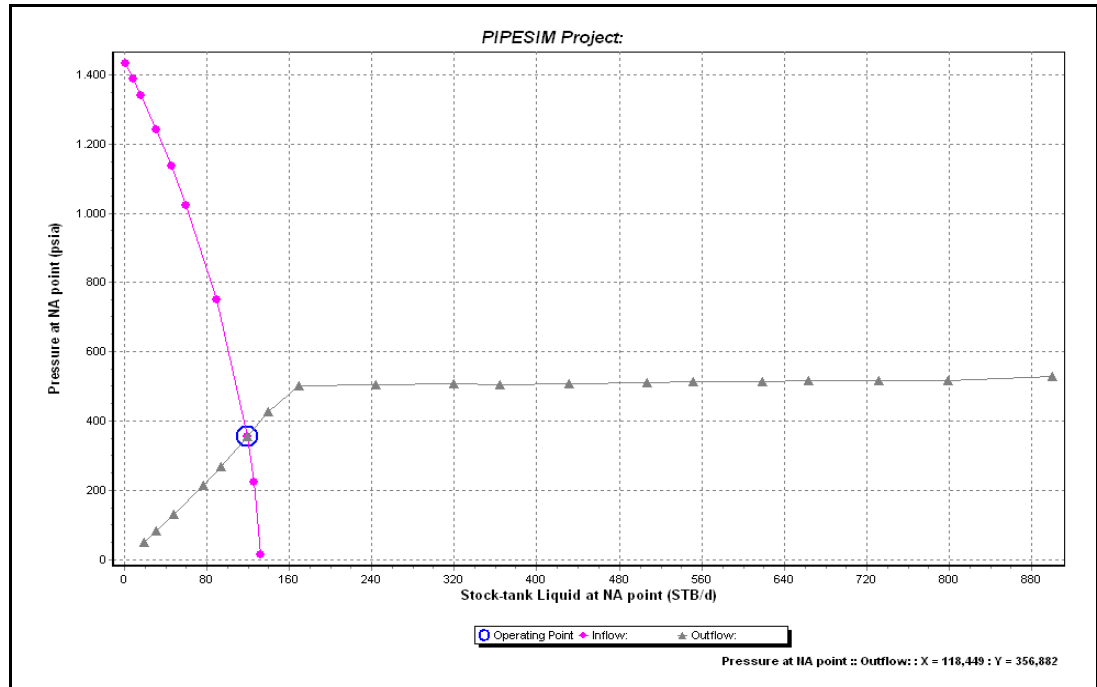


Gráfico F.13 Correlación No slip assumption (BCP) del pozo JOC-551

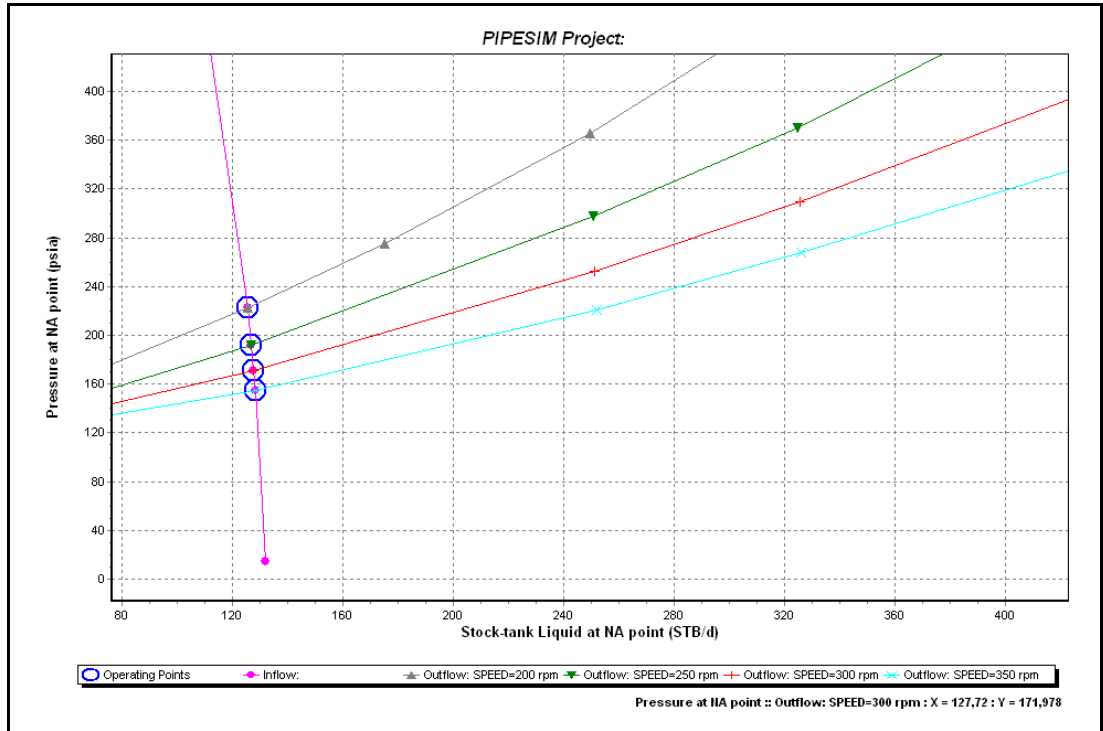


Gráfico F.14 Variación de la velocidad (BCP) del pozo JOC-551

- Bombeo electrosumergible (BES).

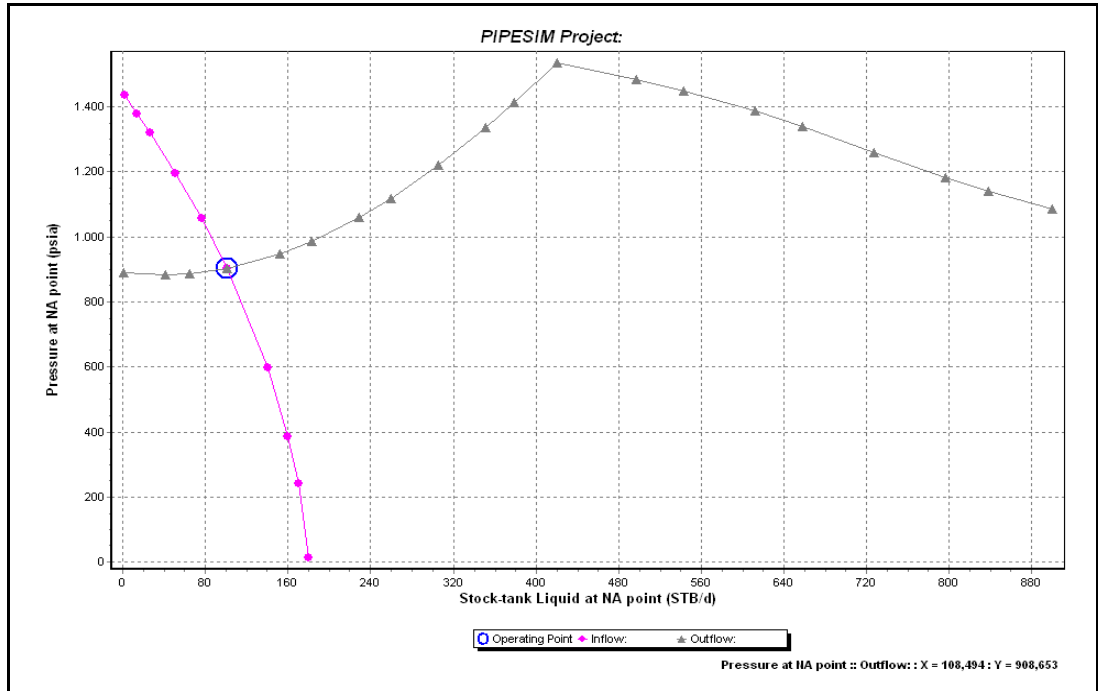


Gráfico F.15 Correlación Begg & Brill revised (BES) del pozo JOC-551

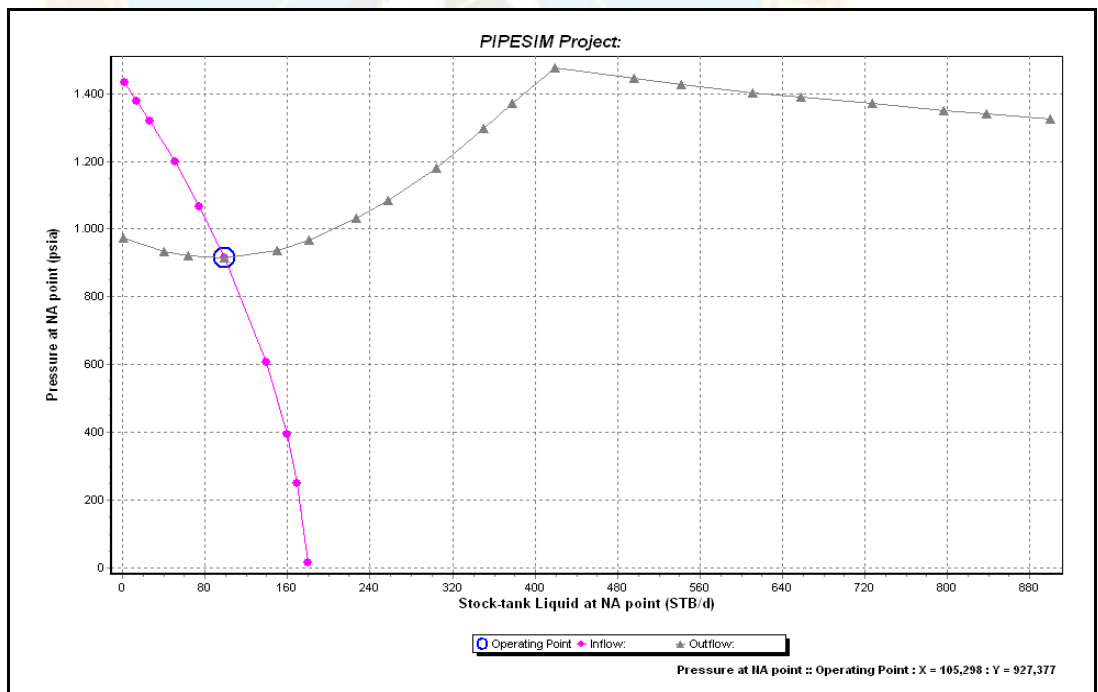


Gráfico F.16 Correlación Duns & Ros (BES) del pozo JOC-551

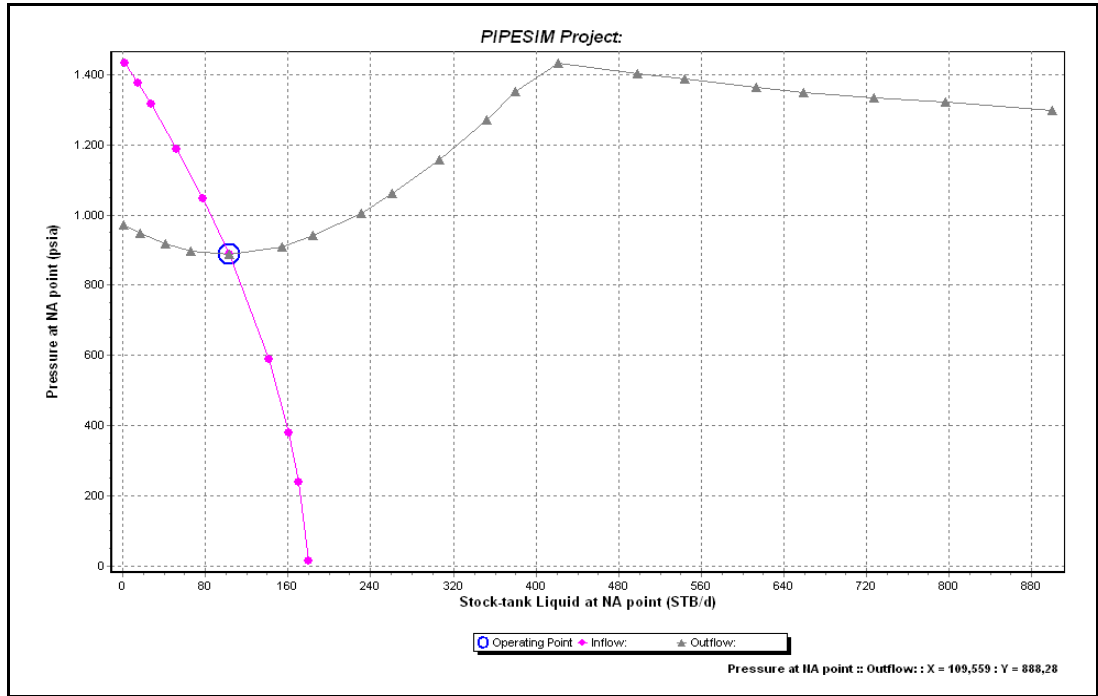


Gráfico F.17 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BES) del pozo JOC-551

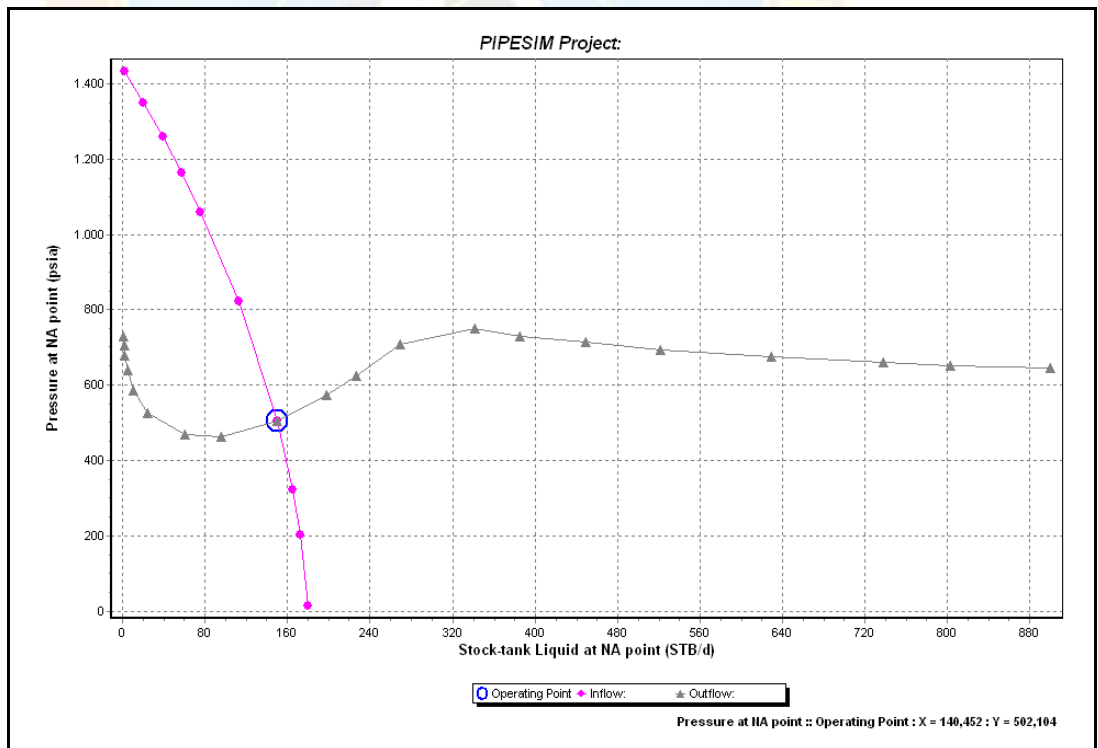


Gráfico F.18 Correlación Gray modified (BES) del pozo JOC-551

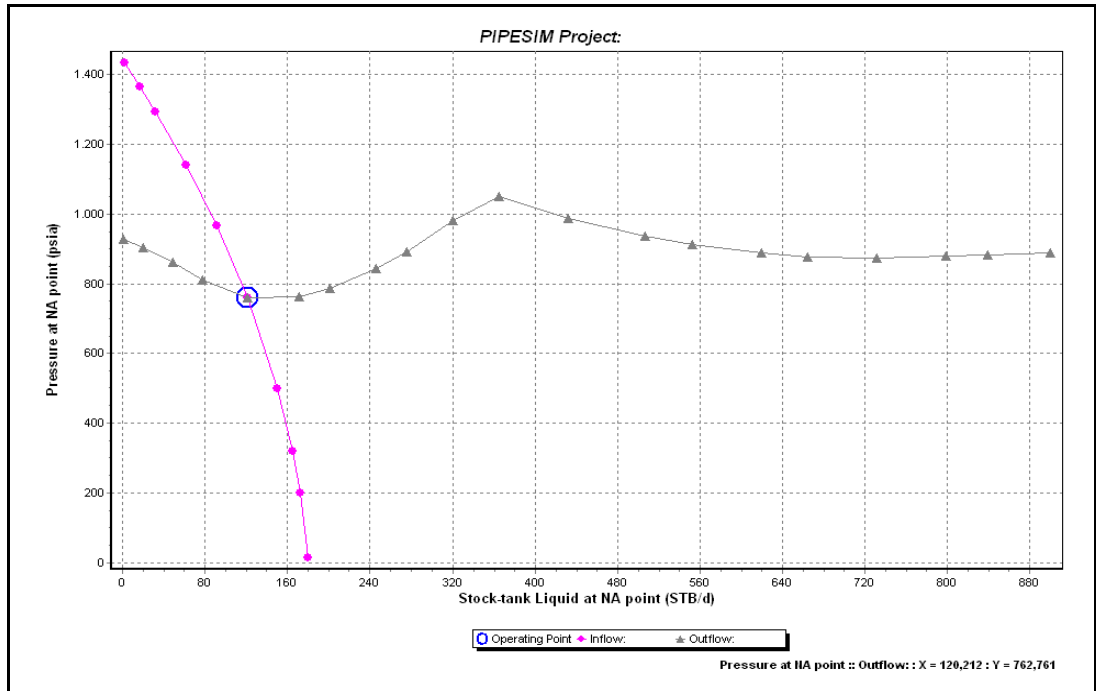


Gráfico F.19 Correlación Hagedorn & Brown (BES) del pozo JOC-551

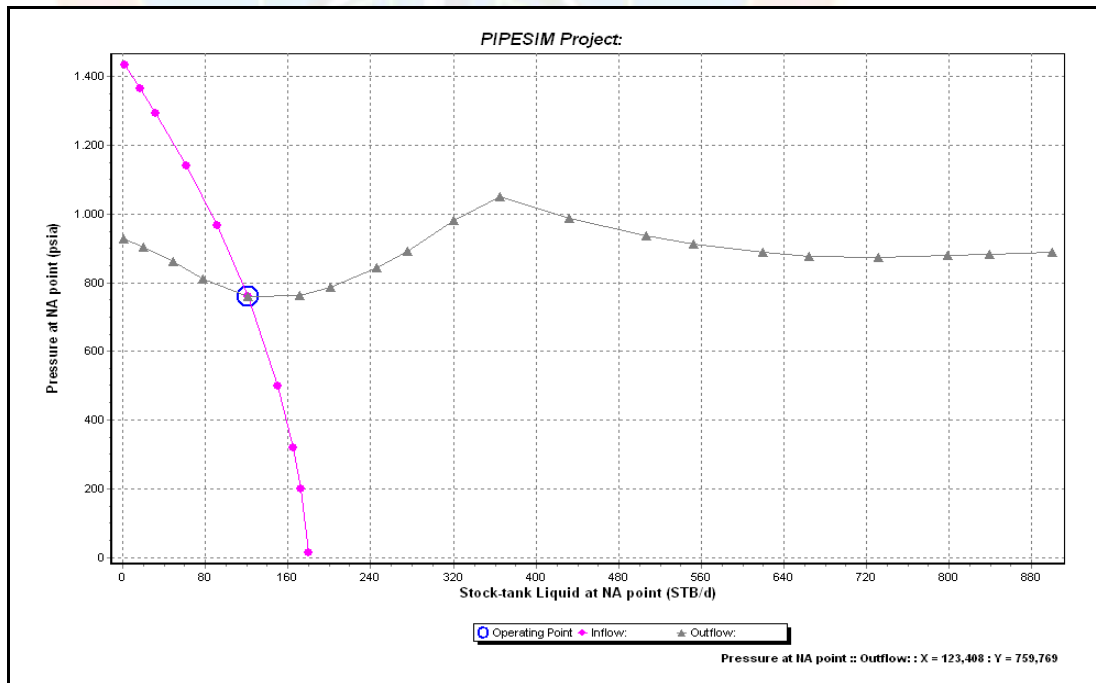


Gráfico F.20 Correlación Hagedorn & Brown, Duns & Ros map (BES) del pozo JOC-551

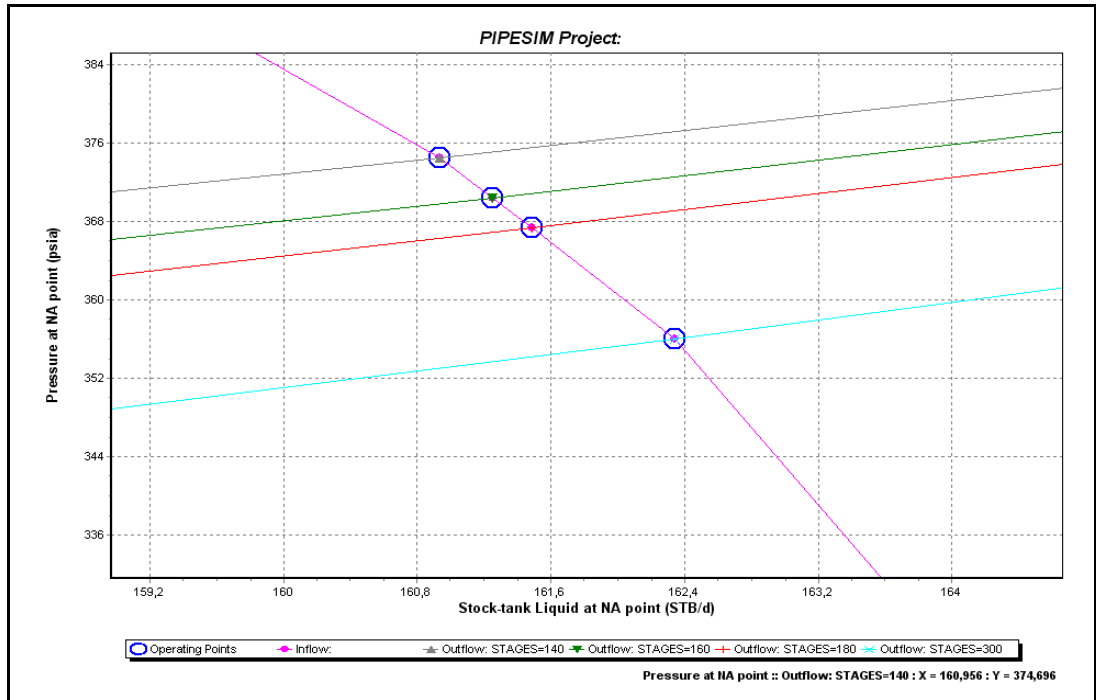
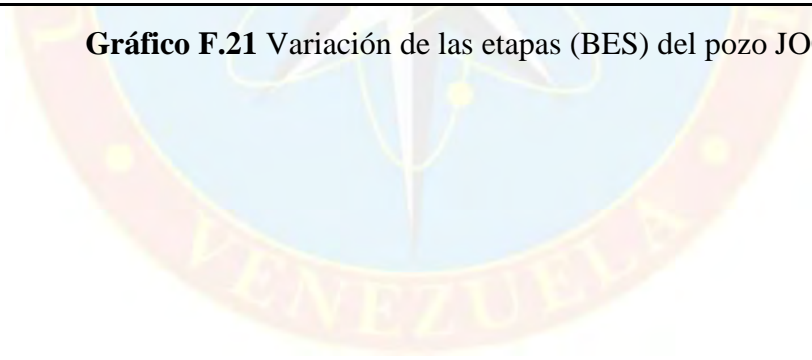


Gráfico F.21 Variación de las etapas (BES) del pozo JOC-551



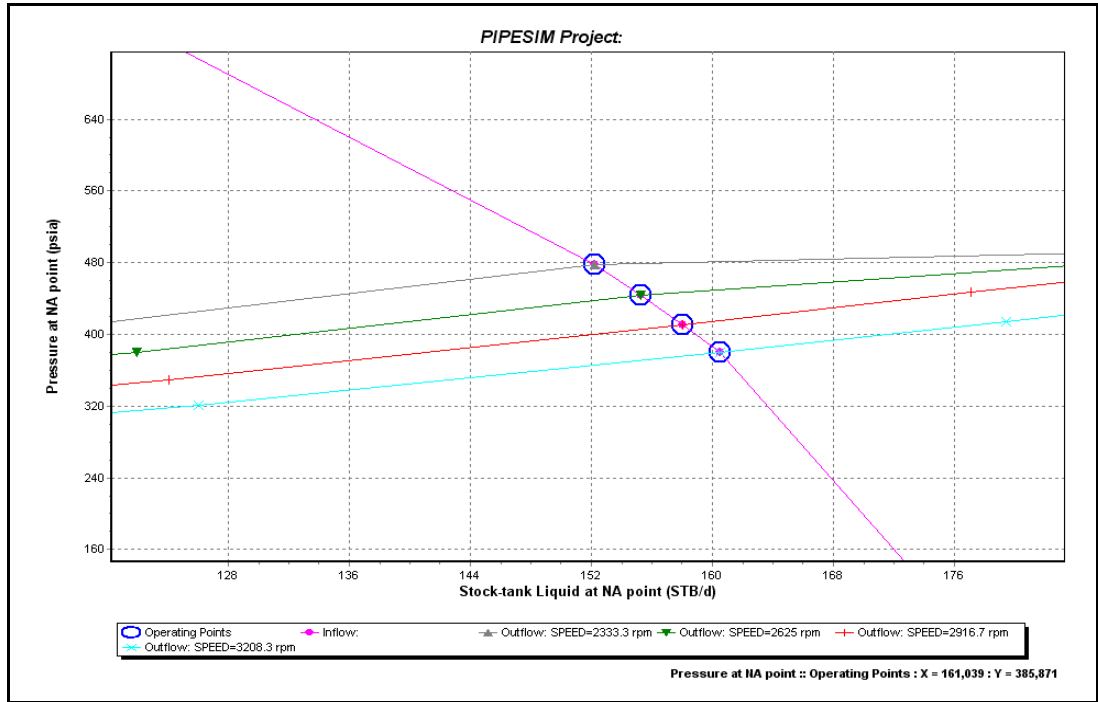


Gráfico F.22 Variación de las velocidades (BES) del pozo JOC-551

- Levantamiento artificial por gas (LAG).

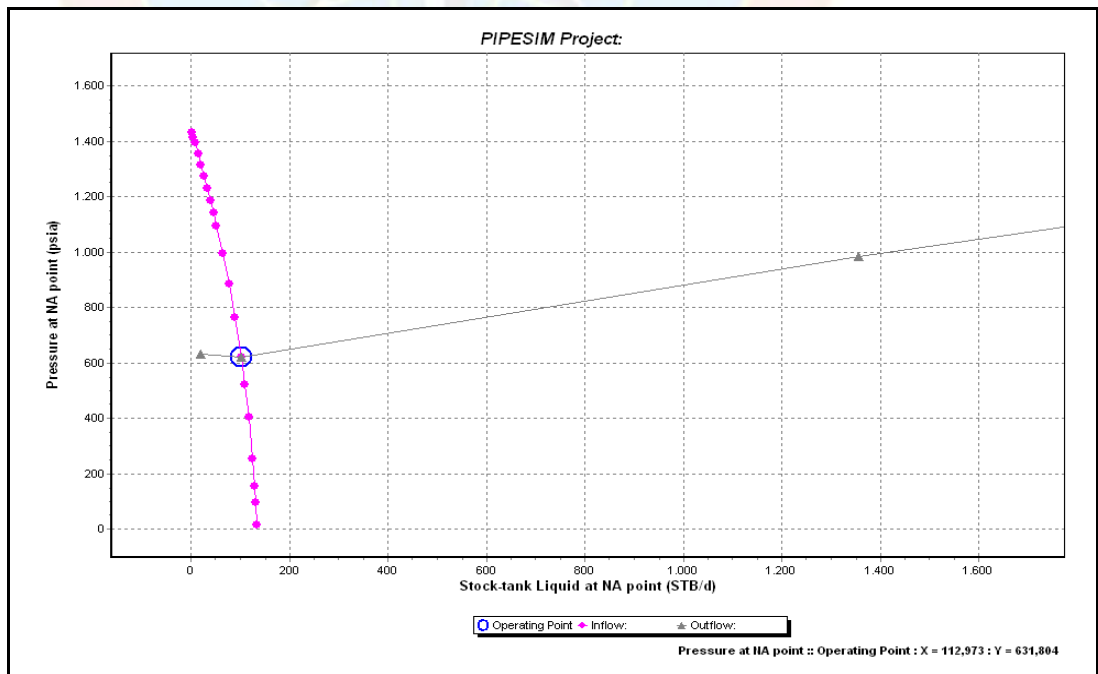


Gráfico F.23 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (LAG) del pozo JOC-551

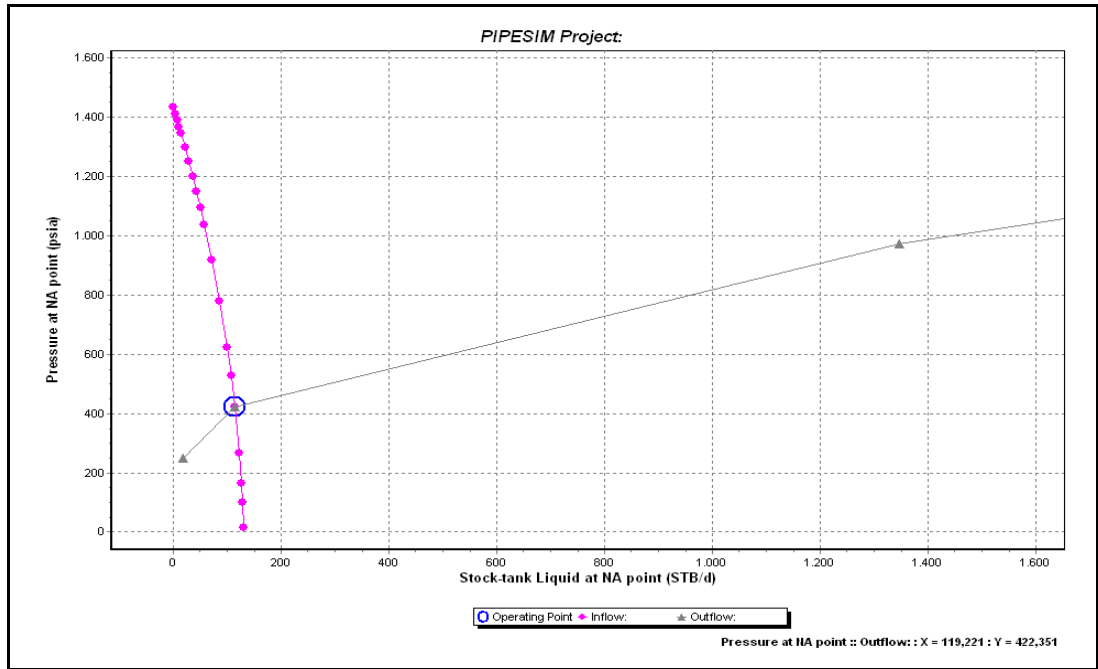


Gráfico F.24 Correlación Hagedorn & Brown revised (LAG) del pozo JOC-551

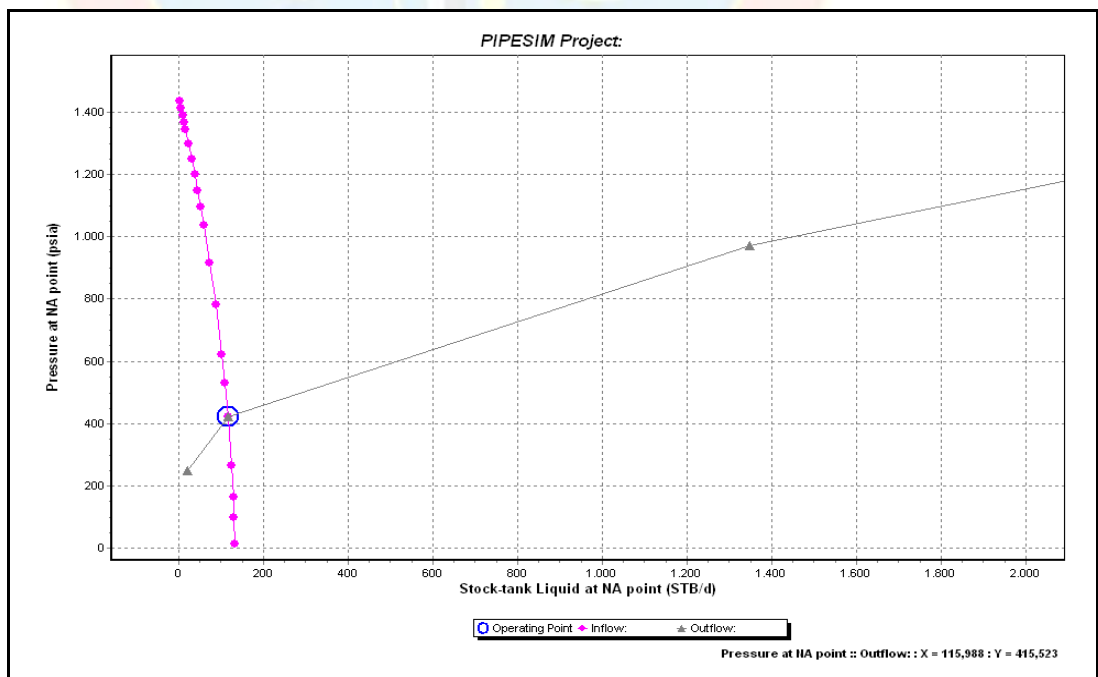


Gráfico F.25 Correlación Hagedorn & Brown original (LAG) del pozo JOC-

551

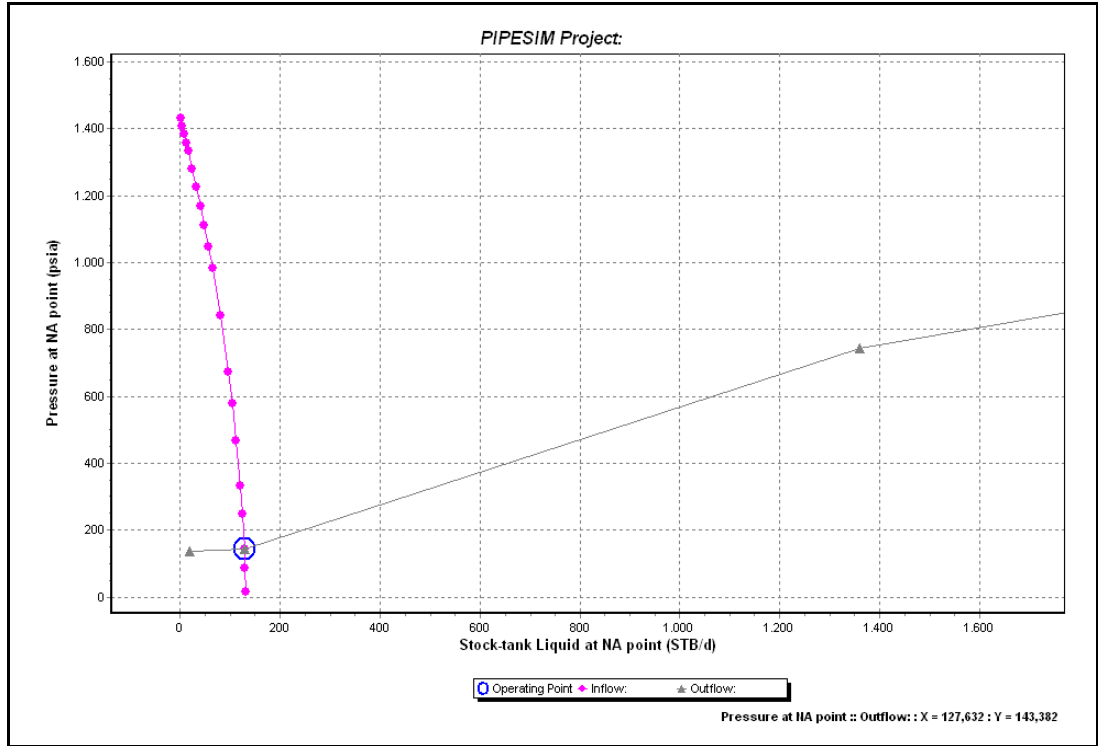


Gráfico F.26 Correlación Orkiszewski (LAG) del pozo JOC-551

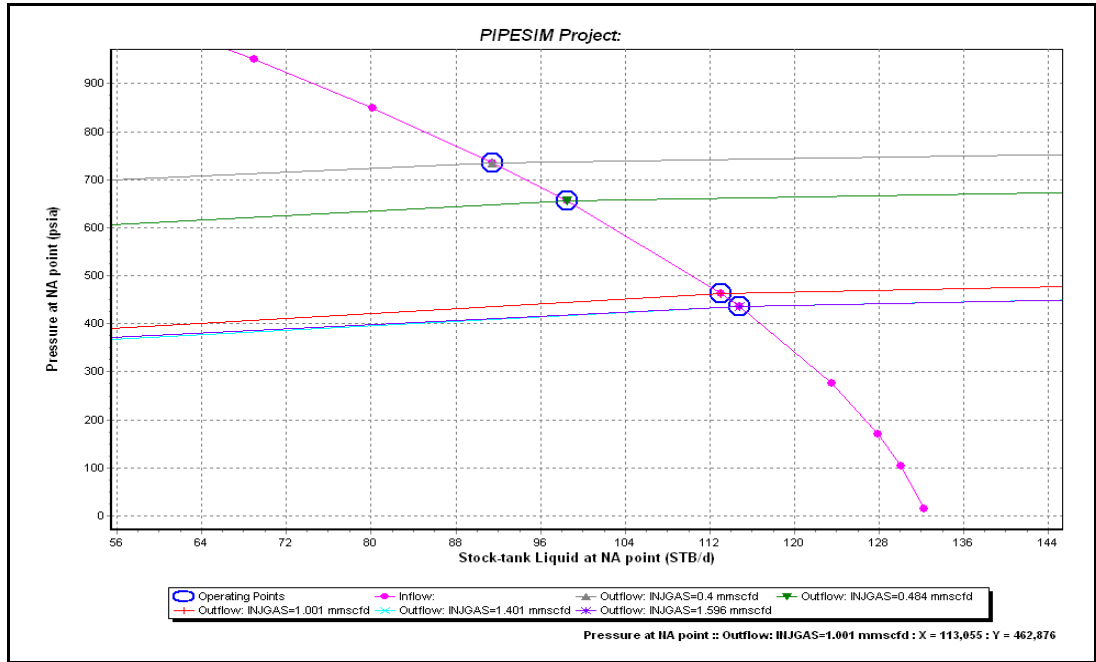


Gráfico F.27 Variación de la tasas de inyección de gas en pozo JOC-551

- ❖ Pozo JOC-542
- Bombeo mecánico (BM).

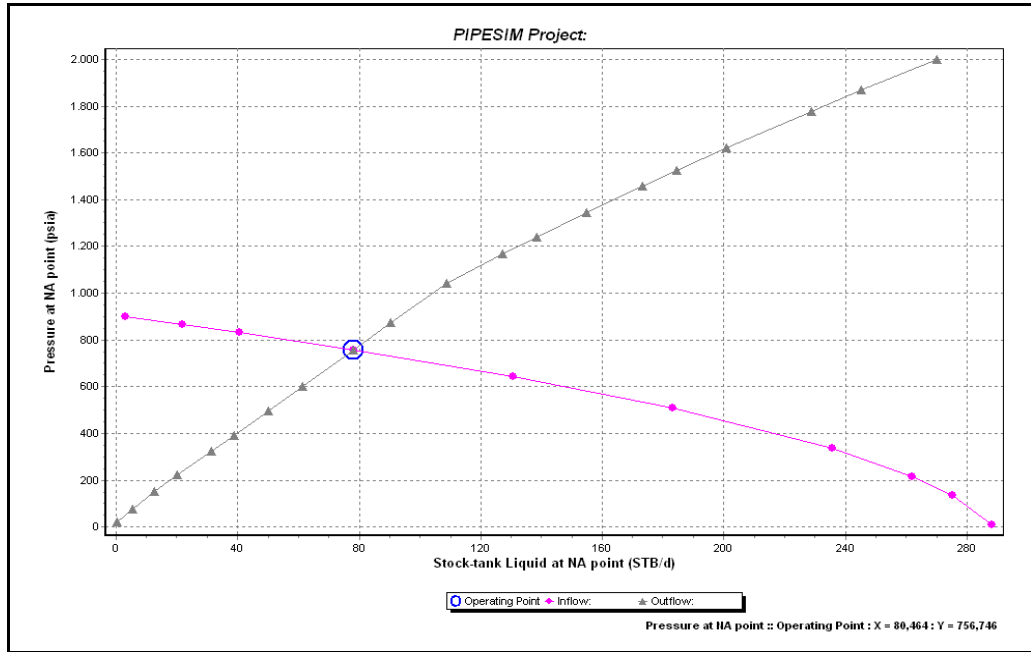


Gráfico F.28 Correlación Begg & Brill revised (BM) del pozo JOC-542

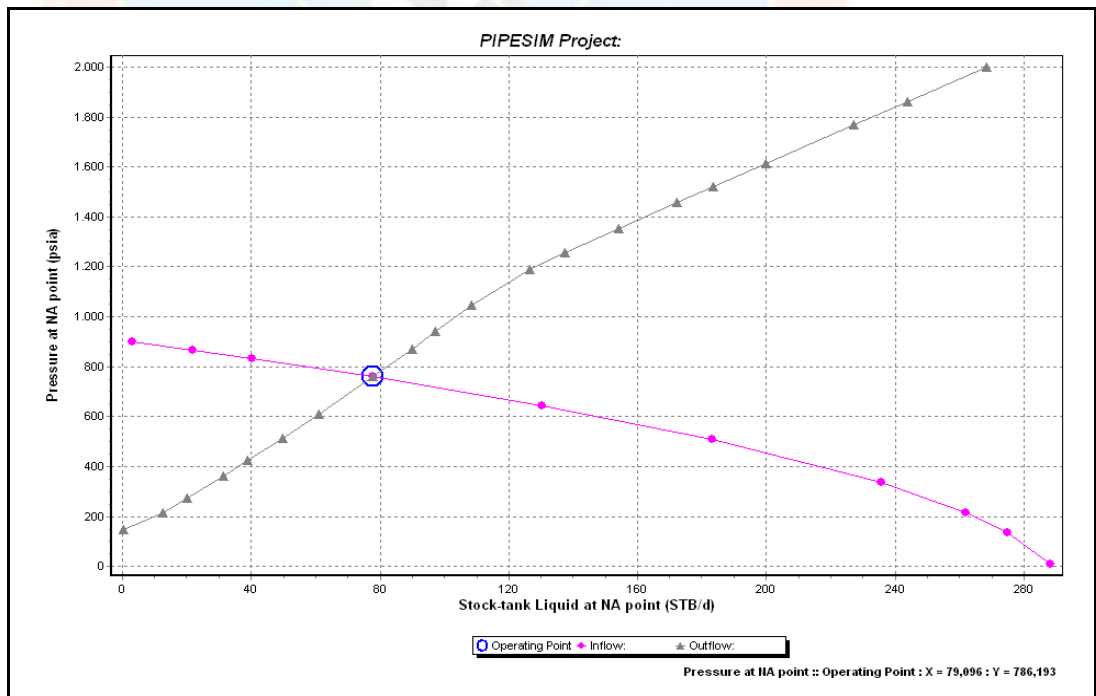


Gráfico F.29 Correlación Duns & Ros (BM) del pozo JOC-542

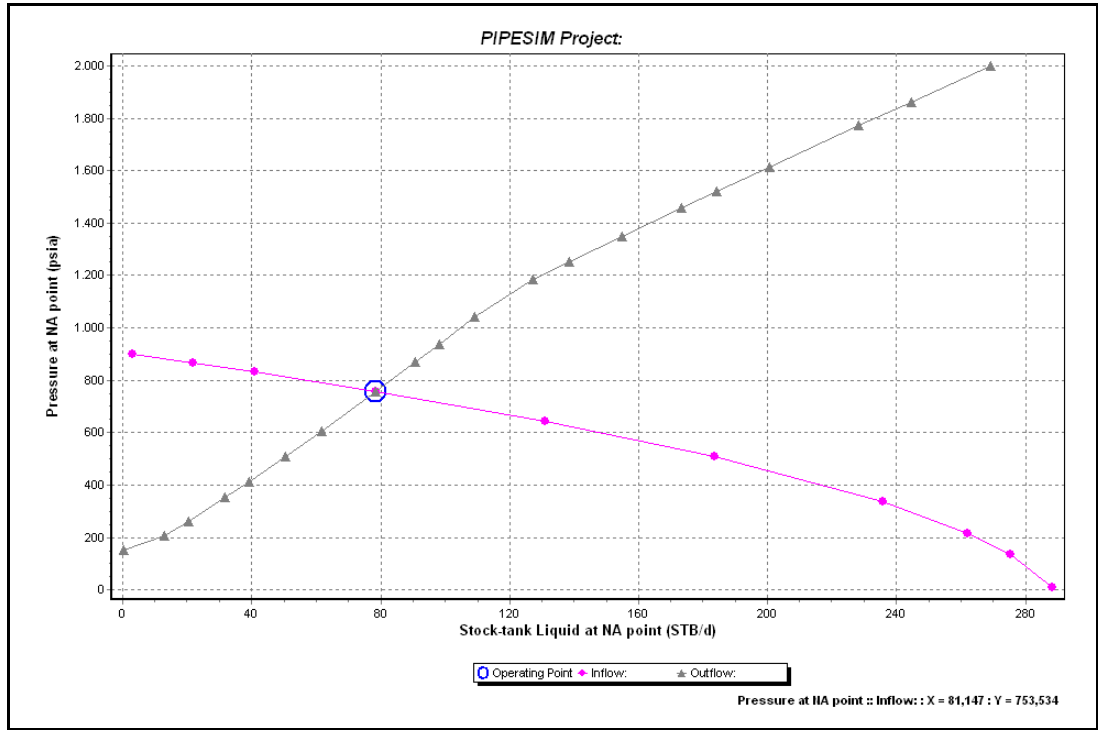


Gráfico F.30 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BM) del pozo JOC-542

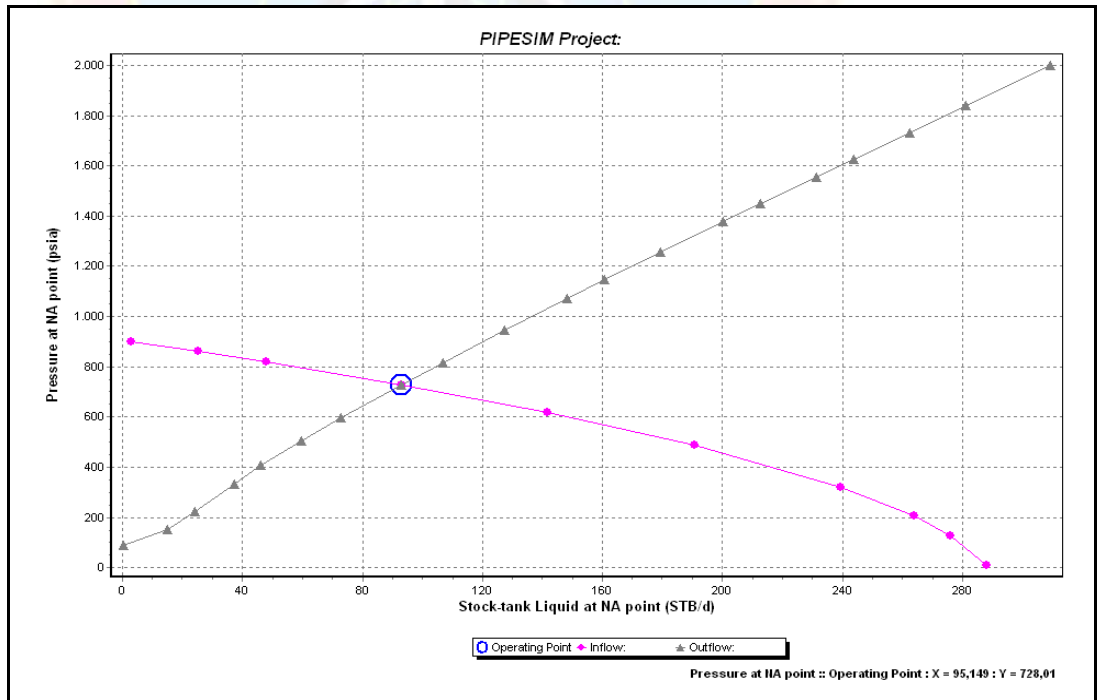


Gráfico F.31 Correlación Gray modified (BM) del pozo JOc-542

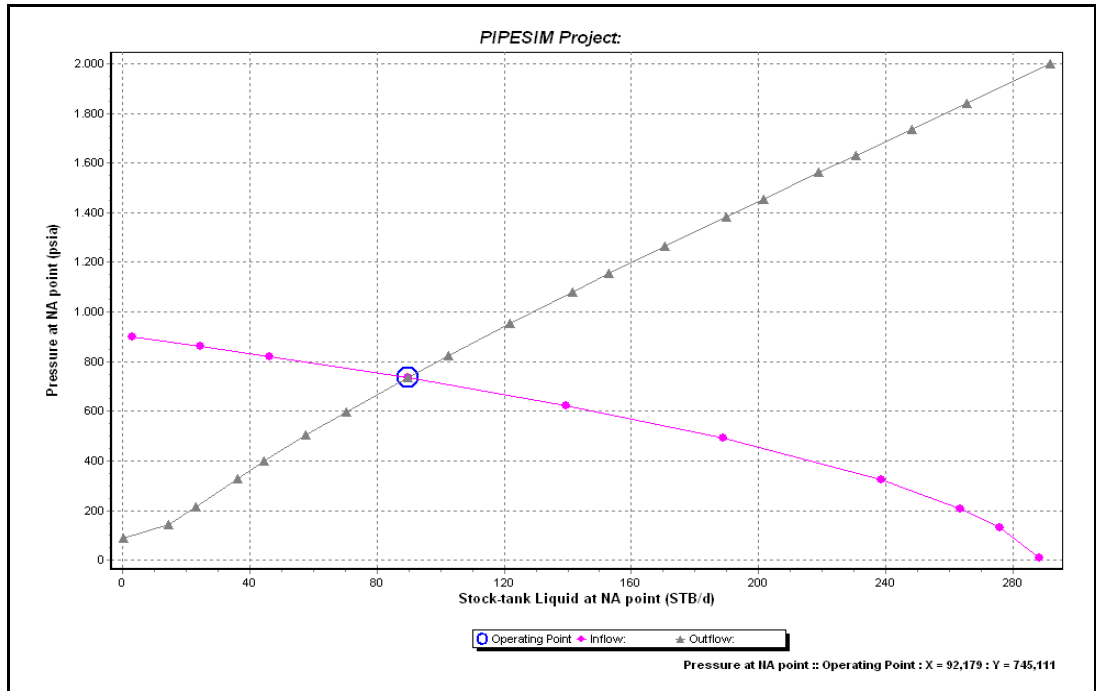


Gráfico F.32 Correlación Hagedorn & Brown (BM) del pozo JOC-542

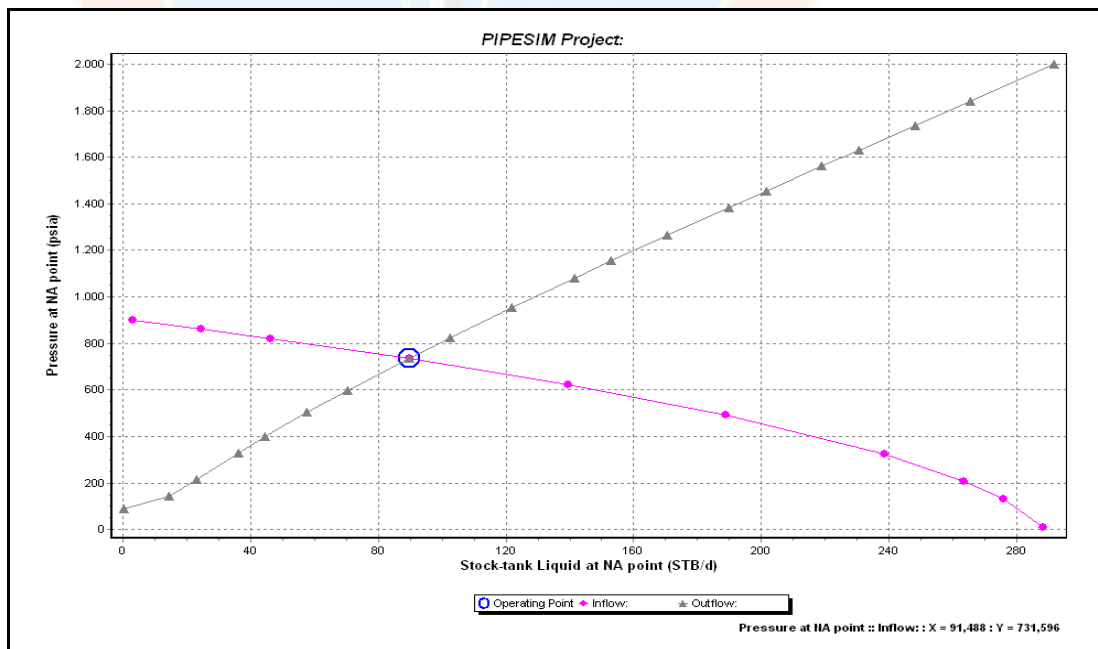


Gráfico F.33 Correlación Hagedorn & Brown, Duns & Ros map (BM) del pozo JOC-542

Al variar las bombas en bombeo mecánico se obtiene lo siguiente.

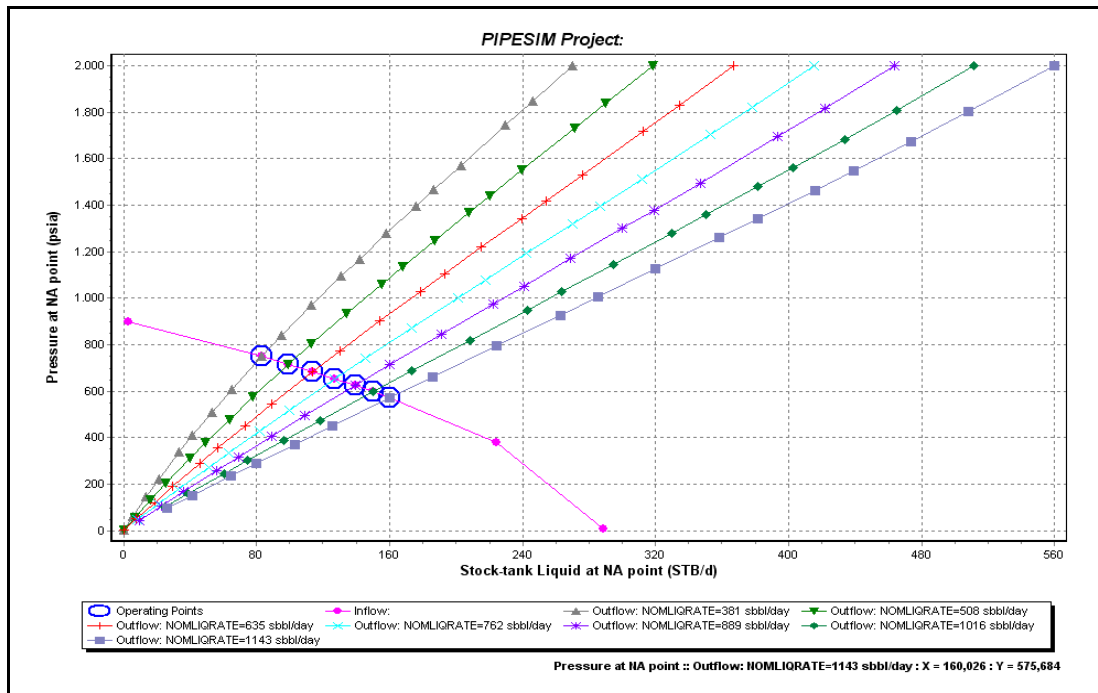


Gráfico F.34 Bomba ATH 3 ½ plg en pozo JOC-542

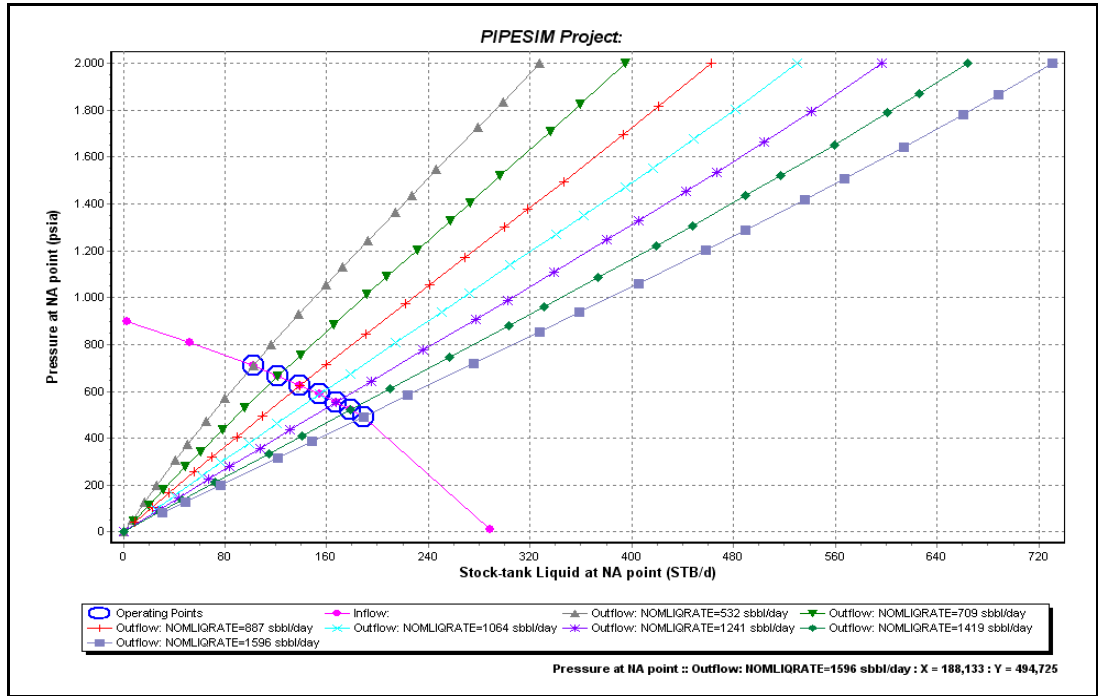


Gráfico F.35 Bomba ARHA 4 ½ plg en pozo JOC-542

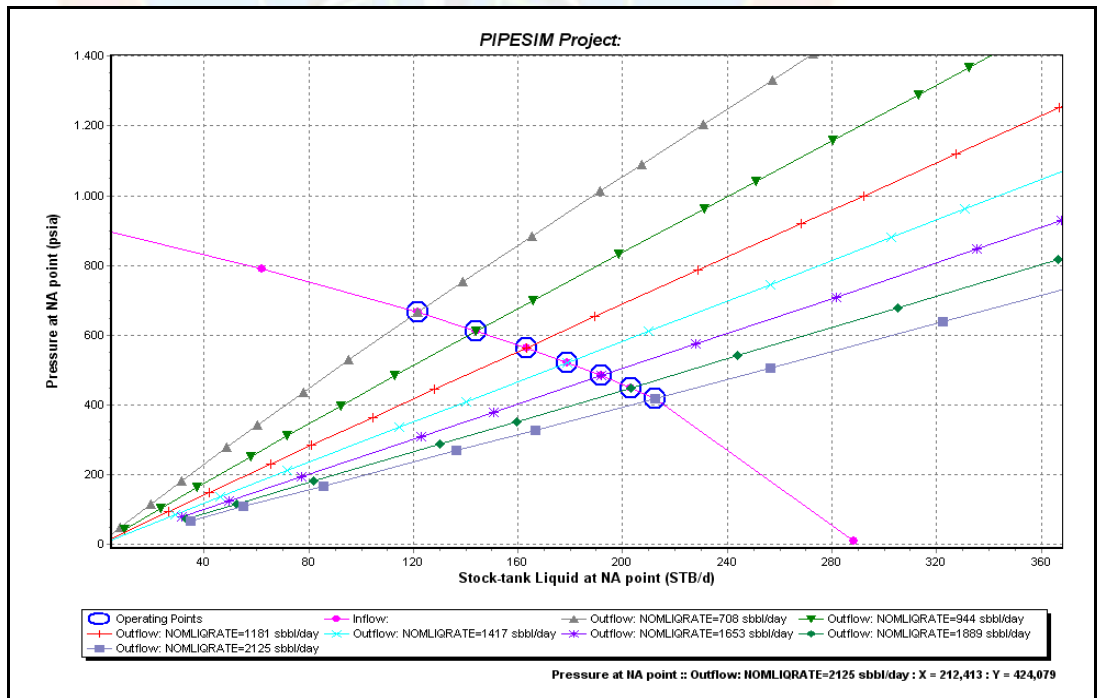


Gráfico F.36 Bomba ATH ½ plg en pozo JOC-542

Bombeo por cavidades progresivas (BCP).

Correlaciones.

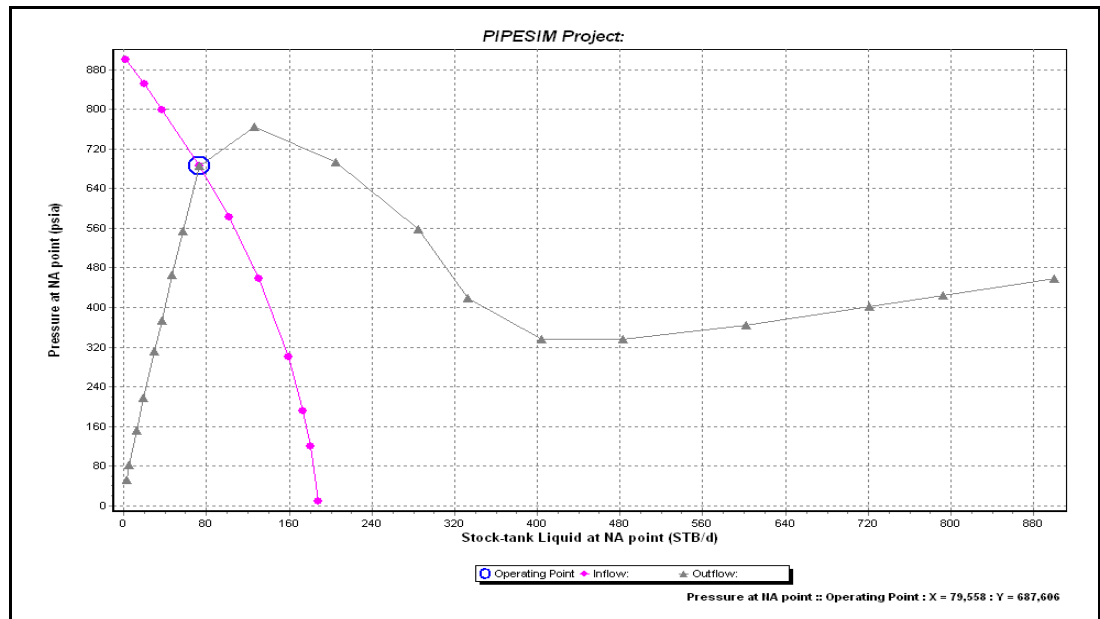


Gráfico F.37 Correlación Begg & Brill revised (BCP) del pozo JOC-542

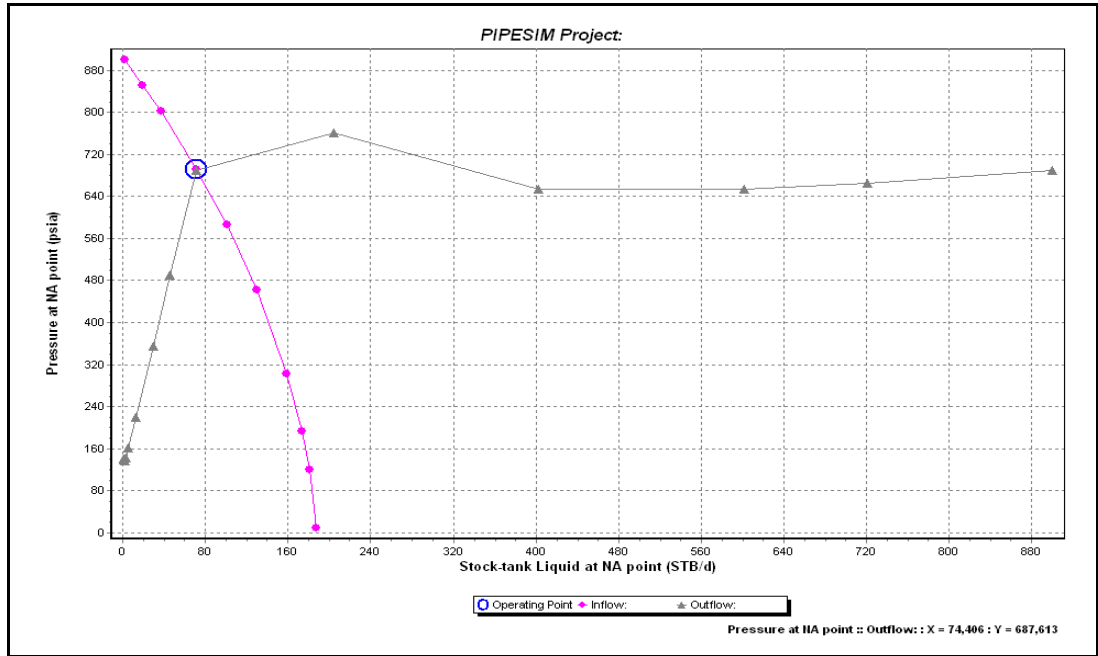


Gráfico F.38 Correlación Duns & Ros (BCP) del pozo JOC-542

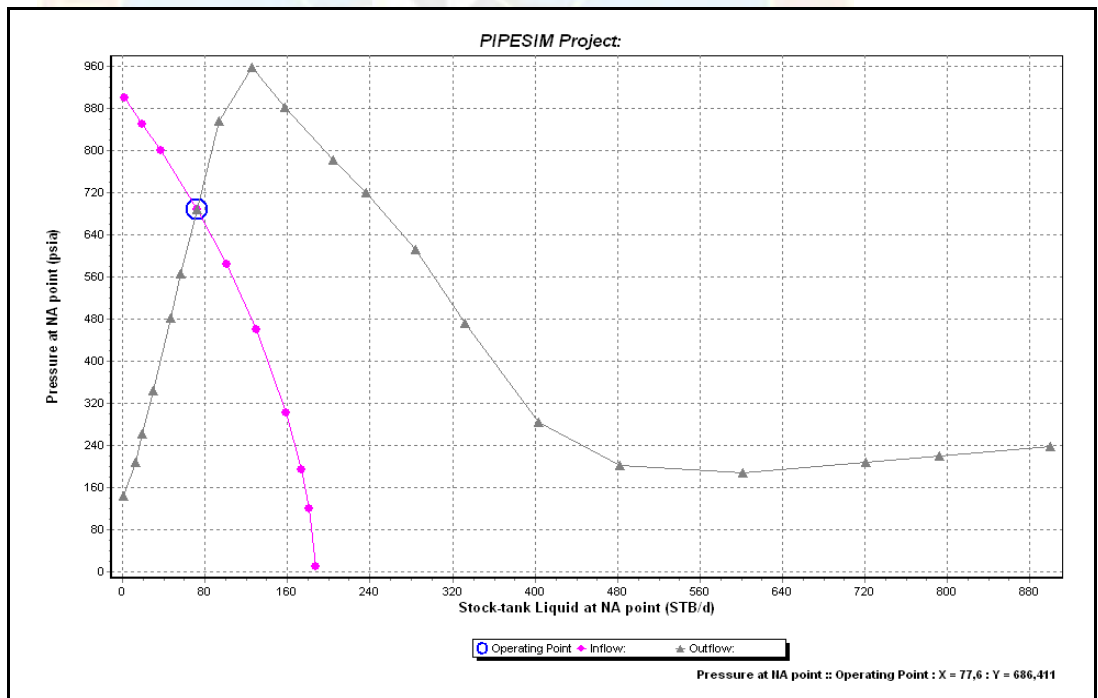


Gráfico F. 39 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BCP) del pozo JOC-542

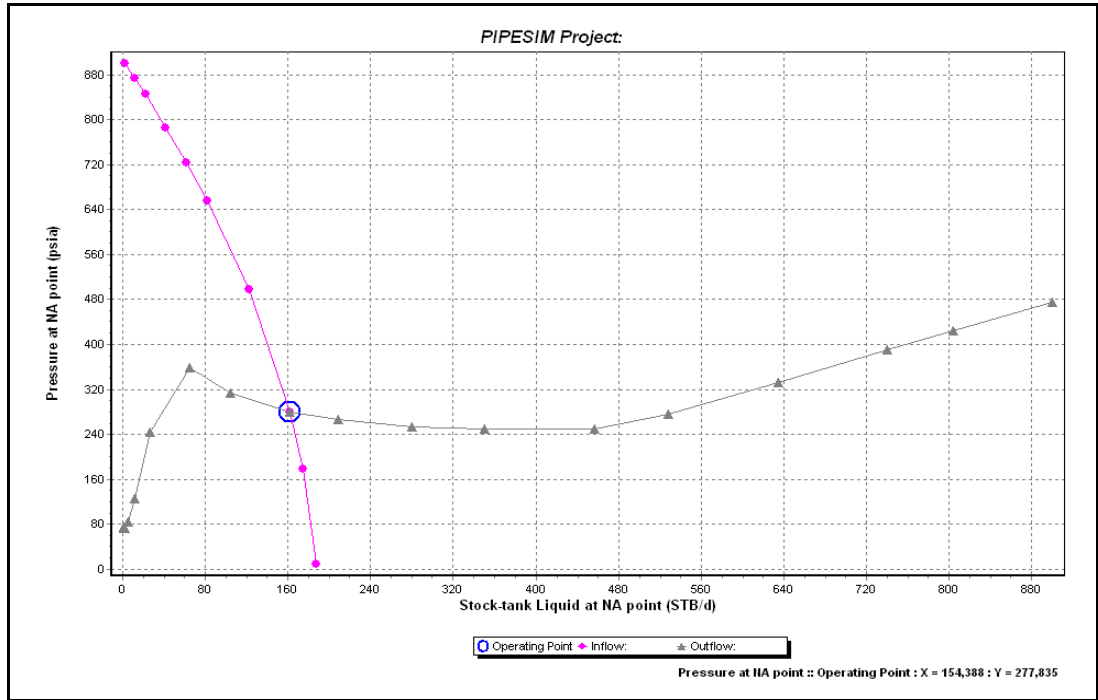


Gráfico F.40 Correlación Gray modified (BCP) del pozo JOC-542

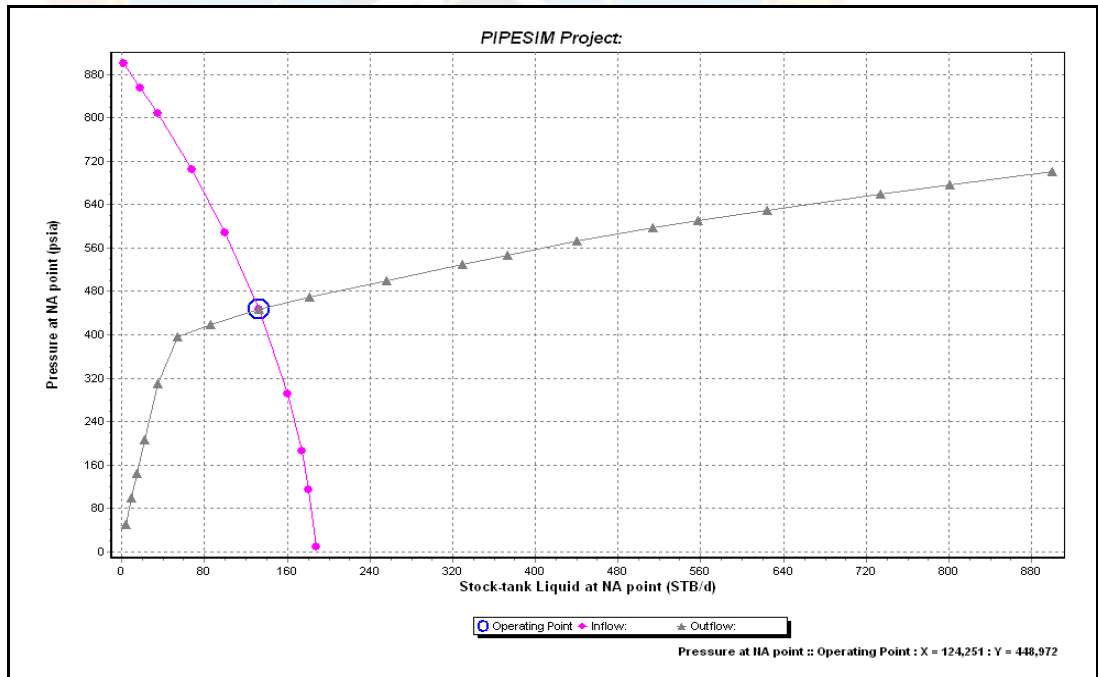


Gráfico F.41 Correlación Hagedorn & Brown (BCP) del pozo JOC-542

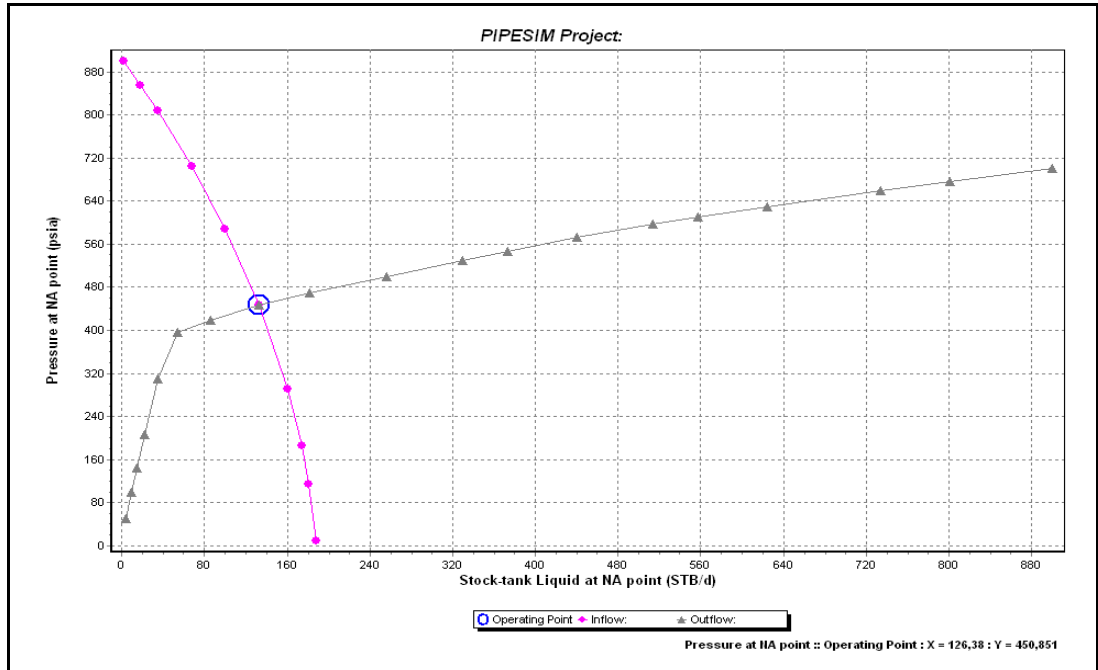
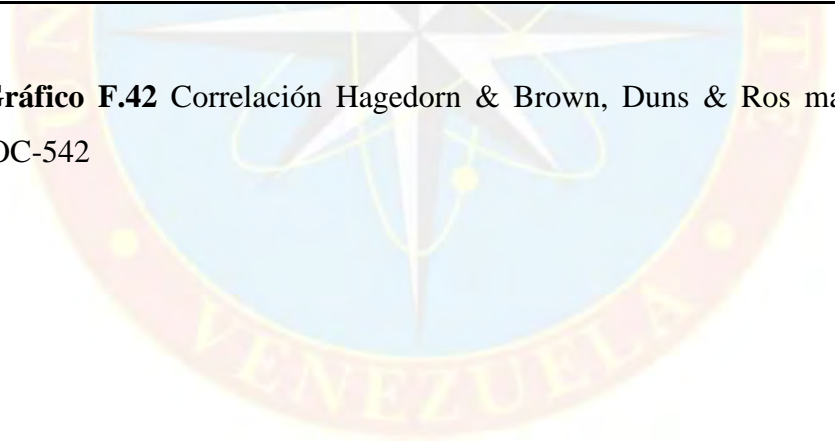


Gráfico F.42 Correlación Hagedorn & Brown, Duns & Ros map (BCP) del pozo JOC-542



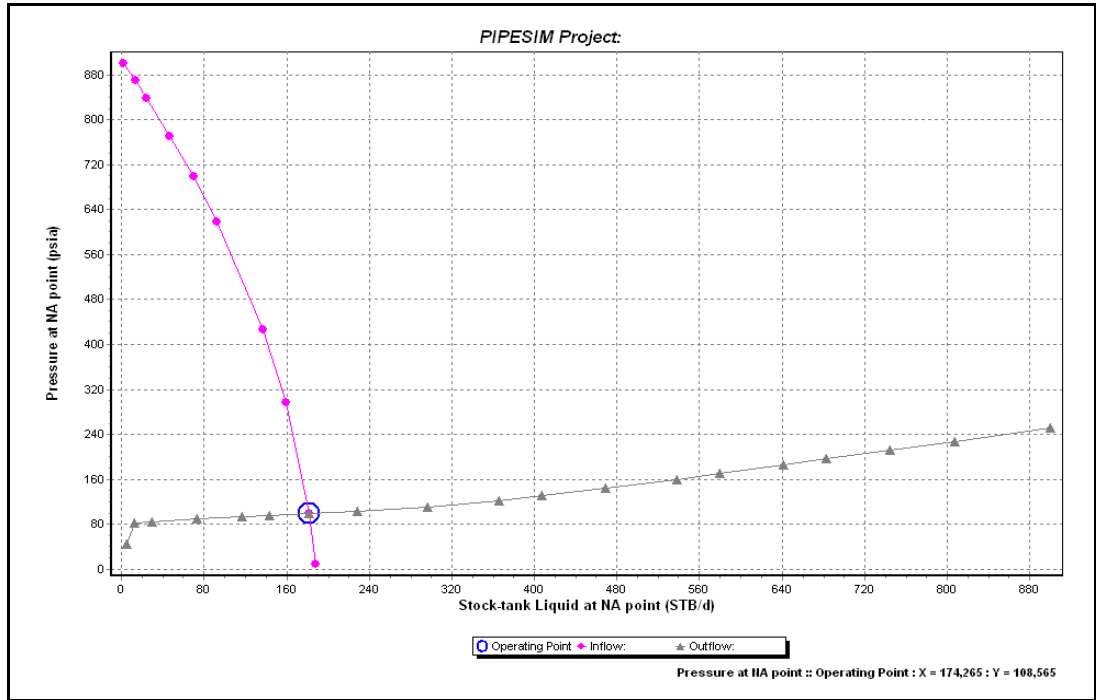


Gráfico F.43 Correlación No slip assumption (BCP) del pozo JOC-542

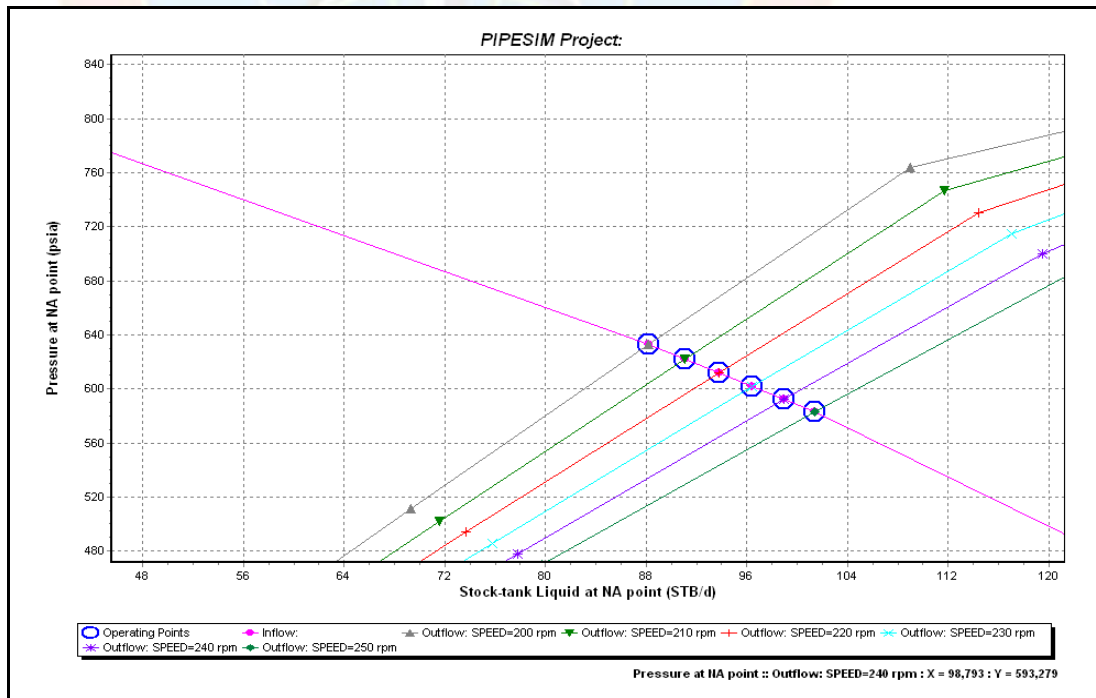


Gráfico F.44 Variación de las velocidades (BCP) del pozo JOC-542

- Bombeo electrosumergible (BES).

Correlaciones.

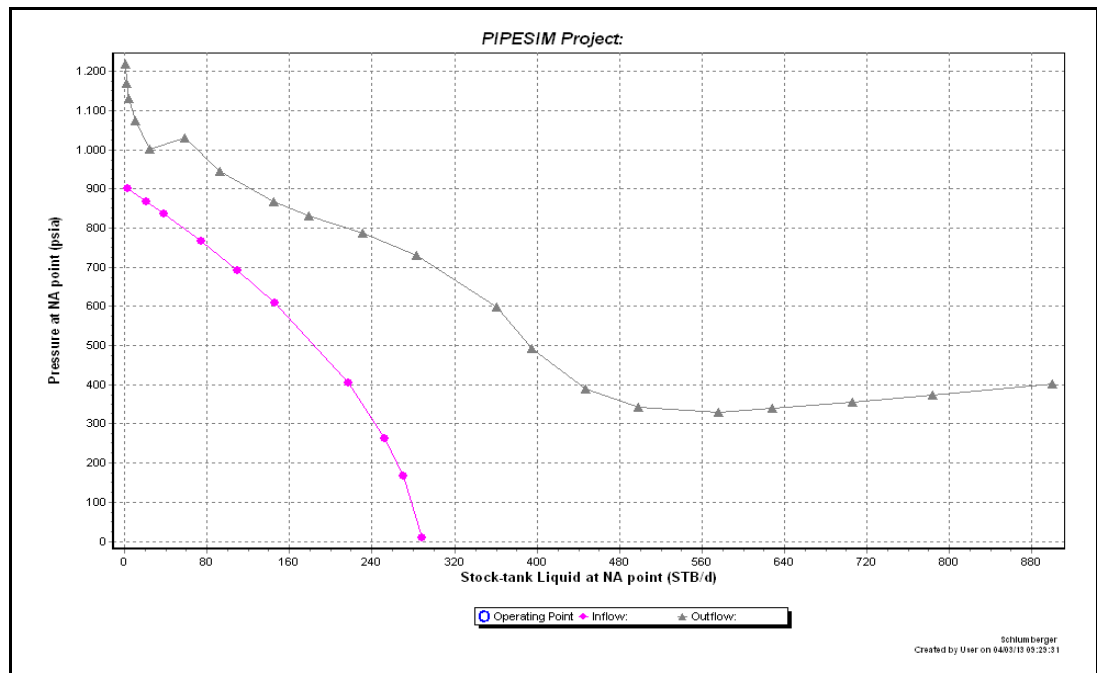


Gráfico F.45 Correlación Begg & Brill revised (BES) del pozo JOC-542

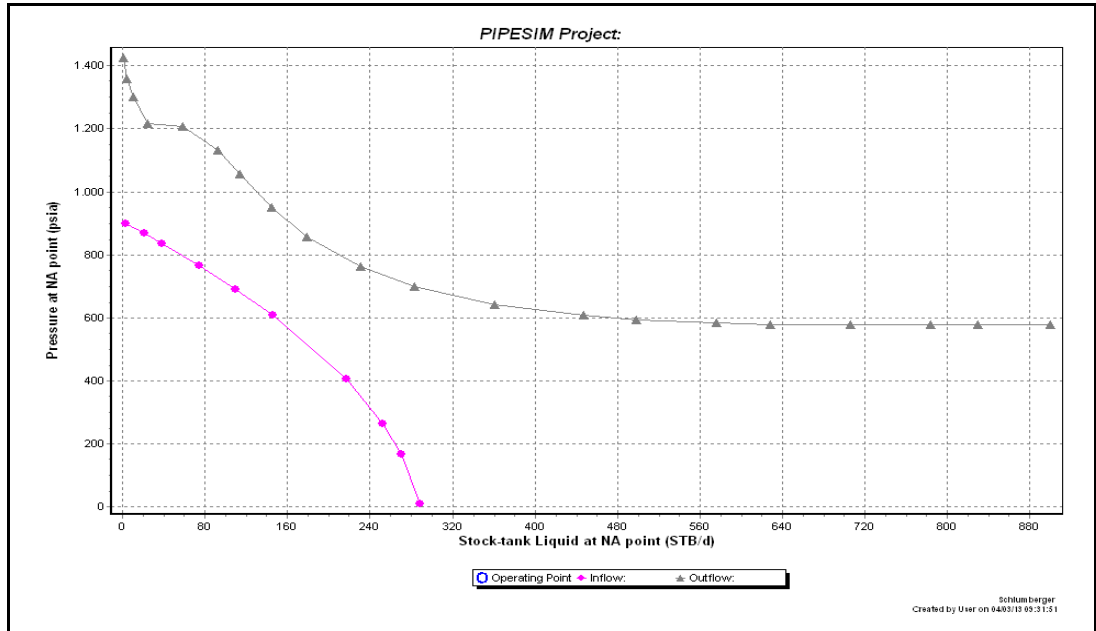


Gráfico F.46 Correlación Duns & Ros (BES) del pozo JOC-542

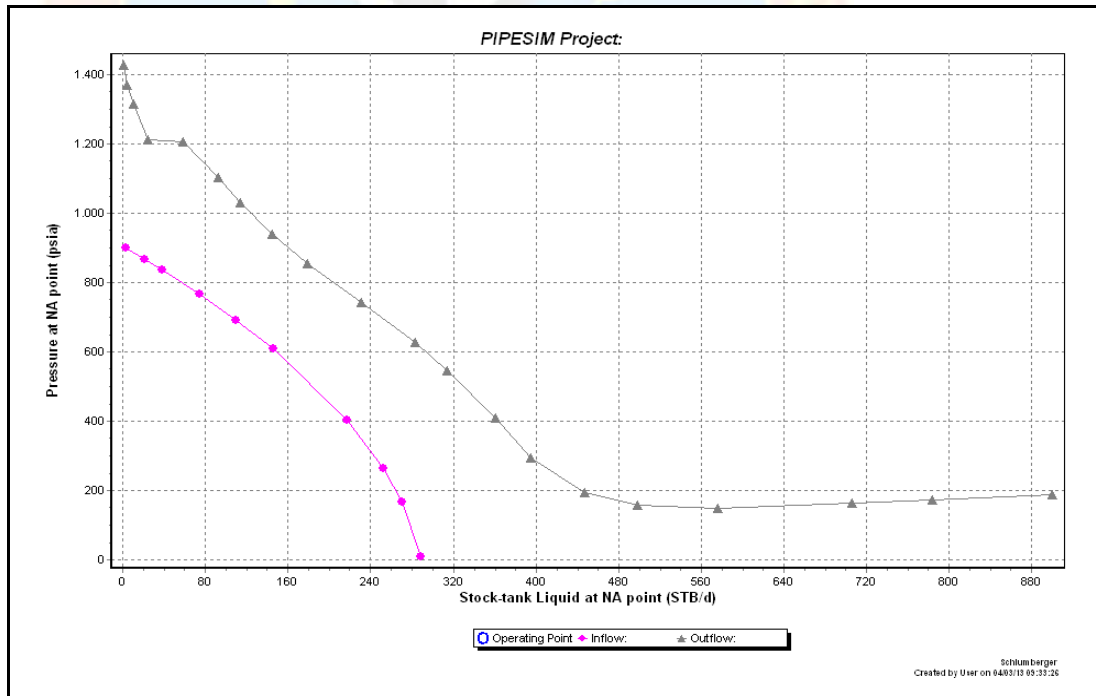


Gráfico F.47 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BES) del pozo JOC-542

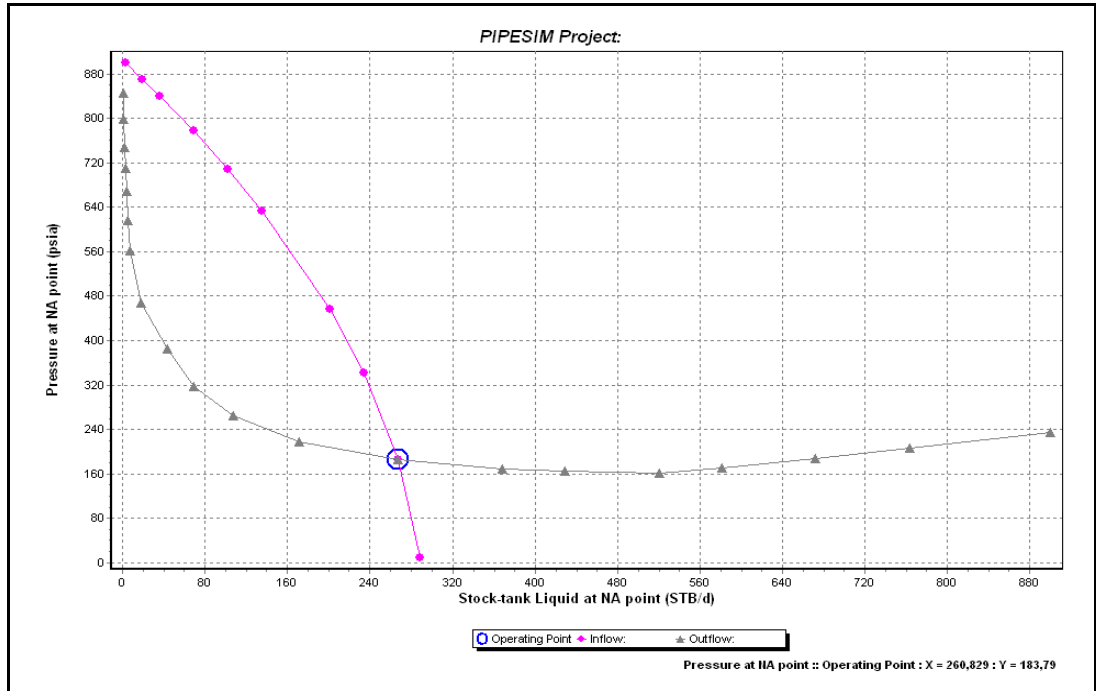


Gráfico F.48 Correlación Gray modified (BES) del pozo JOC-542

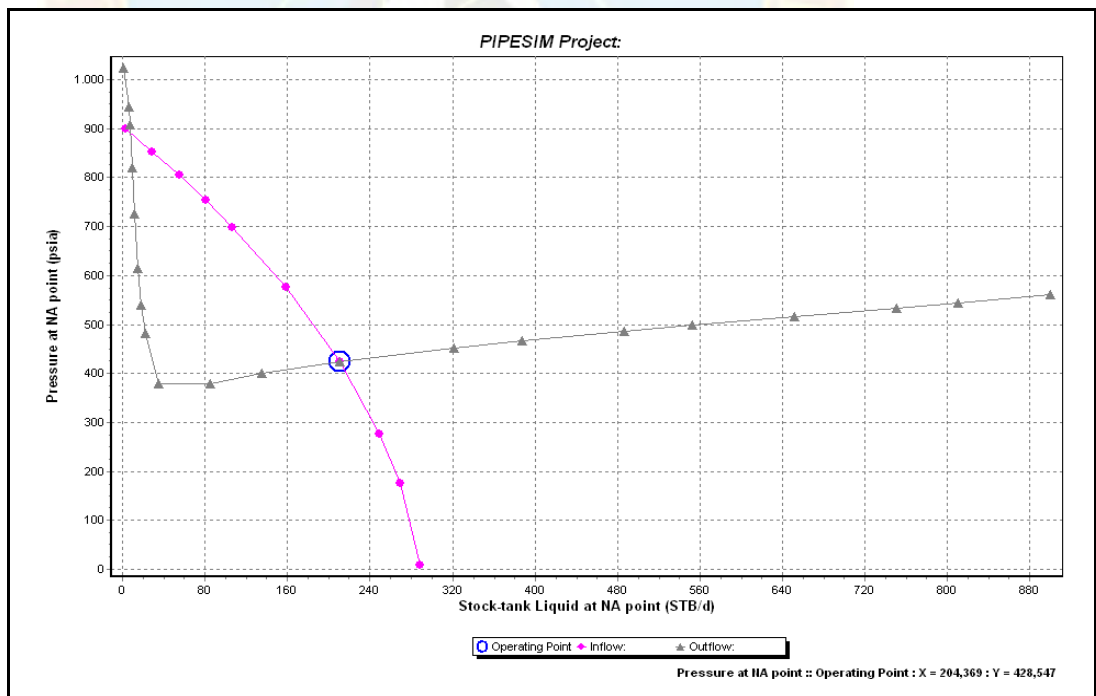


Gráfico F.49 Correlación Hagedorn & Brown (BES) del pozo JOC-542

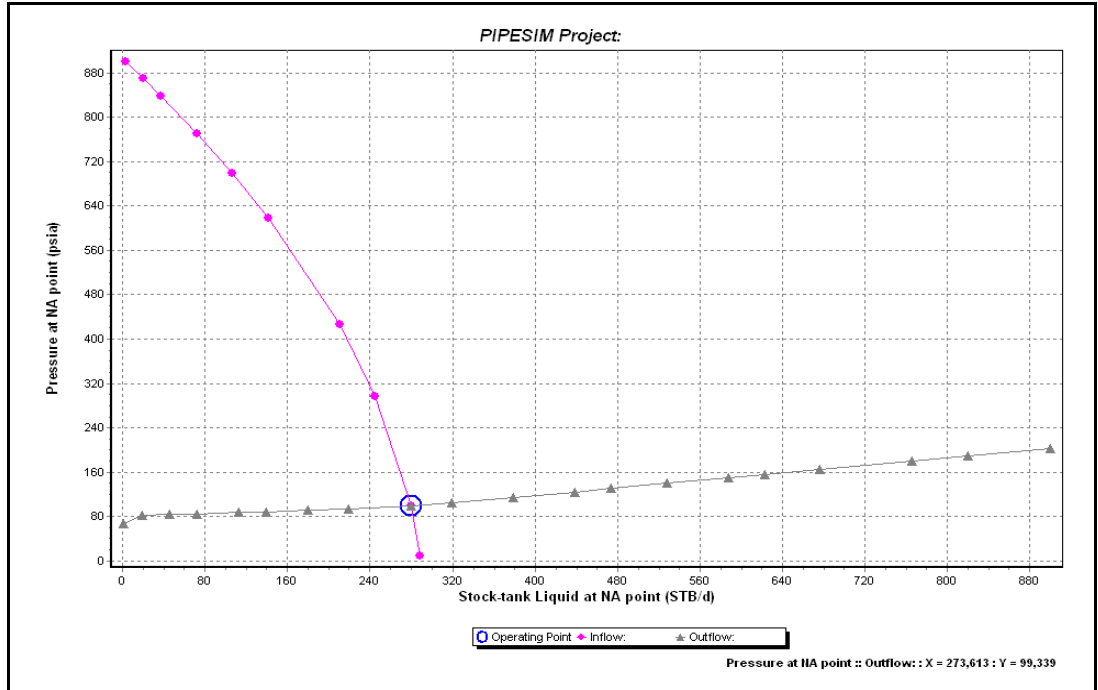


Gráfico F.50 Correlación No slip assumption (BES) del pozo JOC-542

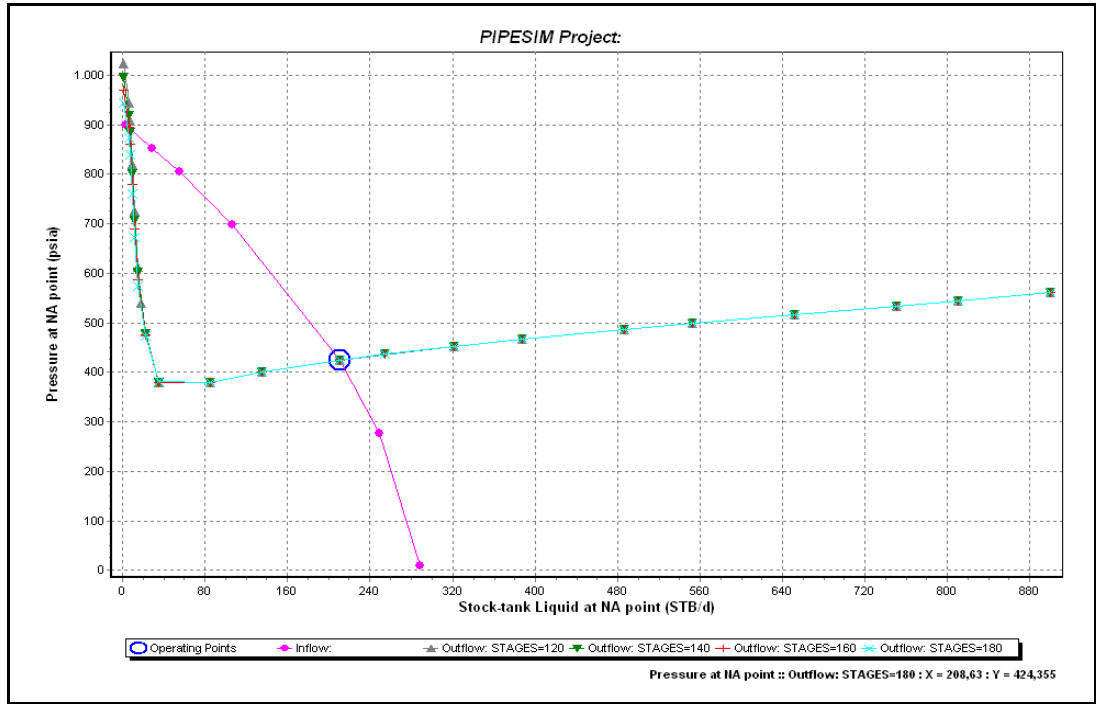


Gráfico F.51 variación de las etapas (BES) del pozo JOC-542

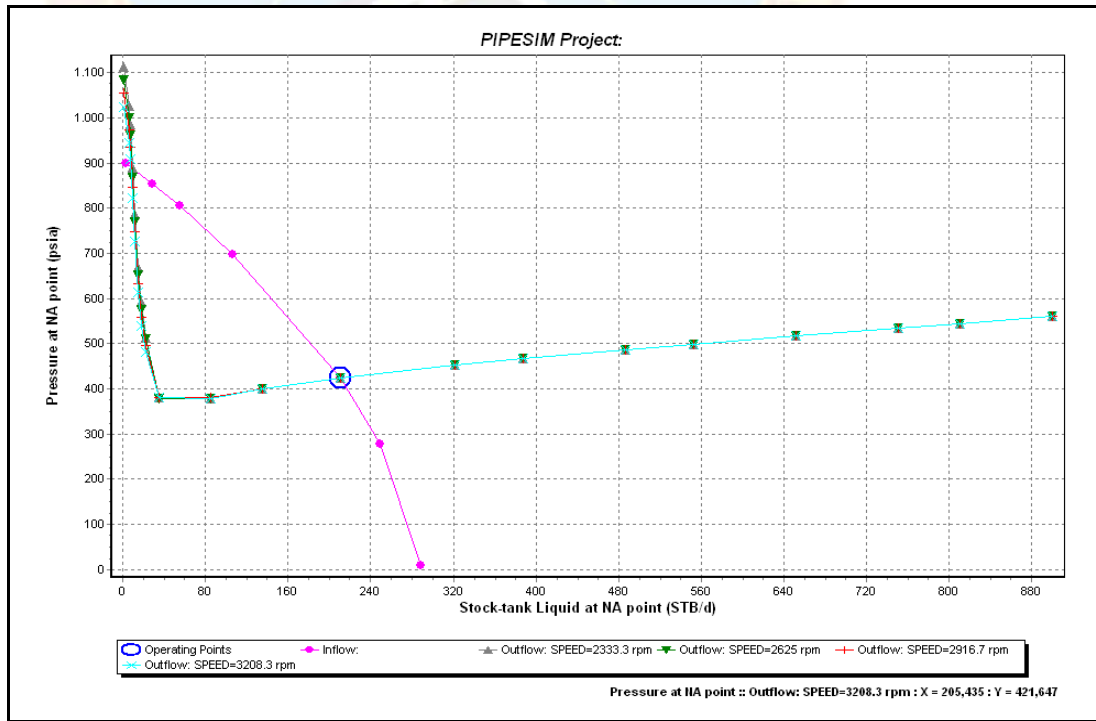


Gráfico F.52 Variación de las velocidades (BES) del pozo JOC-542

Al variar la bomba a otra que no se adapta a las condiciones del pozo como la Centrilift B11W se tiene el mismo comportamiento del pozo.

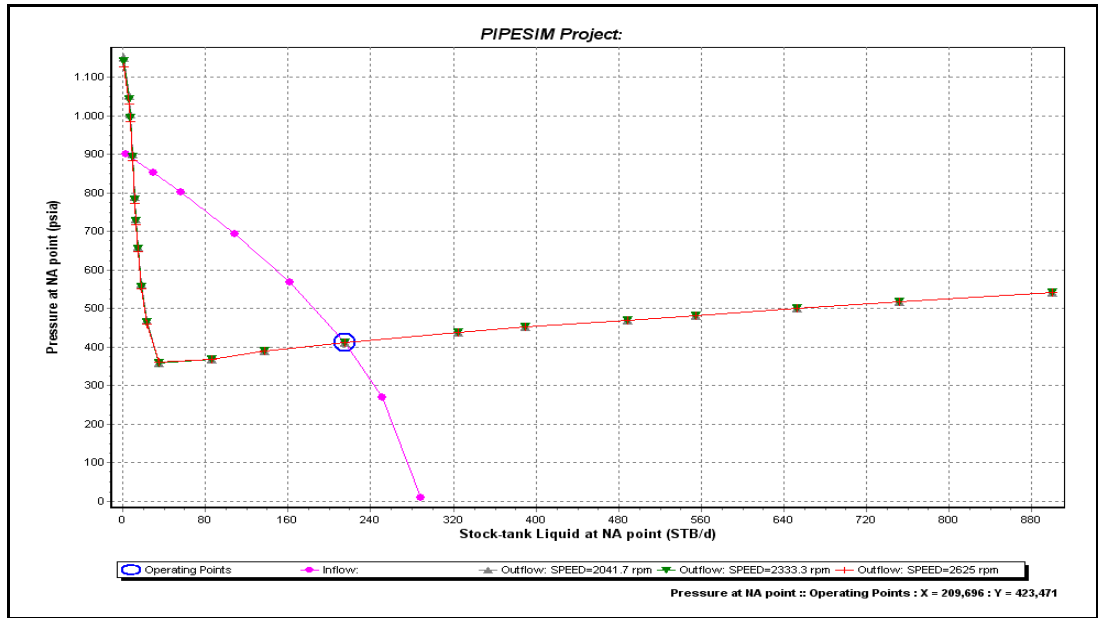


Gráfico F.53 Variación de las velocidades con bomba centrilift B11W del pozo JOC-542

- Levantamiento artificial por gas (LAG).

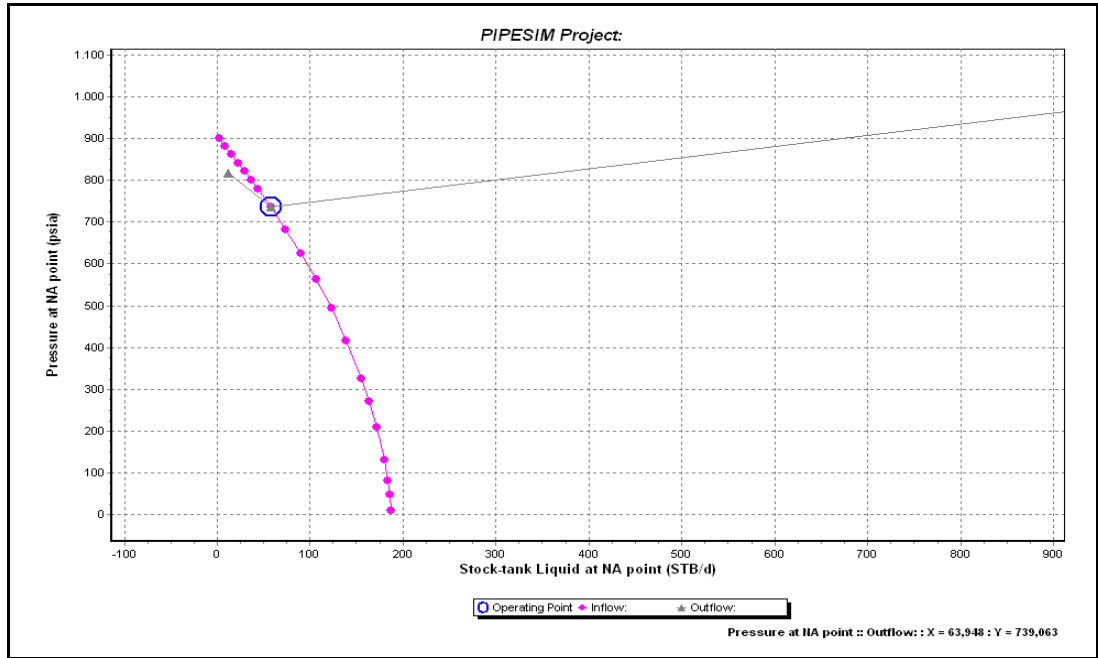


Gráfico F.54 Correlación Duns & Ros (LAG) del pozo JOC-542

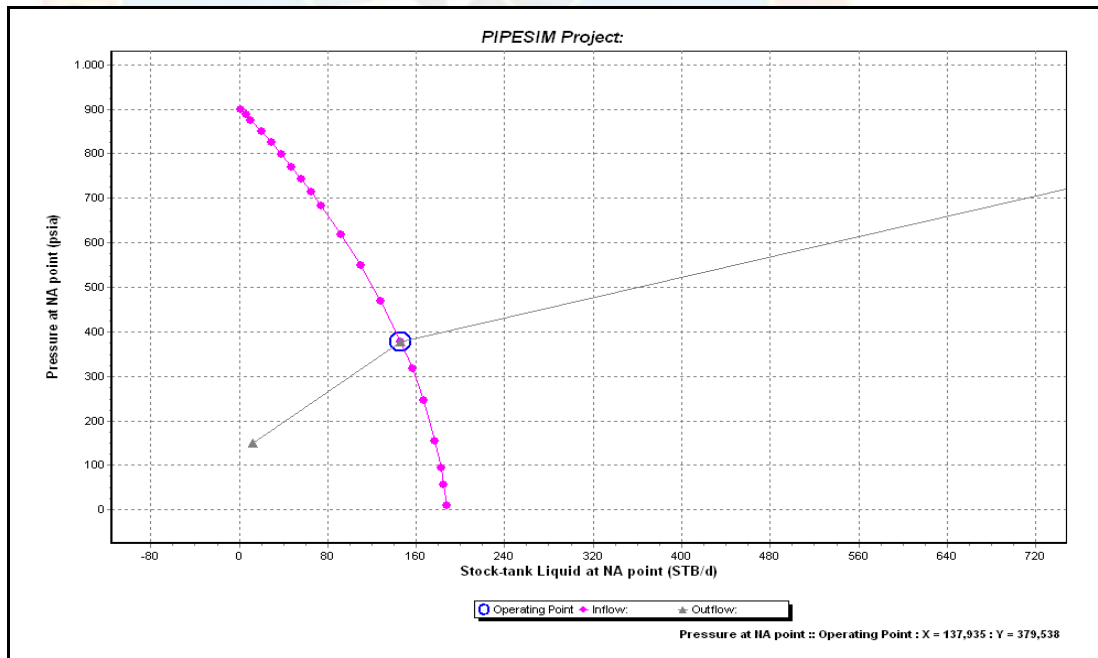


Gráfico F.55 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (LAG) del pozo JOC-542

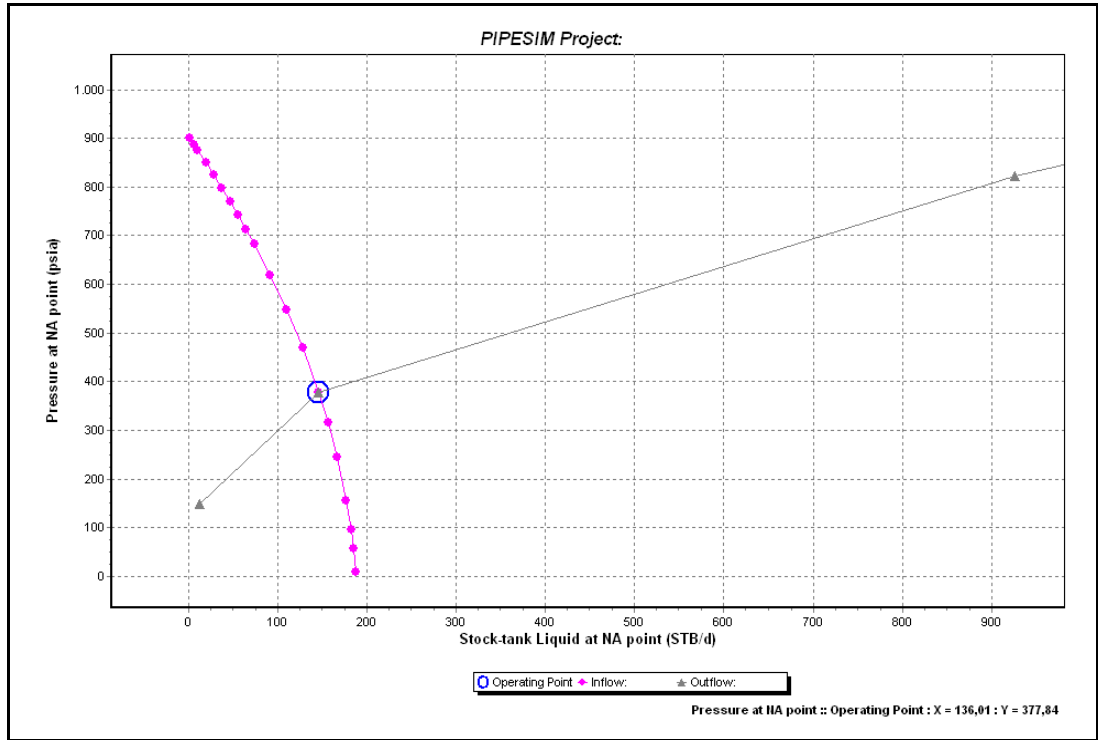


Gráfico F.56 Correlación Hagedorn & Brown (revised) (LAG) del pozo JOC-

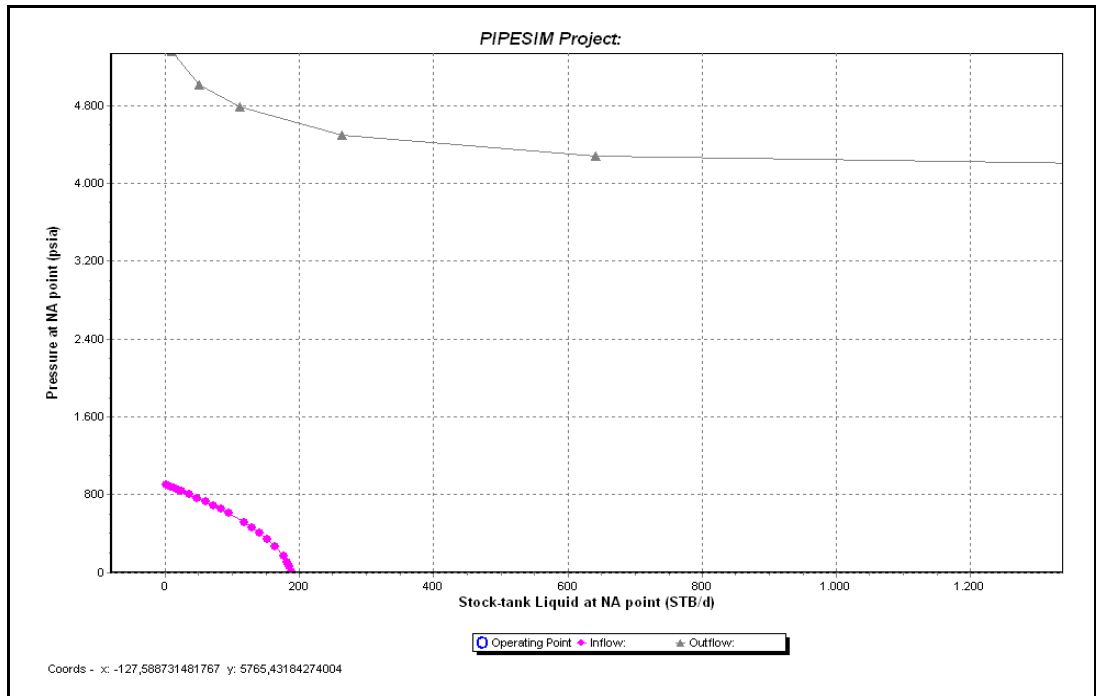


Gráfico F.57 Correlación Hagedorn & Brown original (LAG) del pozo JOC-



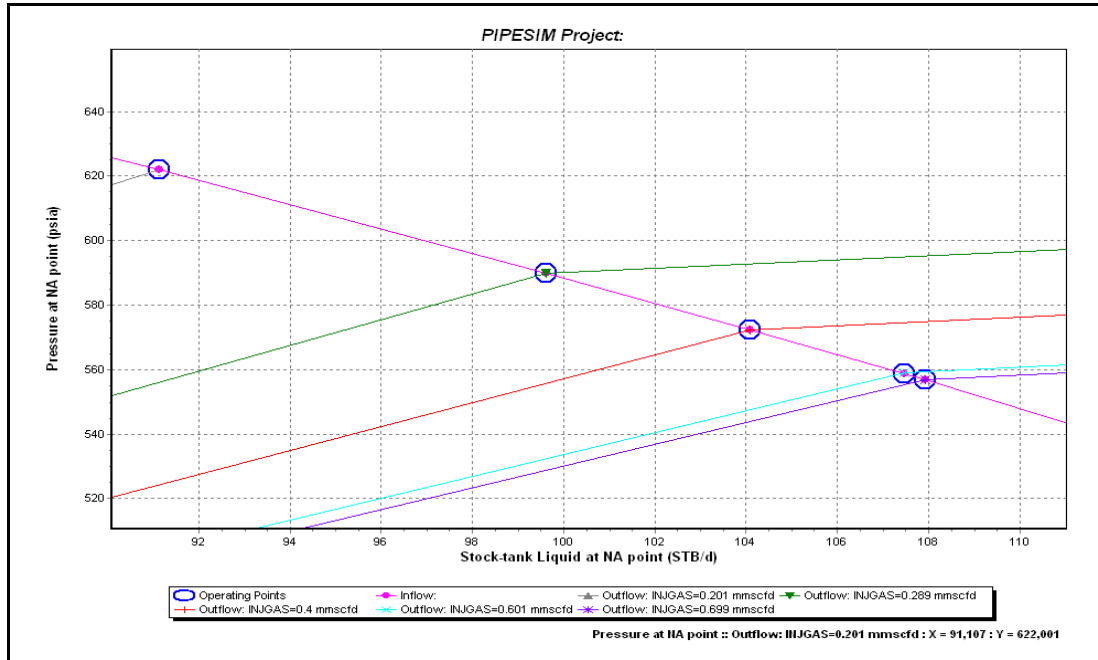


Gráfico F.58 Variación de la tasa de inyección de gas en el pozo JOC-542

❖ **Pozo PM-125**

- Bombeo mecánico (BM).

Correlaciones:

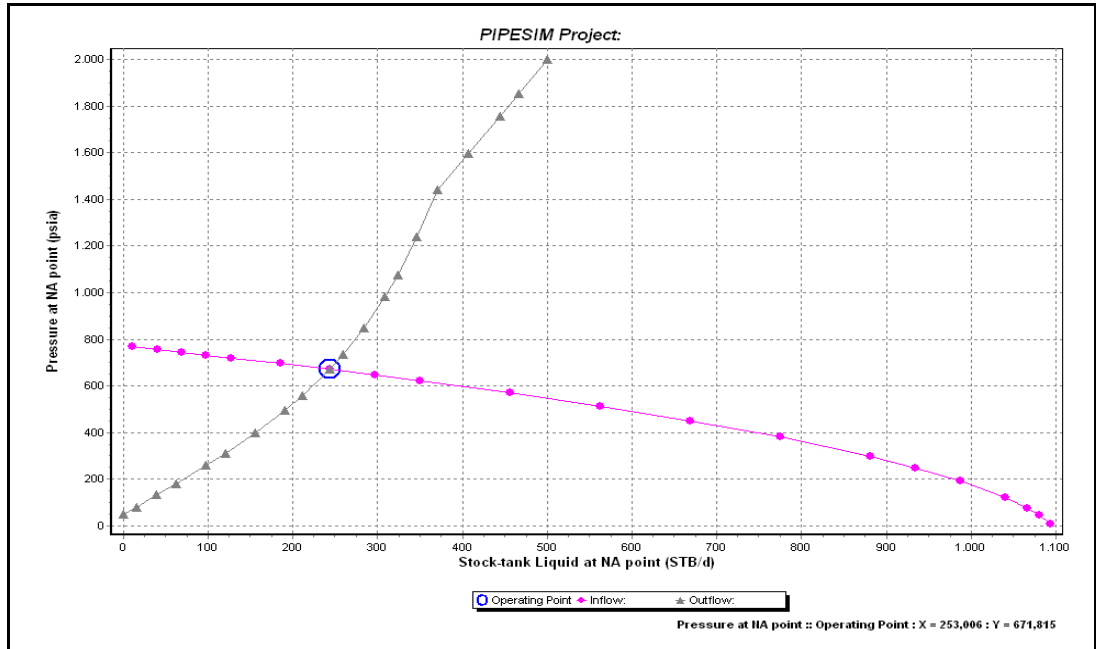


Gráfico F.59 Correlación Begg & Brill revised (BM) del pozo PM-125

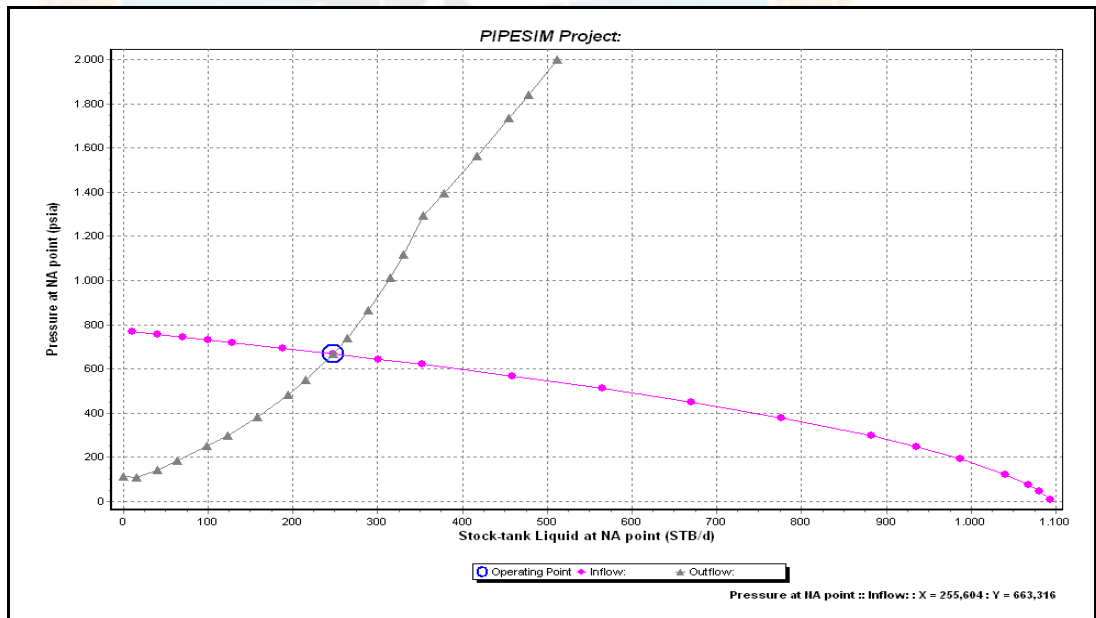


Gráfico F.60 Correlación Duns & Ros (BM) del pozo PM-125

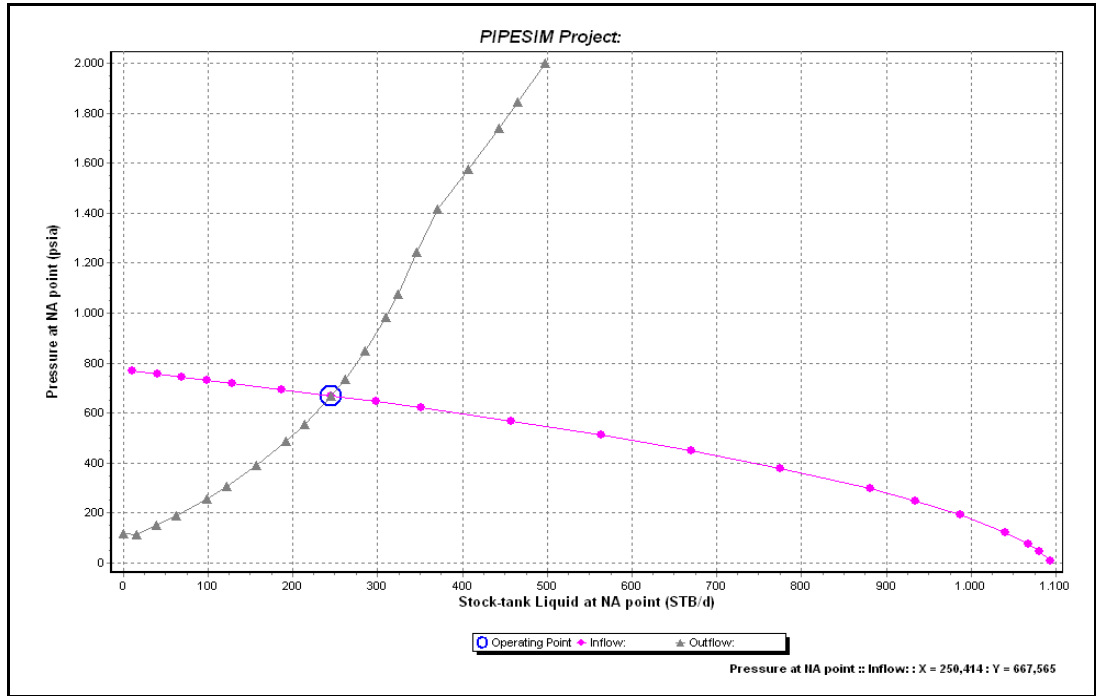


Gráfico F.61 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BM) del pozo PM-125

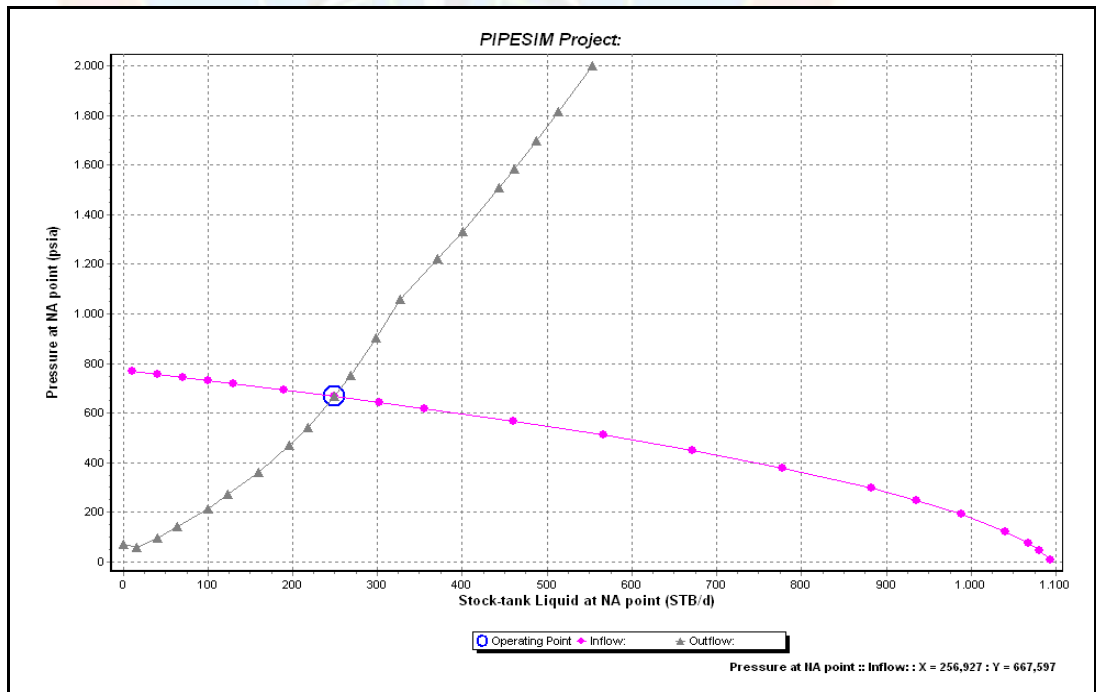


Gráfico F.62 Correlación Hagedorn & Brown (BM) del pozo PM-125

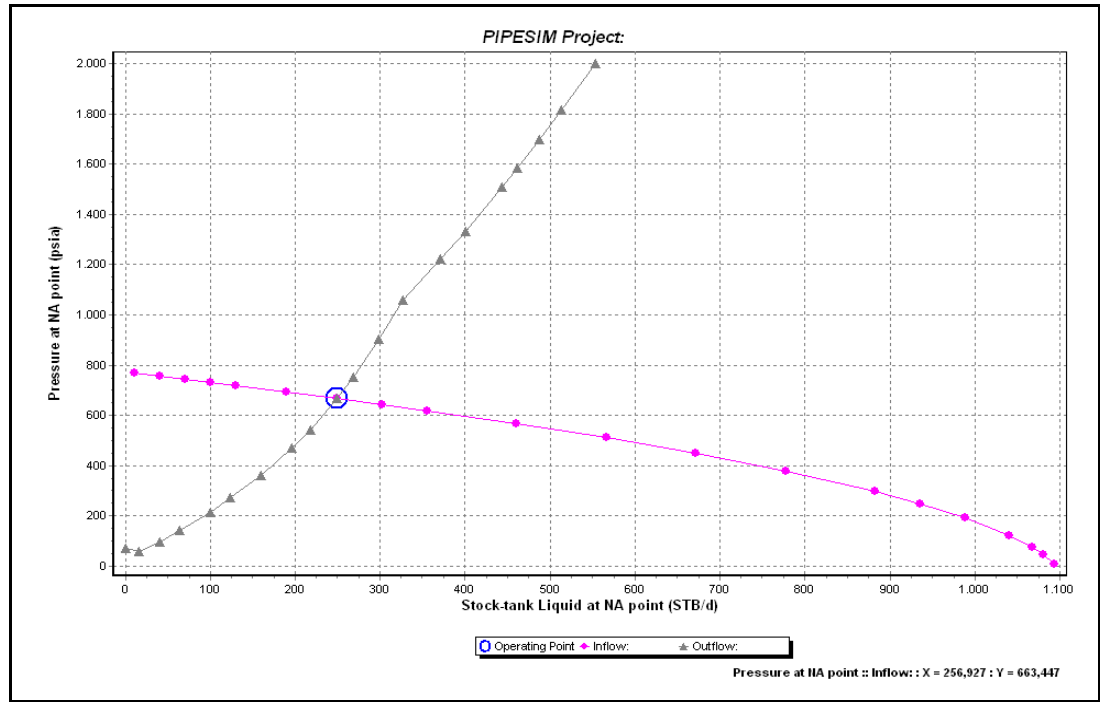


Gráfico F.63 Correlación Hagedorn & Brown, Duns & Ros map (BM) del pozo PM-125



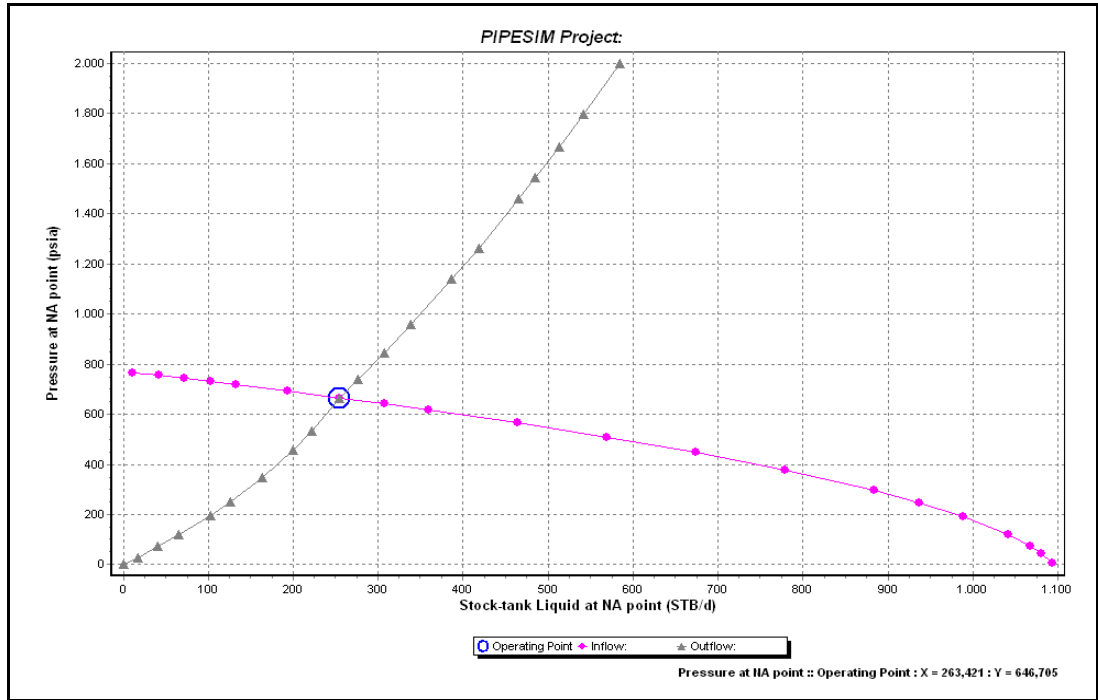


Gráfico F.64 Correlación No slip assumption (BM) del pozo PM-125
Variación de las bombas.

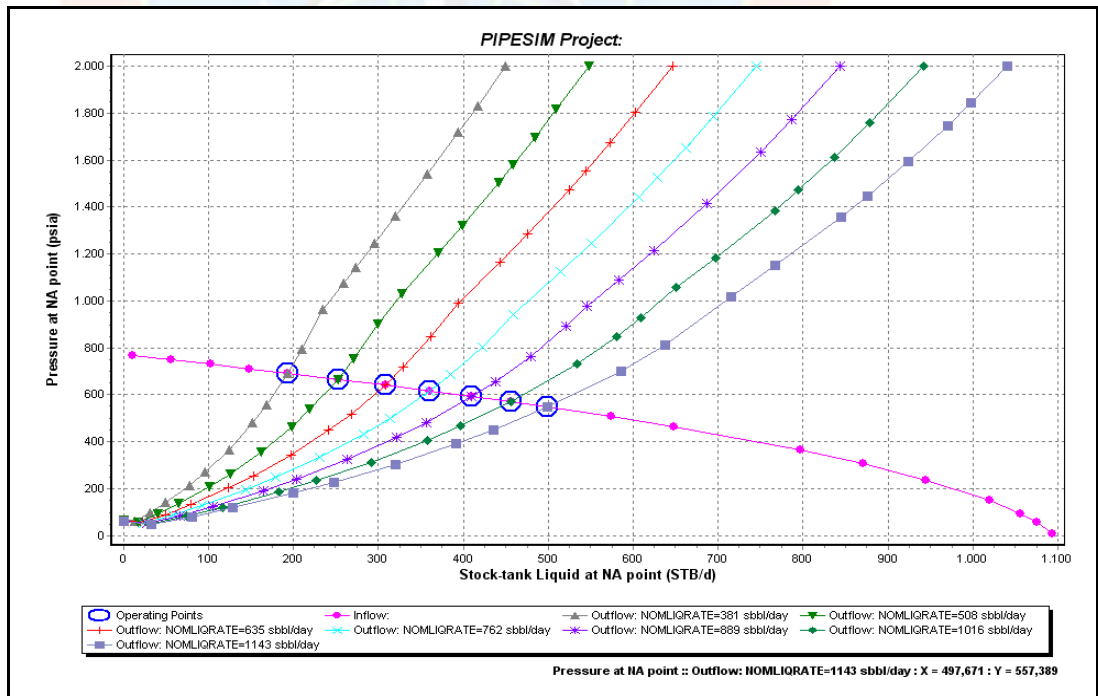


Gráfico F.65 Bomba ATH 3 ½ plg en pozo PM-125

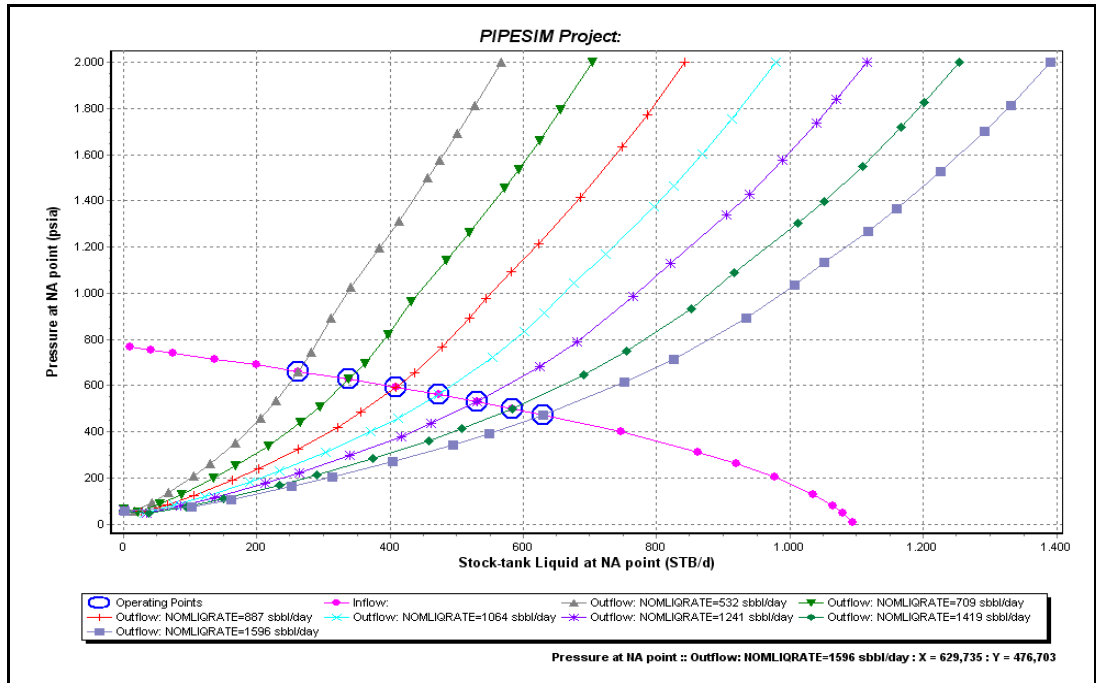


Gráfico F.66 ARHA 4 ½” en pozo PM-125

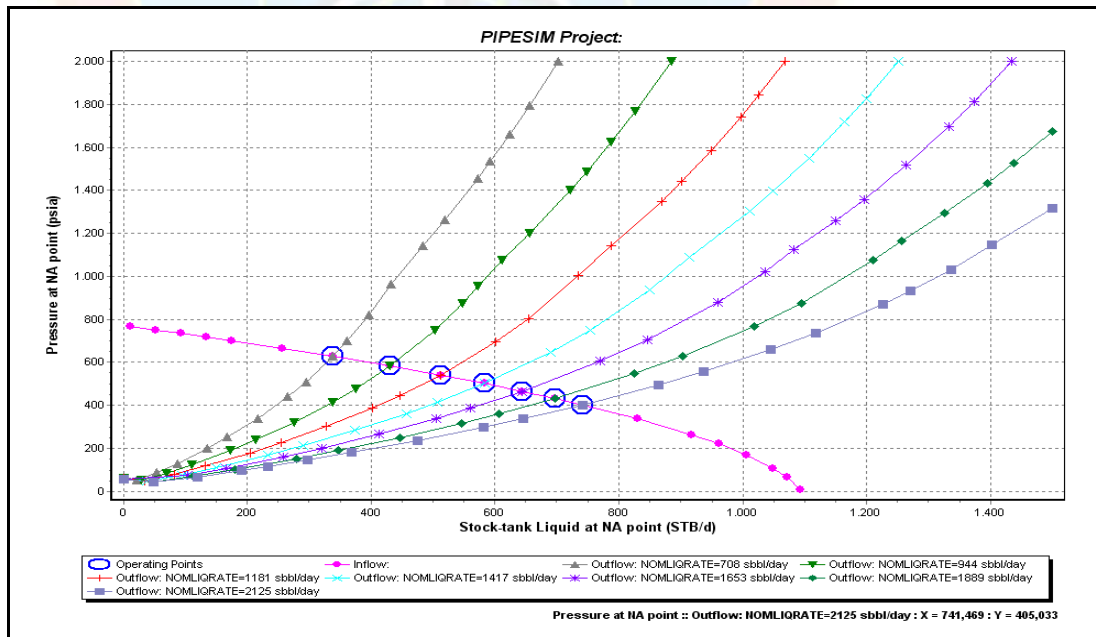


Gráfico F.67 Bomba ATH 4 ½” en pozo PM-125

- Bombeo por cavidades progresivas (BCP).

Correlaciones.

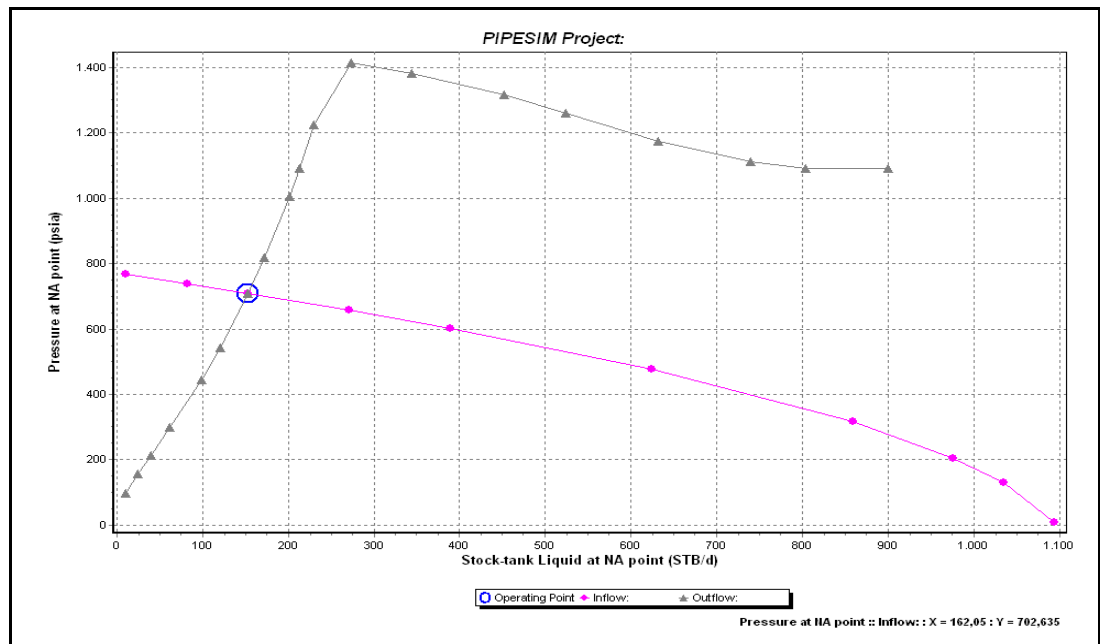


Gráfico F.68 Correlación Begg & Brill revised (BCP) del pozo PM-125

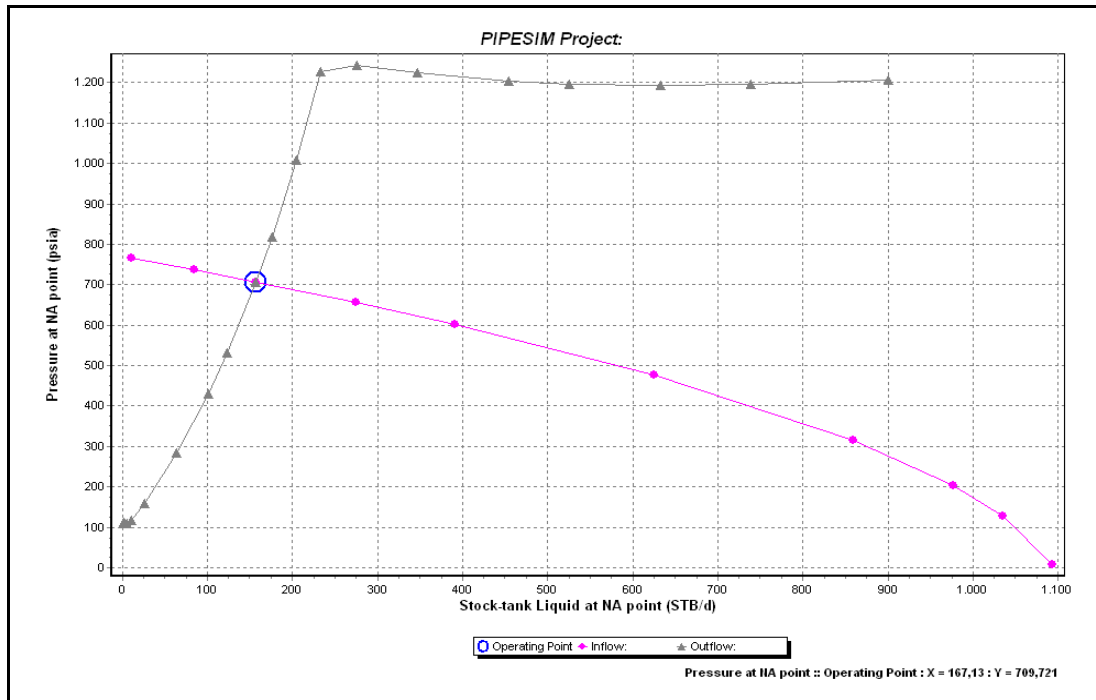


Gráfico F.69 Correlación Duns & Ros (BCP) del pozo PM-125

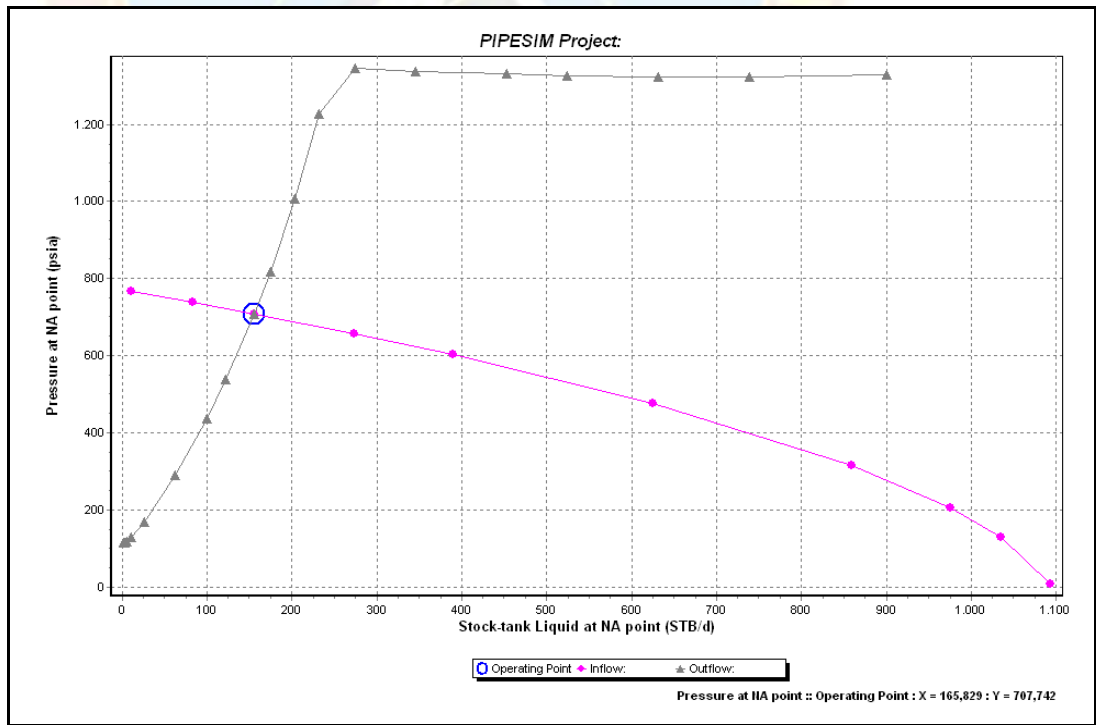


Gráfico F.70 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BCP) del pozo PM-125

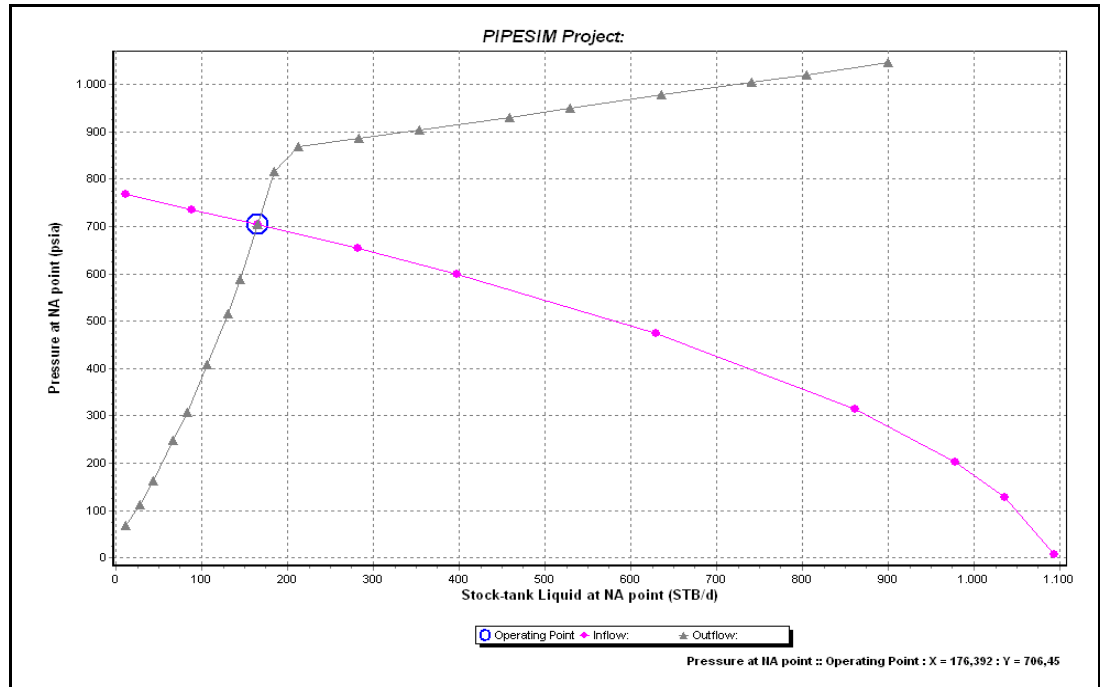
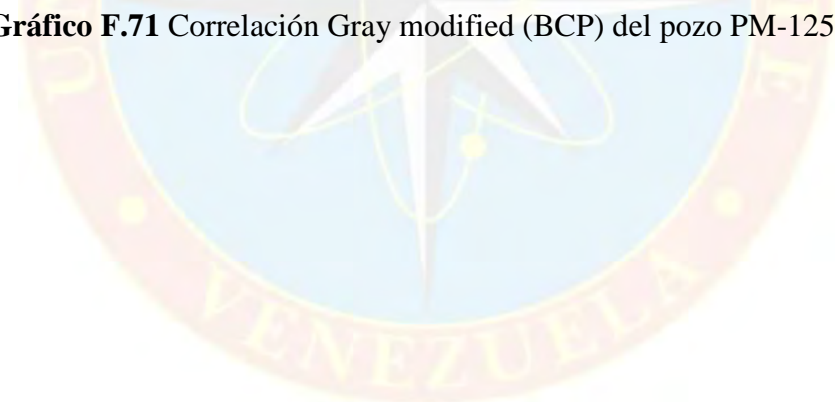


Gráfico F.71 Correlación Gray modified (BCP) del pozo PM-125



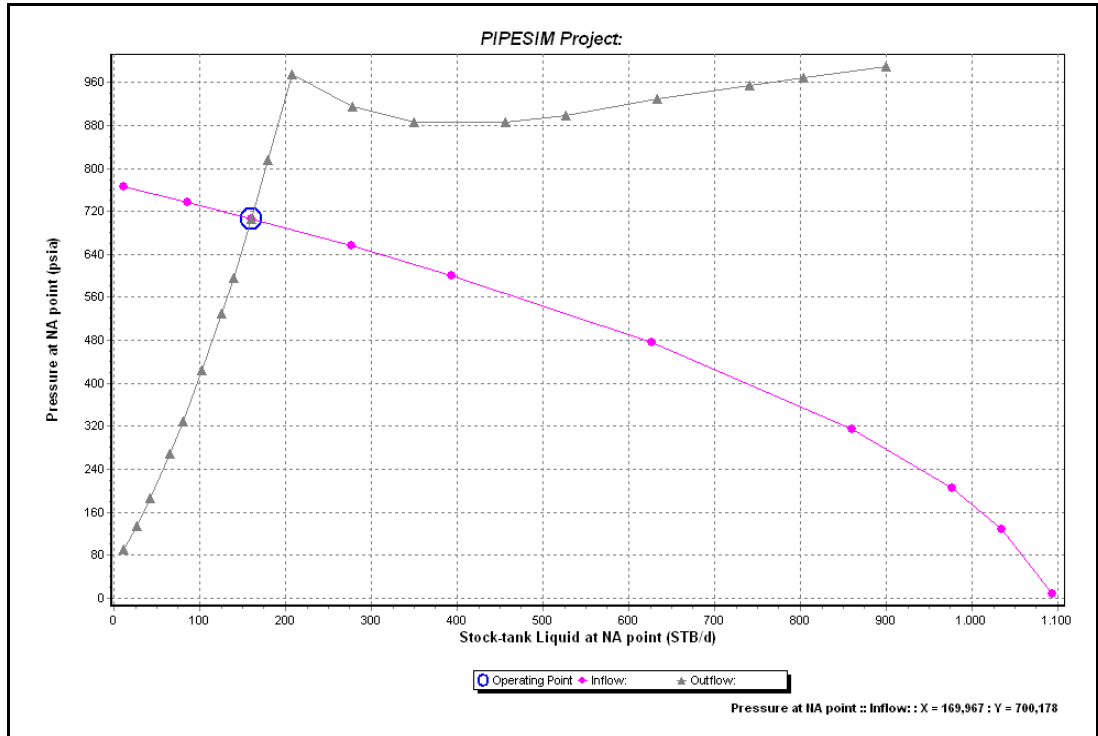


Gráfico F.72 Correlación Hagedorn & Brown (BCP) del pozo PM-125

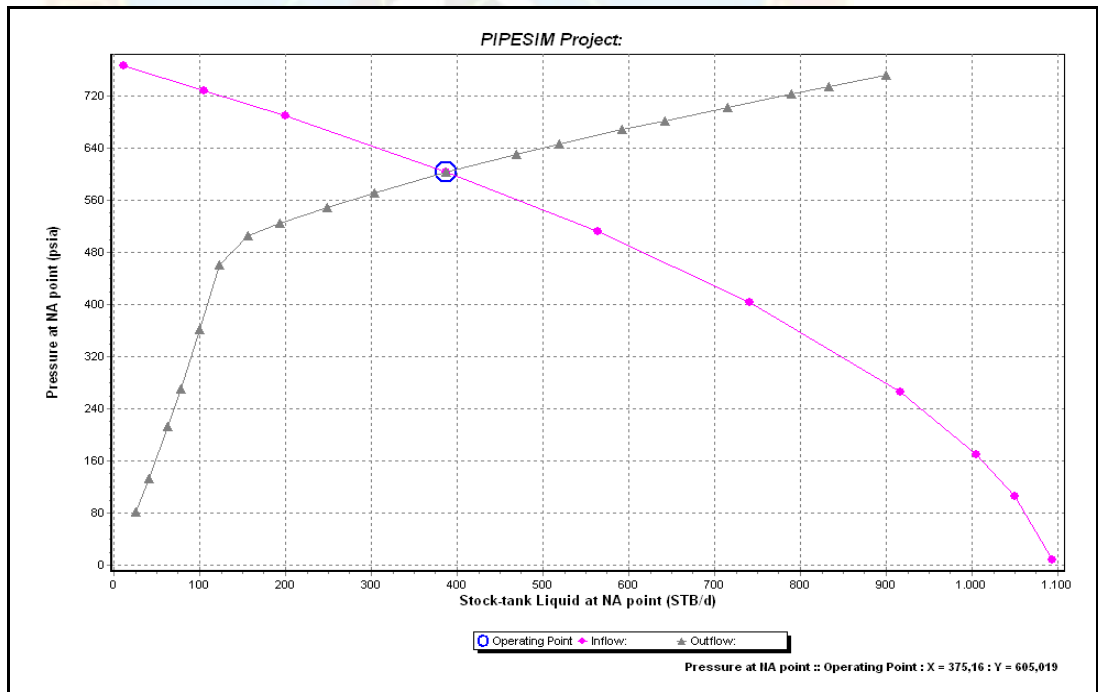


Gráfico F.73 Correlación No slip assumption (BCP) del pozo Pm-125

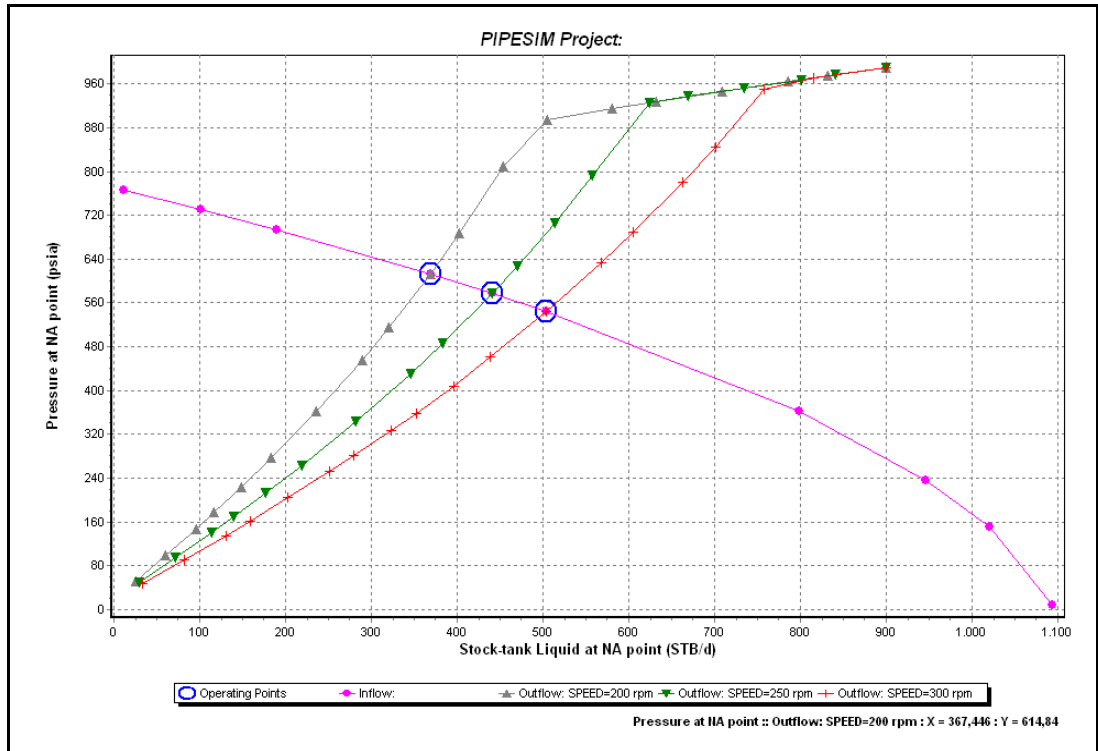


Gráfico F.74 Variación de las velocidades (BCP) del pozo PM-125

- Bombeo electrosumergible (BES).

Correlaciones.

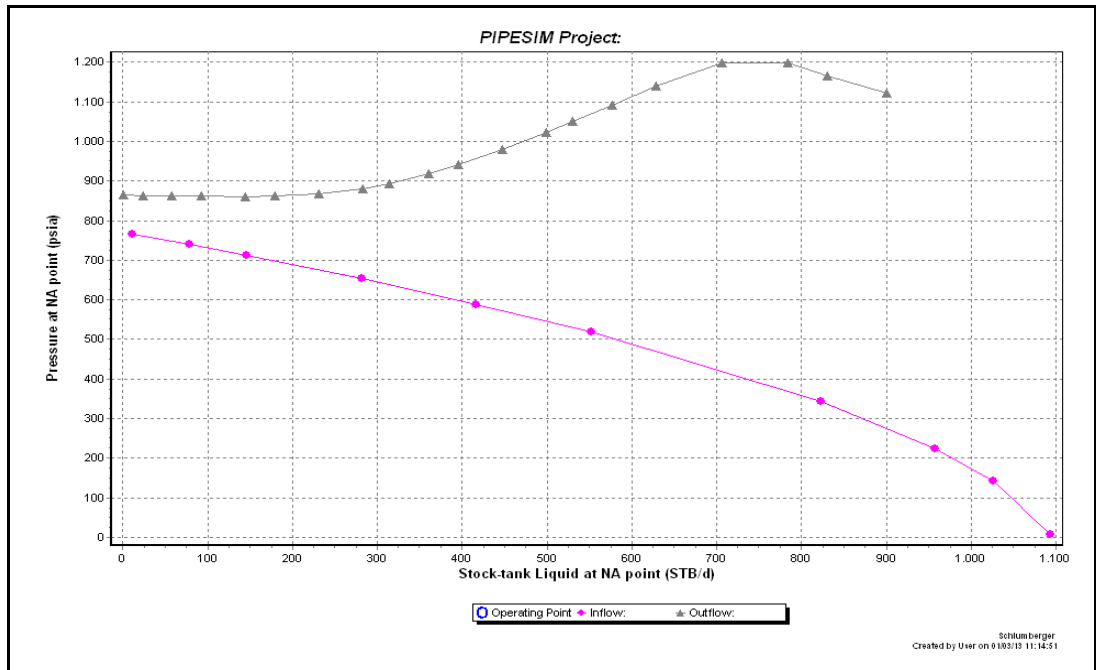


Gráfico F.75 Correlación Begg & Brill revised (BES) del pozo PM-125

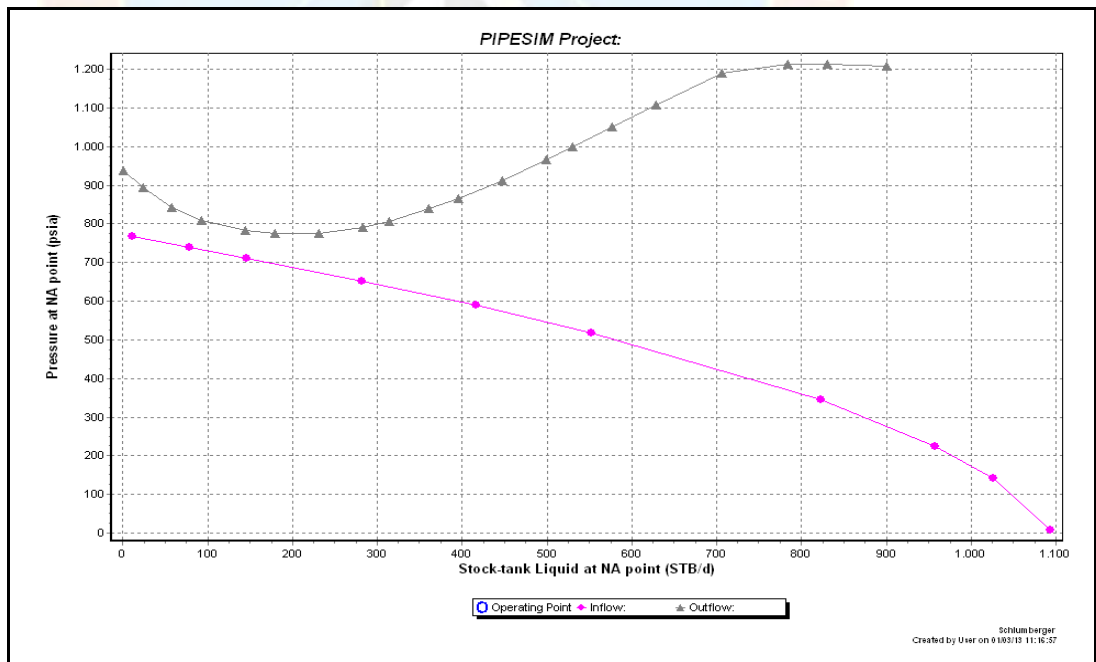


Gráfico F.76 Correlación Duns & Ros (BES) del pozo PM-125

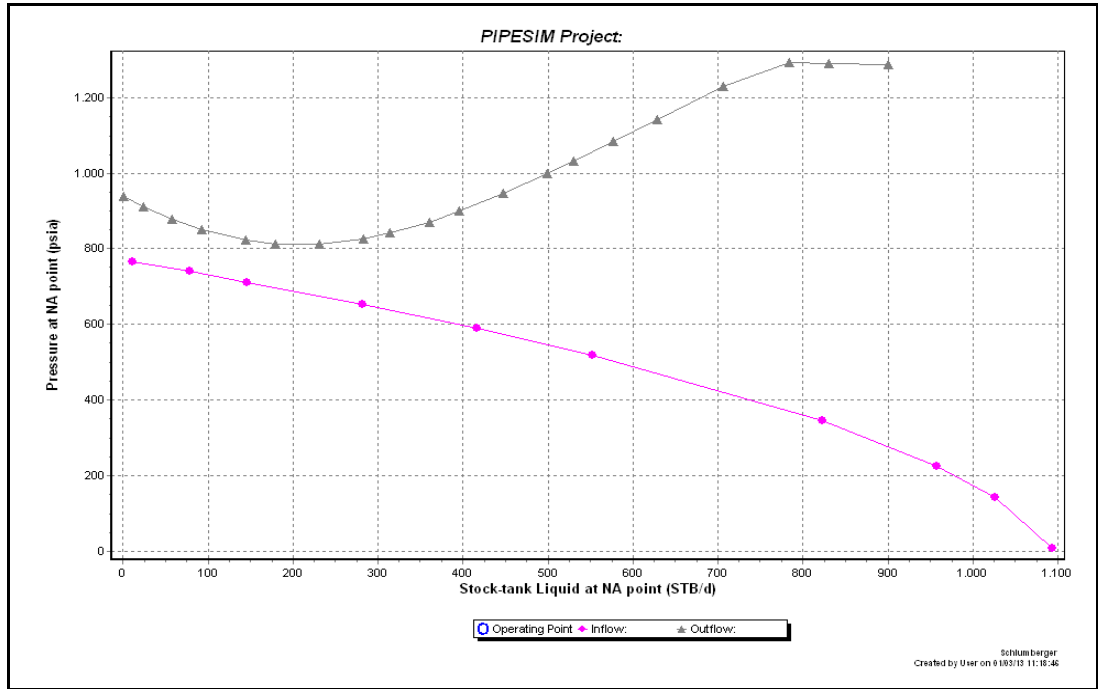


Gráfico F.77 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (BES) del pozo PM-125

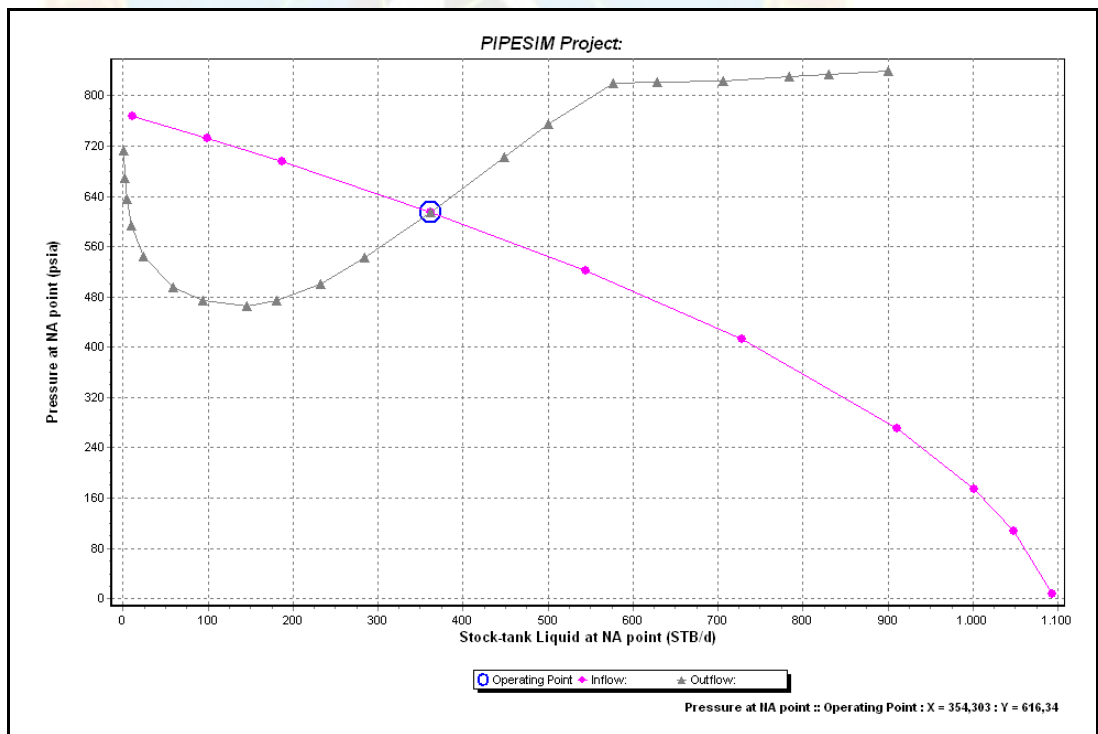


Gráfico F.78 Correlación Gray modificado (BES) del pozo PM-125

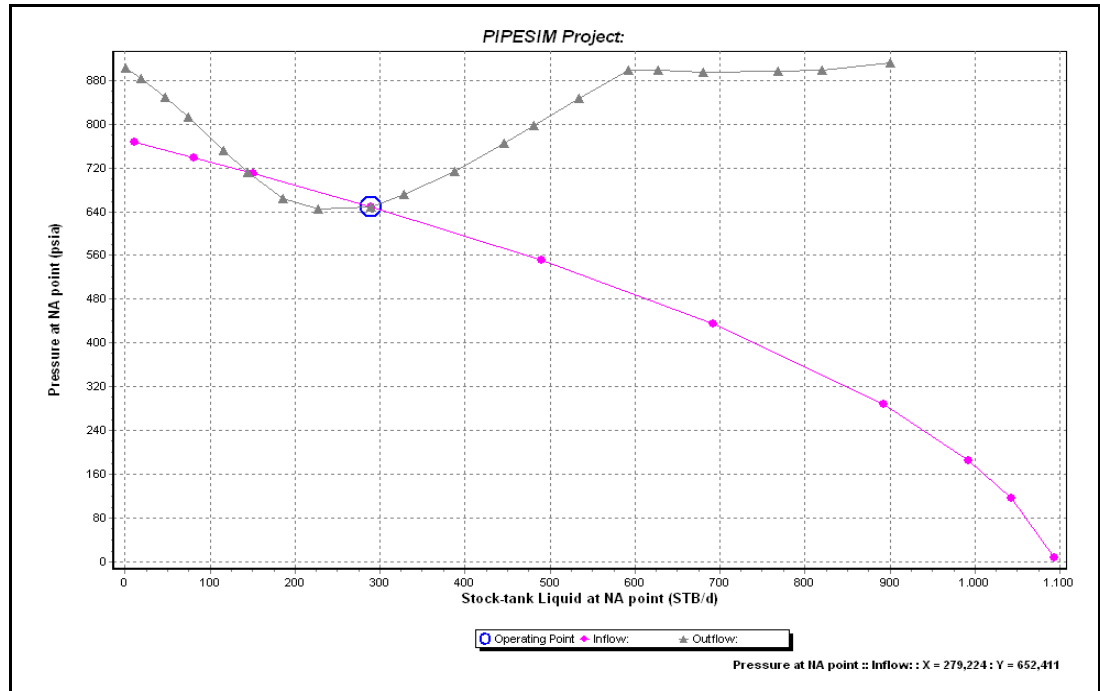
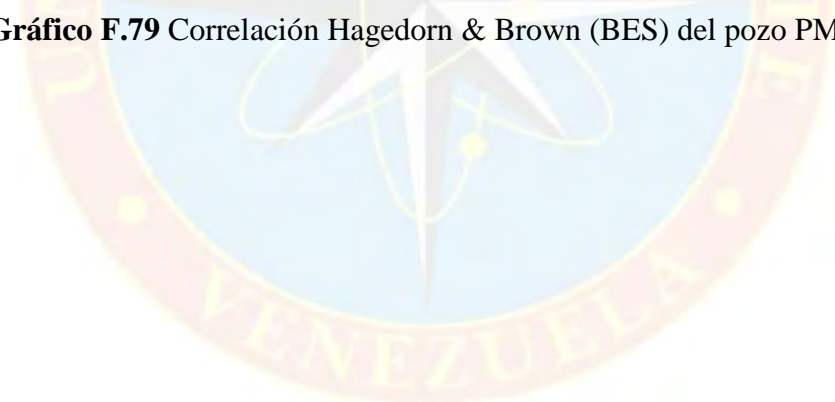


Gráfico F.79 Correlación Hagedorn & Brown (BES) del pozo PM-125



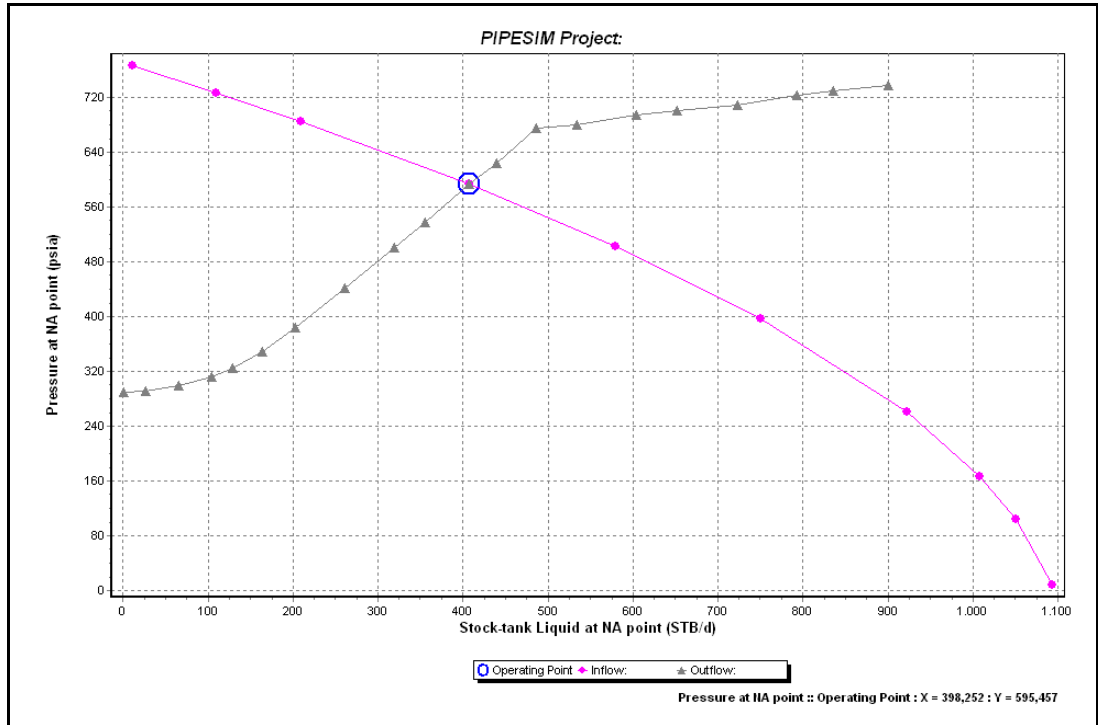


Gráfico F.80 Correlación No slip assumption (BES) del pozo PM-125

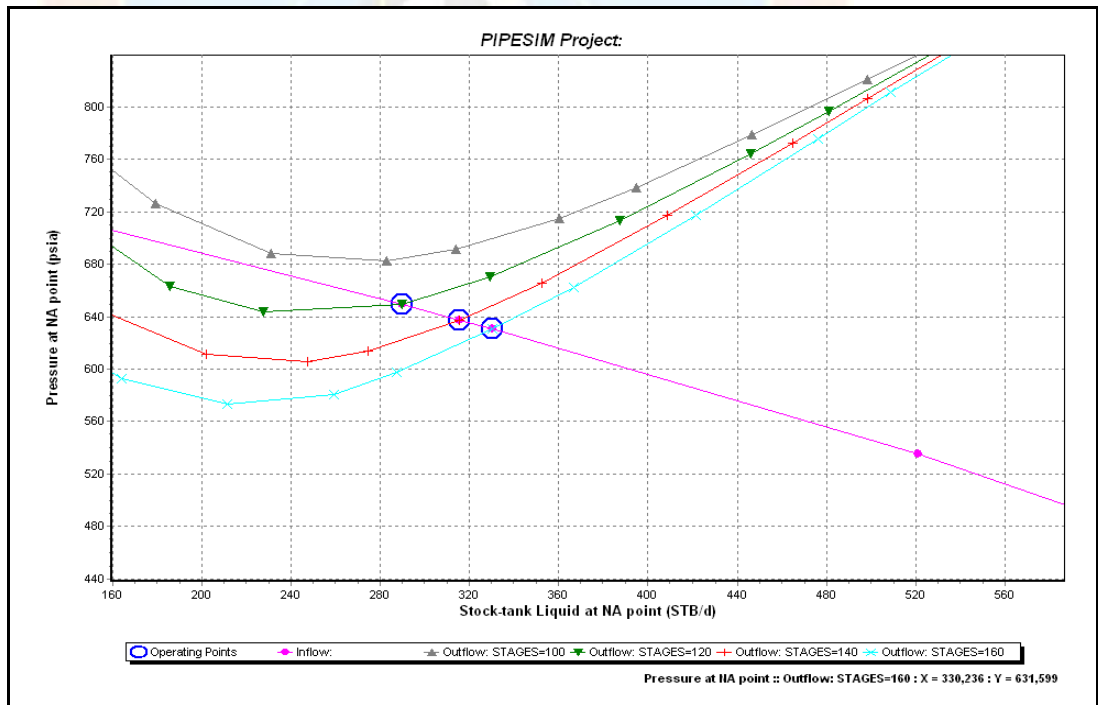


Gráfico F.81 Variación de las etapas (BES) del pozo PM-125

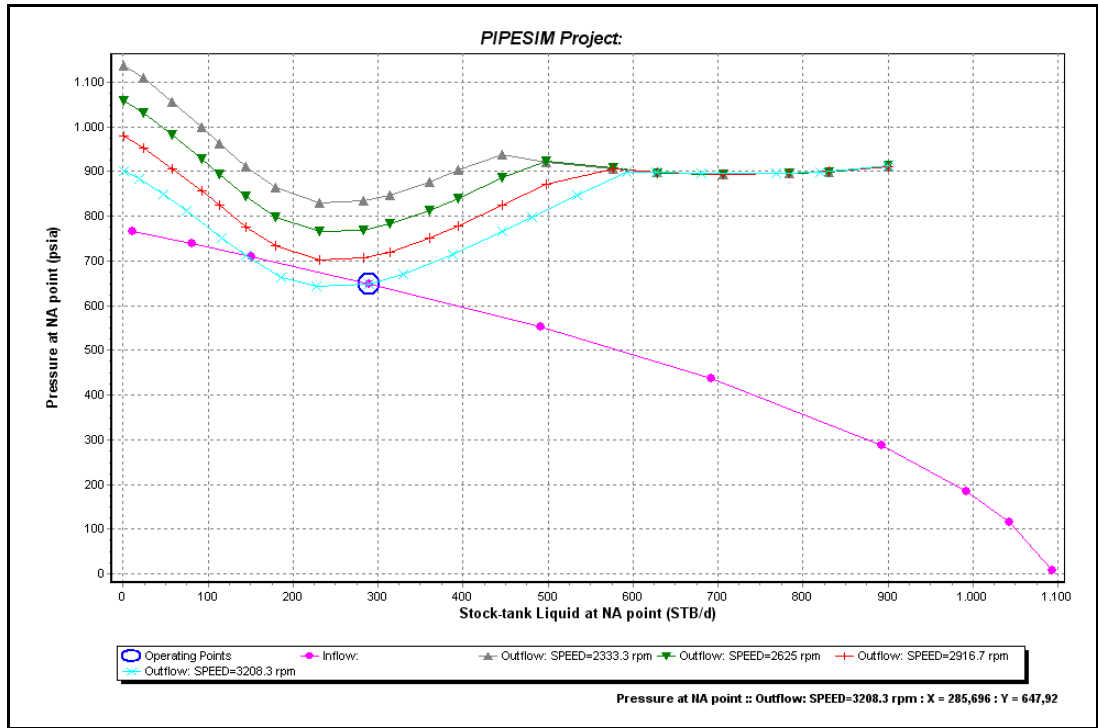


Gráfico F.82 Variación de las velocidades (BES) del pozo PM-125

- Levantamiento artificial por gas (LAG).

Correlaciones.

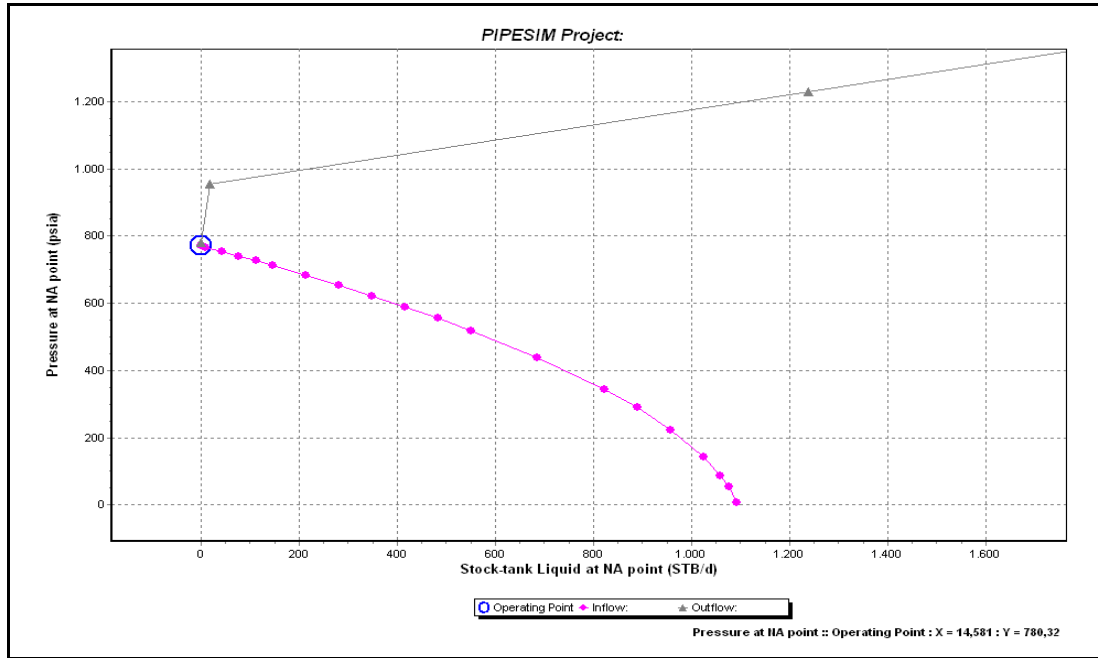


Gráfico F.83 Correlación Govier, Aziz & Fogarasi (LAG) del pozo PM-125

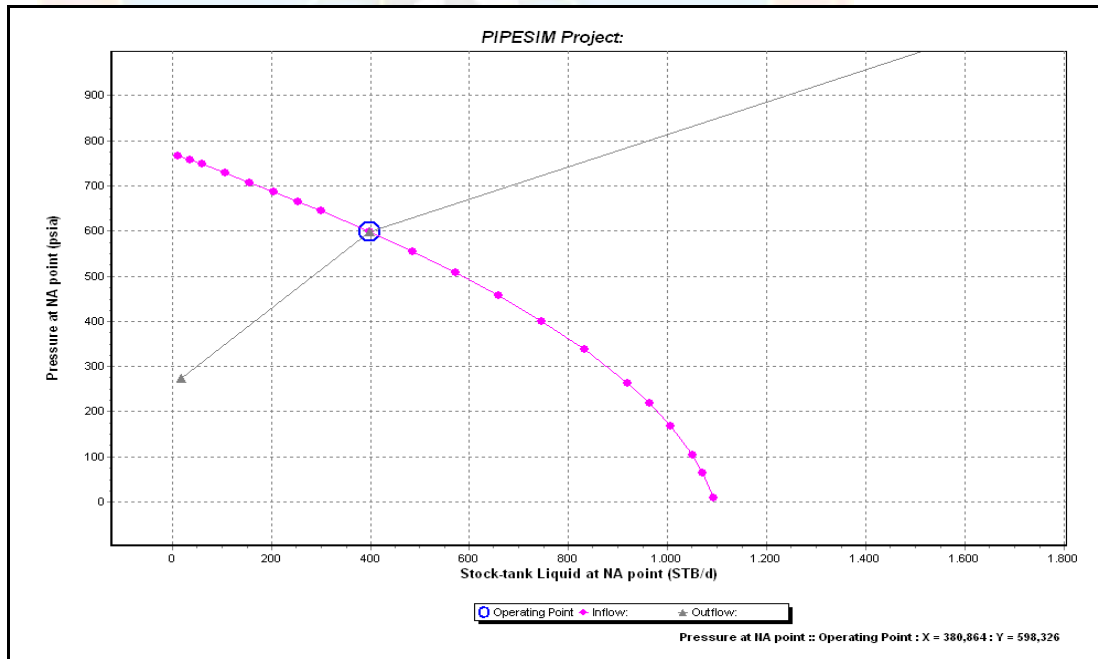


Gráfico F.84 Correlación Hagedorn & Brown revised (LAG) del pozo PM-125

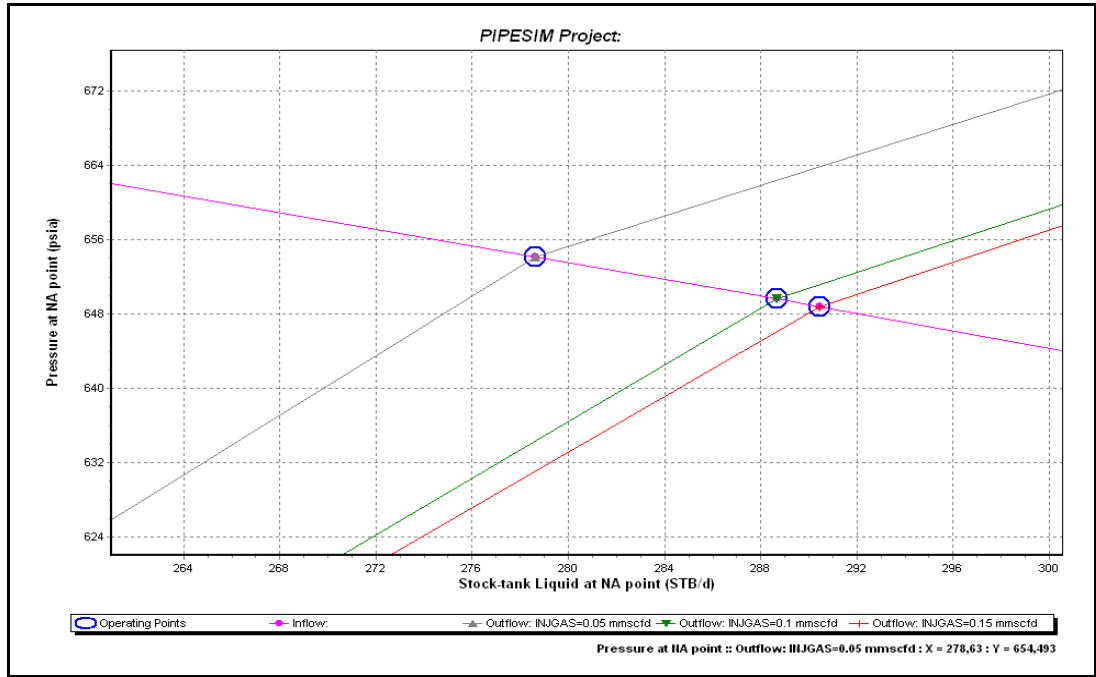
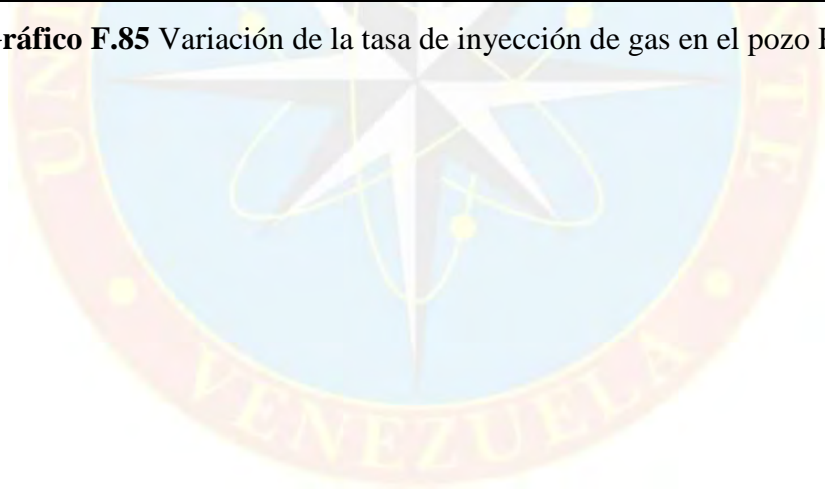


Gráfico F.85 Variación de la tasa de inyección de gas en el pozo PM-125





APÉNDICE G

**RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE LOS POZOS JOC-542 Y
PM-125**



❖ POZO JOC-542 (campo Jobo)

Las características del pozo se puedan conocer en el apéndice E.

- Bombeo mecánico (BM)

De acuerdo a las condiciones presentes en el pozo y las diferentes sensibilizaciones que se han hecho para conocer el comportamiento del mismo, este se encuentra representado por lo siguiente:

Bomba: ARHA 3 ½ plg

Correlación: No slip assumption.

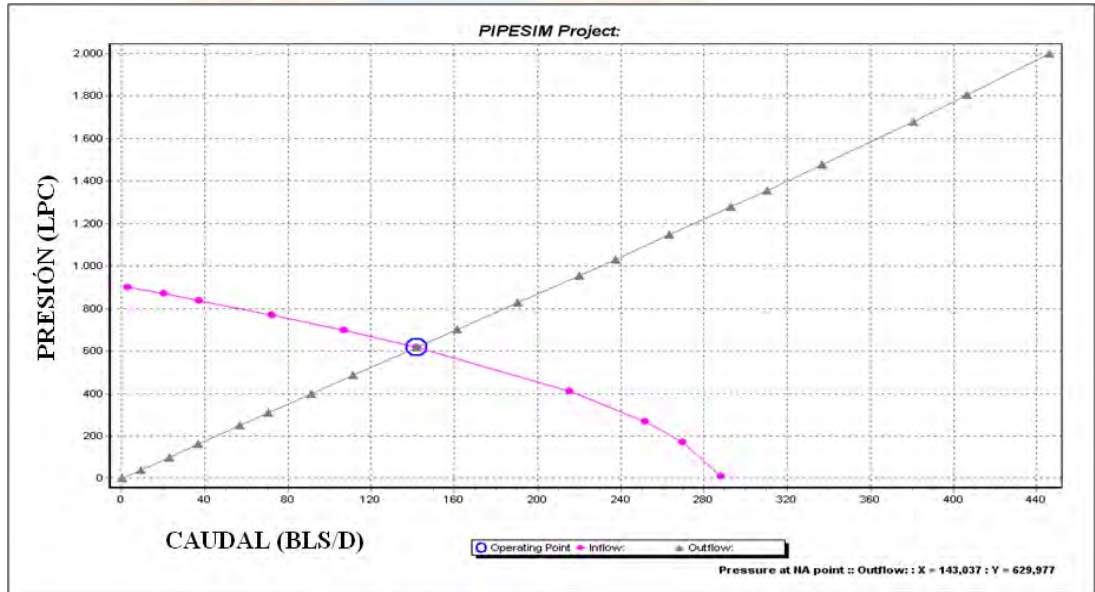


Gráfico G.1 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BM)

Tabla G.2 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BM)

Realidad	Simulador
Q=149 BLS/D	Q=143,037 BLS/D
Pwf=600 LPC	P=629,977 LPC

Para el análisis nodal bajo el método de BM se agregaron al simulador los datos reales obtenidos en el campo; cuyos datos fueron sensibilizados para poder alcanzar una tasa de producción de 149 BL/D o lo más cercana a ella; pues a medida que disminuya la curva de demanda la presión también va disminuir en el pozo. Se puede que en este pozo todavía se puede recuperar suficiente petróleo porque el potencial máximo calculado mediante el software es de 188 BL/D.

Se realizó la variación de la velocidad, el gráfico siguiente muestra el comportamiento del pozo a 9 EPM.

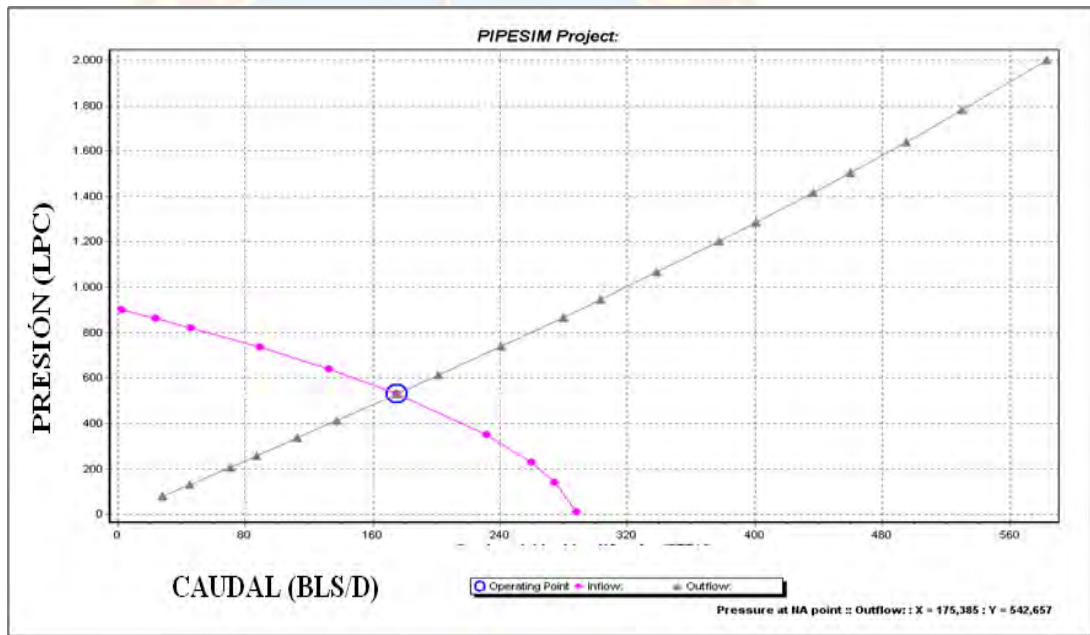


Gráfico G.3 Sensibilización de la velocidad del pozo JOC-542

Tabla G.4 Sensibilización de la velocidad del pozo JOC-542

Realidad	Simulador
Q=149	Q=175,385
BL/D	BL/D

Pwf=600	P=542,657
LPC	LPC

$$Q \text{ ganancial} = (175,385 - 149) \text{ BL/D}$$

$$Q \text{ ganancial} = 26,385 \text{ BL/D}$$

Al momento de variar la velocidad en el equipo de bombeo mecánico a partir de 9 EPM se obtendrá una variación mínima de la producción con respecto al ganancial; en el gráfico anterior se puede observar que al variar la velocidad lo que se obtienen de ganancial son 26 BL/D.

Se puede notar que al aumentar la velocidad de 6 hasta 9 EPM el ganancial que se obtiene es muy poco, no obstante, al utilizar una bomba de mayor capacidad que la instalada en el pozo, se obtendrá una mayor producción, así que se puede considerar el cambio de bomba ARHA 3 ½ plg a una bomba ATH 4 ½ plg y operar a 8 EPM para lograr un ganancial de 53 BNPD (apéndice D).

- Bombeo por cavidades progresivas (BCP)

Para la realización de la simulación se probaron las distintas correlaciones que ofrece el simulador PIPESIM 2011 para luego escoger la que mejor se adapta a las características presentes en el pozo, aunado a esto se escogió una bomba que se adapte al potencial del pozo y que se encuentre disponible en los almacenes de la empresa.

Bomba: Fabricante: PCM y Modelo: 400-80E1350

Correlación: Begg & Brill original.

El Q real se encontró a 150 RPM

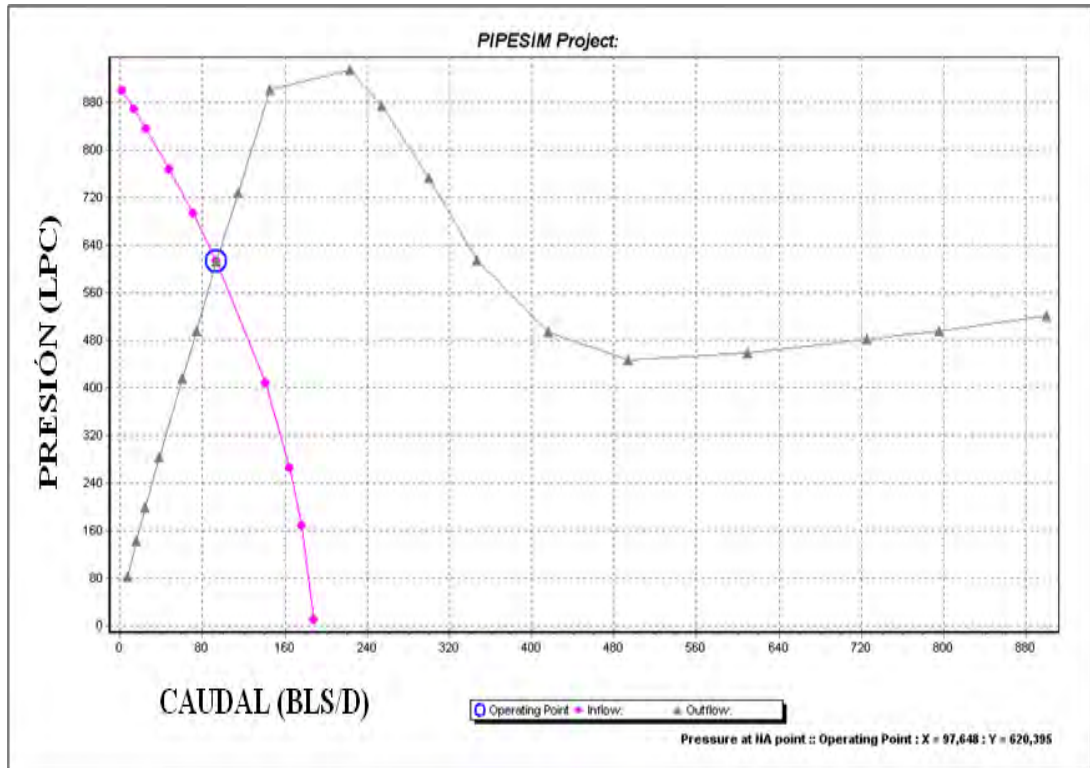


Gráfico G.5 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BCP)

Tabla G.6 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BCP)

Realidad	Simulador
Q=97 BL/D	Q=97,648 BL/D
Pwf=600 LPC	P=620,395 LPC

En el presente gráfico se puede notar que este pozo aún posee suficiente crudo que puede ser aprovechado y puede poseer un largo tiempo de vida útil siempre y cuando se tomen las decisiones adecuadas con respecto a este pozo, a medida que vaya disminuyendo la curva de demanda a distintas velocidades la presión de fondo fluyente va a disminuir; el caudal que se obtiene del simulador se compara con los

barriles brutos del pozo debido a que en este tipo de método no se toma en cuenta la una inyección de diluyente en el fondo del mismo, dando los siguientes resultados:

Variando los RPM. (Muestra de cálculo a 350 RPM)

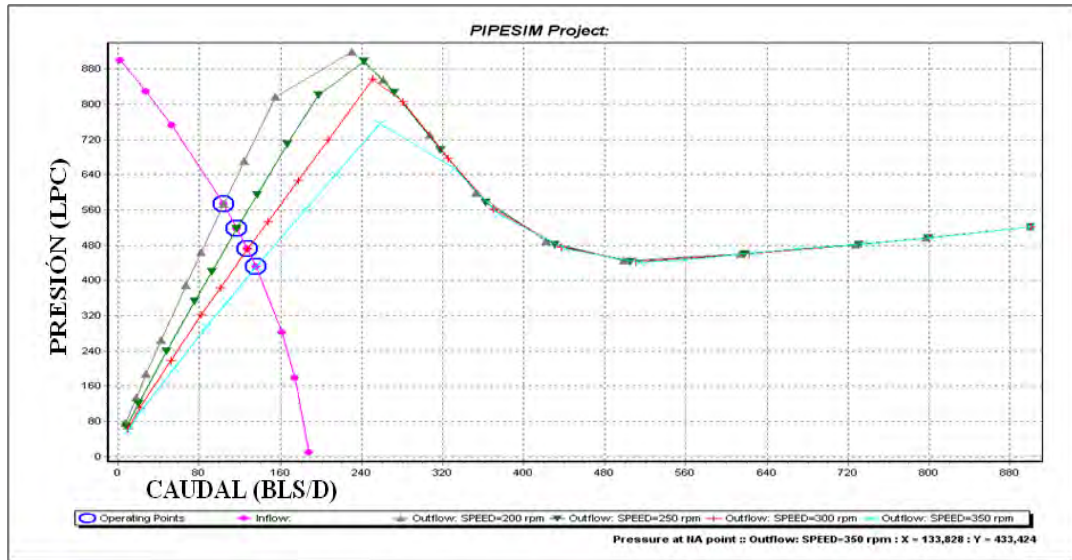


Gráfico G.7 Sensibilización al variar los RPM del pozo JOC-542

Tabla G.8. Sensibilización al variar los RPM del pozo JOC-542

	Realidad	Simulador
	Q=97	Q=133,828
	BL/D	BL/D
	Pwf=600	P=433,424
	LPC	LPC

Q 133,828 BL/D

P= 433,424 LPC

Q ganancial= (133,828 – 97) BL/D

Q ganancial= 36,828 BL/D

En este gráfico se puede notar que el comportamiento de producción, al variar a distintas velocidades, no varía considerablemente y por tanto no se obtiene un gran ganancial, pues al colocar la velocidad a 350 RPM que es lo máximo que se puede elevar, se obtendrían 36 barriles por encima de su producción actual, considerando que el caudal se compara con los barriles brutos, puesto que con el simulador lo considera como que el pozo no recibe diluyente en fondo, por lo tanto este ganancial no es suficiente para considerar este método de levantamiento artificial como viable.

- Bombeo por cavidades progresivas (BES)

Como en los casos antes mencionados se tomaron en cuenta las condiciones del pozo y se fijó una correlación y una bomba para obtener los parámetros más cercanos a la realidad.

Bomba: fabricante: WoodGroup y modelo: TD150

Correlación: Hagedorn & Brown, Duns & Ros map.

Con 100 etapas y una velocidad de 55 Hz.

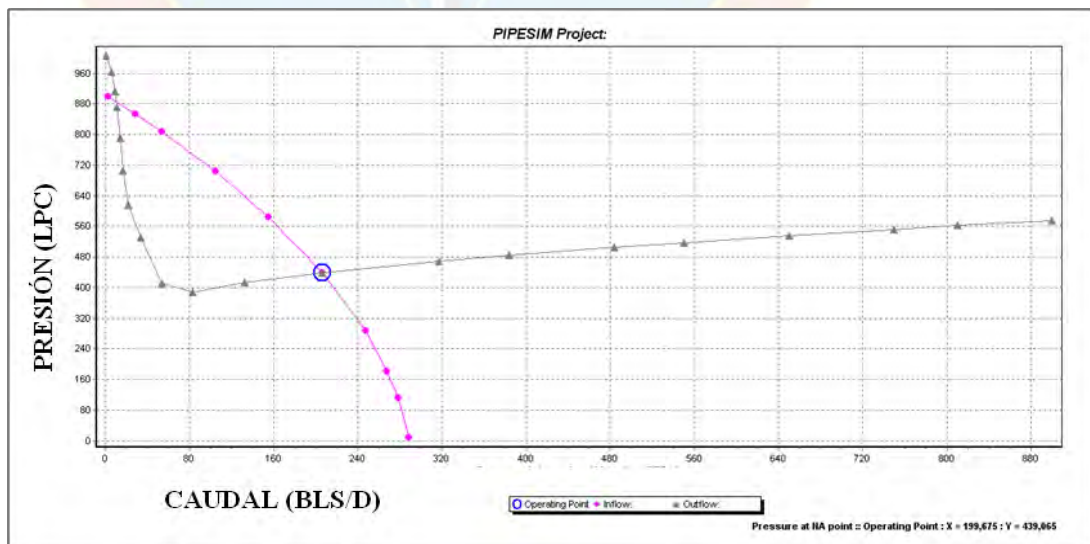


Gráfico G.9 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BES)

Tabla G.10 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (BES)

Realidad	Simulador
Q=149 BL/D	Q=194,782 BL/D
Pwf=600 LPC	P=456,026 LPC

Para el caso de bombeo electrosumergible el caudal que ofrece el simulador se compara con los barriles totales que produce este pozo, este es el mejor comportamiento que se obtuvo del mismo. En la mayoría de las correlaciones que se probaron, la curva de oferta y demanda no se corta entre sí y esto es motivado a la gran cantidad de fluido que puede manejar una bomba BES, lo que genera que la Cantidad de fluido sobre la formación disminuya y por lo tanto la presión ejercida sobre ella, es decir la presión de fondo fluyente.

Variando las etapas en 200, 250, 300 y 350 resultando lo siguiente:

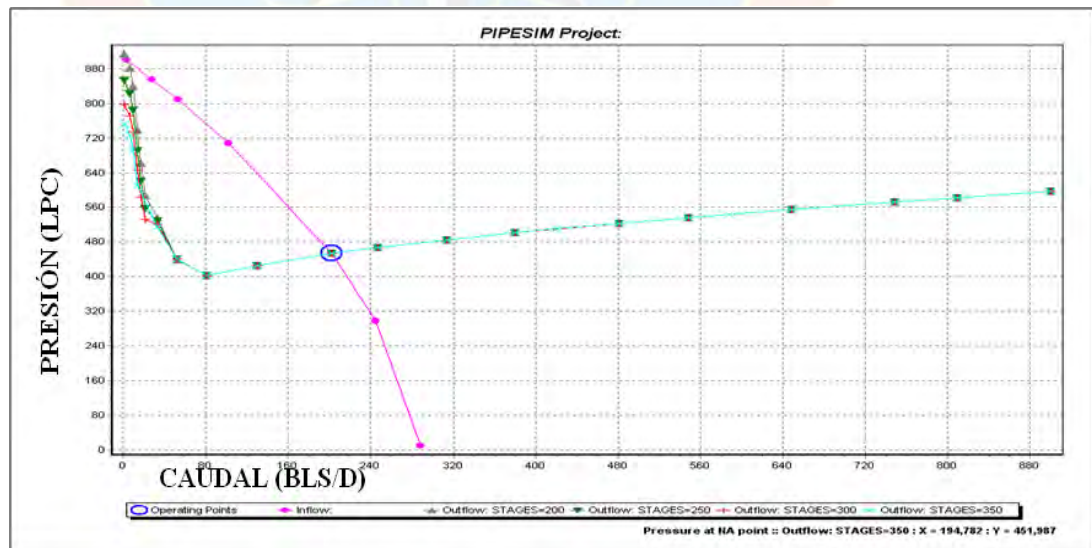


Gráfico G.11 Sensibilización de las etapas del pozo JOC-542

Y al variar las velocidades en 35, 40, 45,50 y 55 se obtiene lo consecuente:

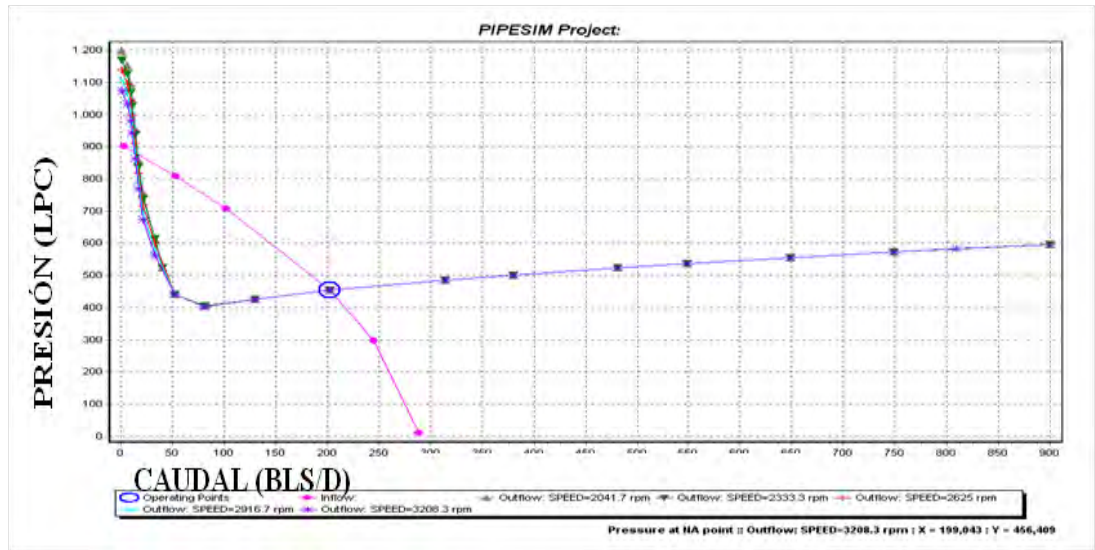


Gráfico G.12 Sensibilización de las velocidades del pozo JOC-542

Como se observa al variar tanto las etapas como las velocidades en el simulador, el comportamiento del pozo sigue siendo el mismo, es decir no existe un cambio en su producción, por lo tanto este método de levantamiento artificial no aplica como cambio de método para este pozo, puesto a que no funcionaría; aunado a esto, la producción que ofrece este pozo es muy baja para un bombeo electrosumergible porque este método es ideal, pero para la producción de altos volúmenes de fluido.

- Levantamiento artificial por gas (LAG)

Para la simulación del presente método las condiciones que mejor se adaptaron a las condiciones del pozo fueron las siguientes:

Correlación: Begg & Brill.

Con reductor de 0,70 pulg

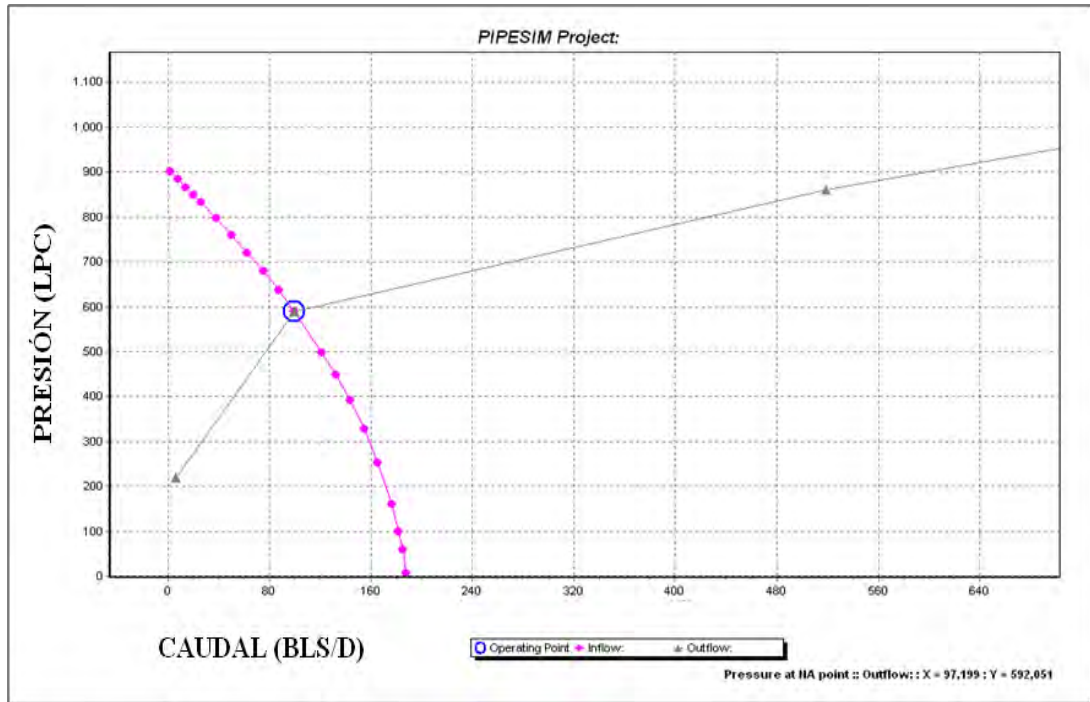


Gráfico G.13 Modelo definitivo del pozo JOC-542 (LAG)

Tabla G.14. Modelo definitivo del pozo JOC-542 (LAG)

Realidad	Simulador
Q=97 BL/D	Q=97,199 BL/D
Pwf=600 LPC	P=592,051 LPC

Para que el gráfico anterior se pudiera adaptar a las condiciones actuales del pozo, se tuvo que realizar una variación del reductor, a medida que se incrementa el reductor el caudal aumenta alejándose de las condiciones actuales del pozo, y para obtener el caudal deseado el reductor se fijó a 0,70 pulg de diámetro.

Variación de tasa de inyección de gas de 0,05 a 0,850 MMPCN/D

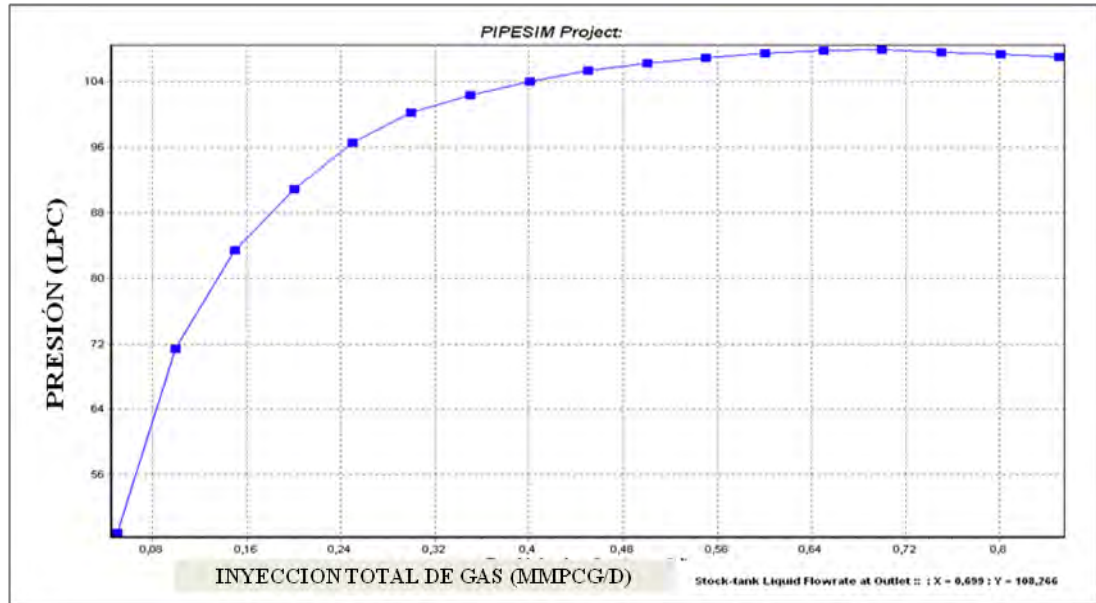


Gráfico G.15 Sensibilización de las tasas de inyección de gas

Con esta gráfica se puede conocer el comportamiento del pozo a distintas tasas de inyección de gas, permitiendo conocer lo máximo que se puede inyectar para tener resultados efectivos en el pozo, siendo el $Q_{m\acute{a}x}$ de iny= 0,699 MMPCN/D.

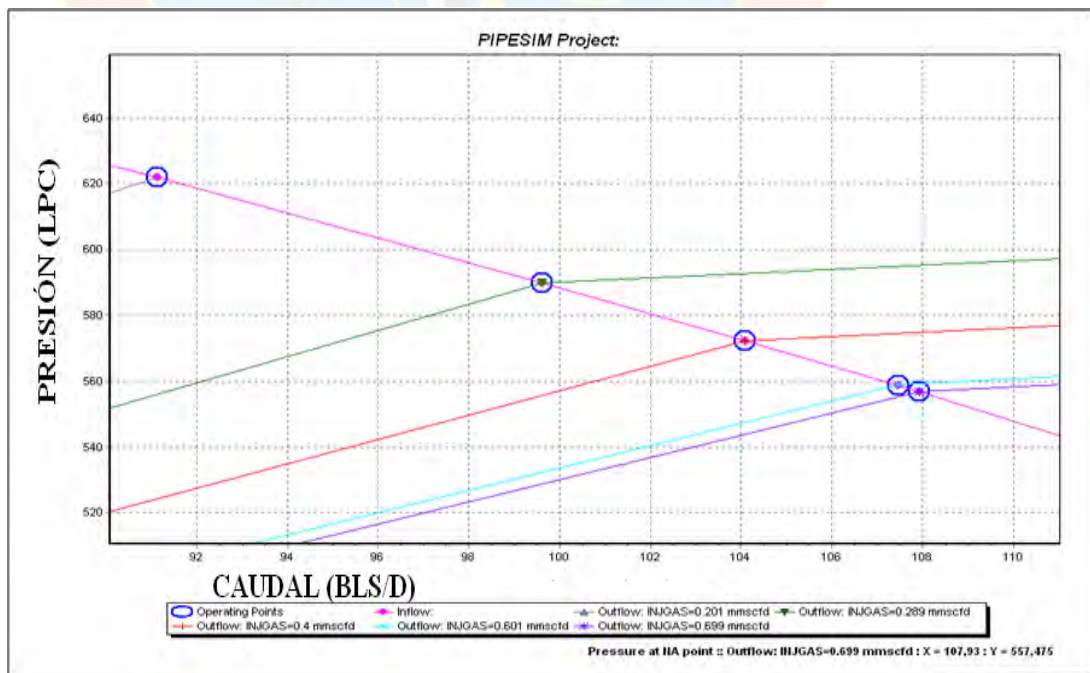


Gráfico G.16 Sensibilización de caudal con respecto a la inyección de gas

Con $Q_{iny\ máx} = 0,669$ MMPCN/D

$Q = 107,98$ BL/D

$P = 557,475$ LPC

$Q_{ganancial} = (107,93 - 97)$ BL/D

$Q_{ganancial} = 10,93$ BL/D

De acuerdo a los resultados que se obtuvieron y considerando que con la máxima tasa de inyección solo se obtendría un ganancial de 10,93 barriles diarios se puede considerar que este método de levantamiento artificial no sería aplicable a este pozo.

❖ Pozo PM-125 (Campo pilón)

Los datos a utilizar para la simulación de este pozo la podemos observar en el apéndice E.

- **Bombeo Mecánico (BM)**

Una vez finalizada la incorporación de los datos al simulador se indagó referente a la correlación a utilizar; resultando lo siguiente:

Bomba: ARHA 3 ½ plg

Correlación: Gray modified.

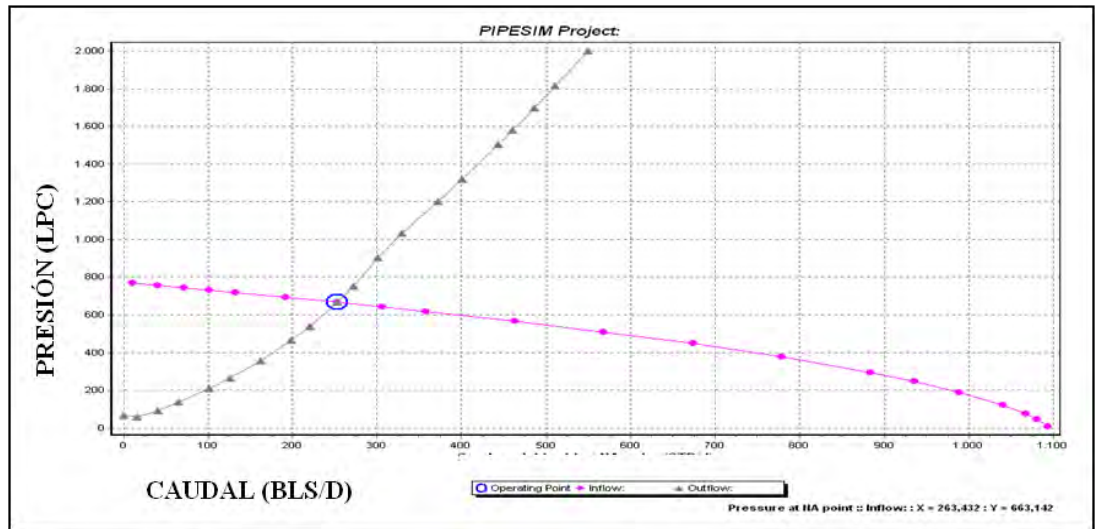


Gráfico G.17 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BM)

Tabla G.18. Modelo definitivo del pozo PM-125 (BM)

	Realidad	Simulador
	Q=268	Q=263,432
	BL/D	BL/D
	Pwf=659	P=663,142
	LPC	LPC

En este gráfico se puede observar que este pozo es buen productor de crudo en comparación con los otros pozos objeto de estudio. Los barriles totales y brutos de este pozo son iguales debido a que no recibe diluyente porque no tiene facilidades para inyectar el mismo. Este pozo posee un alto potencial y eso se puede verificar mediante la curva de oferta que ofrece el simulador obteniéndose los siguientes resultados:

Se varió la velocidad hasta los 9 EPM para verificar el comportamiento del pozo al aumentar los mismos.

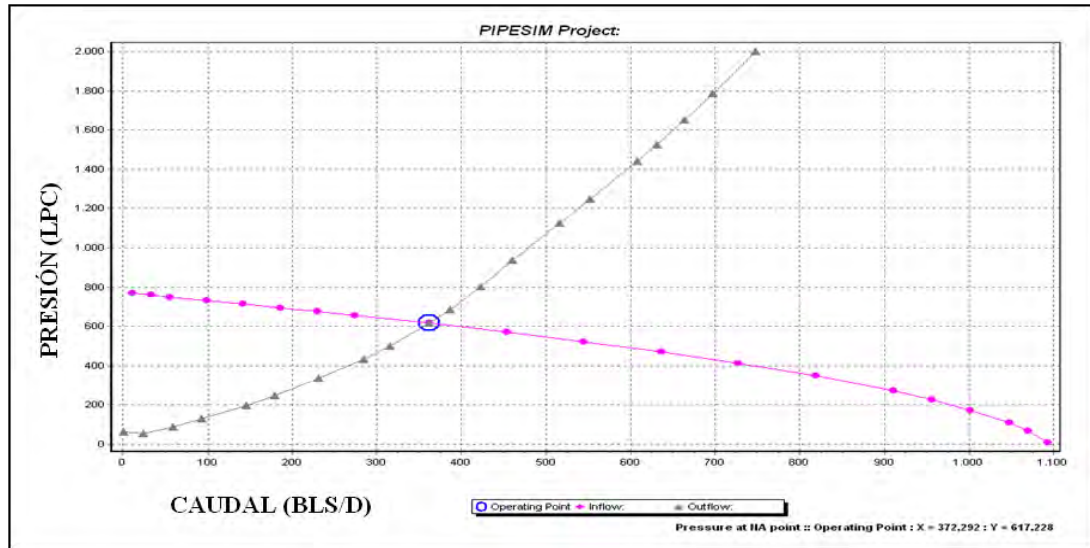


Gráfico G.19 Sensibilización de las velocidades pozo PM-125

Tabla G.20 Sensibilización de las velocidades pozo PM-125

	Realidad	Simulador
Q ganancial	Q=268	Q=372,292
BL/D	BL/D	BL/D
Pwf	Pwf=659	P=617,228
LPC	LPC	LPC

$$Q \text{ ganancial} = (372,292 - 268) \text{ BL/D}$$

$$Q \text{ ganancial} = 104,292 \text{ BL/D}$$

Al incrementar a 9 EPM la velocidad el cual es lo máximo que se puede incrementar en equipos de bombeo mecánico se obtiene un ganancial de 104 barriles lo cual se puede considerar como factible, también se puede realizar un cambio de bomba por una de mayor tamaño que permita obtener mayores ganancias de crudo.

En el apéndice “H” se puede observar que al aumentar la capacidad de la bomba se incrementa el potencial pudiendo utilizar una bomba ATH 4 ½ plg con velocidad de 8 EPM creándose un diferencial de 343,628 lpc ya que 350 lpc es lo máximo en diferencial que se permite para este campo, dejando así el mismo método de levantamiento artificial.

- Bombeo por cavidades progresivas (BCP)

Para la realización de una correcta simulación se variaron las distintas correlaciones y de allí se escogió la que mejor se adaptó a las condiciones reales del pozo.

Bomba: Fabricante: PCM y Modelo: 400-80E1350

Correlación: Hagedorn & Brown, Duns & Ros map.

Con 140 RPM.

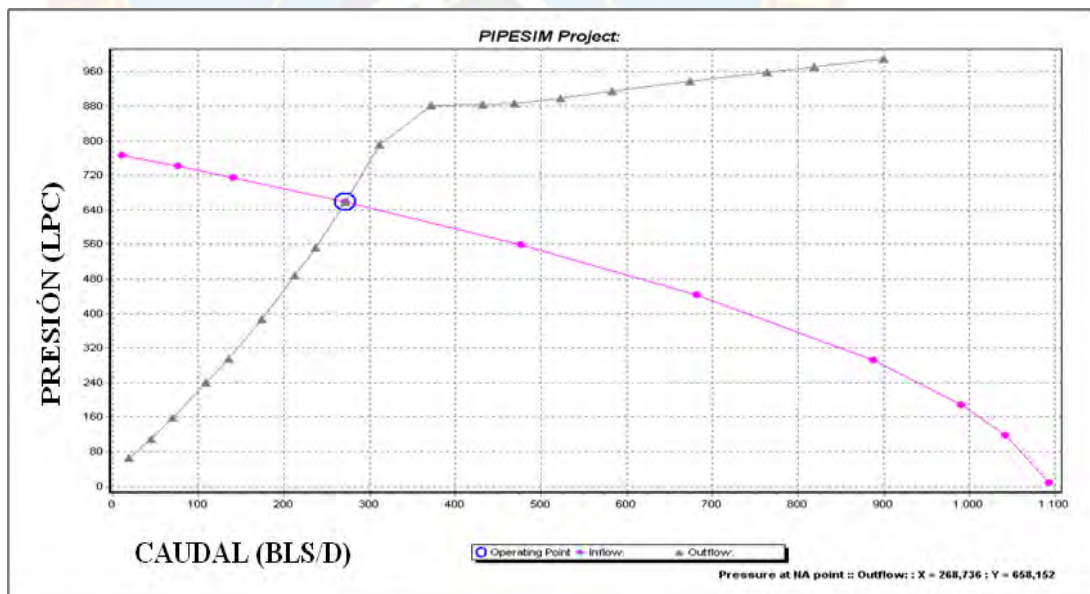


Gráfico G.21. Modelo definitivo del pozo PM-125 (BCP)

Tabla G.22. Modelo definitivo del pozo PM-125 (BCP)

Realidad	Simulador
Q=268 BL/D	Q=268,736 BL/D
Pwf=659 LPC	P=658,152 LPC

Q ganancial= (268,736 – 268) BL/D

Q ganancial = 0,736 BL/D

En este gráfico se puede observar que este pozo puede tener una larga vida productiva por el buen potencial que posee el mismo; a medida que el pozo produzca la presión de fondo fluente del pozo irá disminuyendo. Para conocer el comportamiento del pozo mediante la variación de la velocidad se tiene lo siguiente:

Muestra de cálculo al variar la velocidad a 350 RPM.

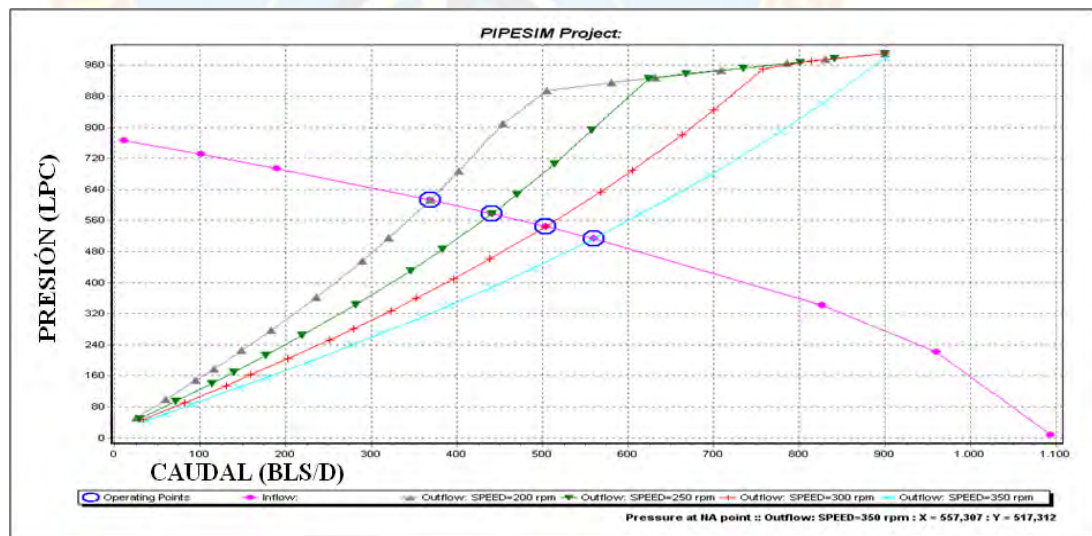


Gráfico G.23 Sensibilización de los RPM en el pozo JOC-542

Tabla G.24 Sensibilización de los RPM en el pozo JOC-542

Realidad	Simulador
Q=268 BL/D	Q=557,307 BL/D
Pwf=659 LPC	P=517,312 LPC

Q ganancial= (557,307 – 268) BL/D

Q ganancial= 289,307 BL/D

El comportamiento del pozo al aumentar los RPM genera un aumento notable en la producción del pozo, pues este pozo no va a aumentar más su producción de lo que ya se ha evidenciado a los 350 RPM , pues no se puede aumentar la velocidad más de lo que se ha incrementado. Aunque este método puede ser considerado factible para un cambio porque tiene facilidades para producir las arenas de formación, con el método actual de pozo se podría producir más barriles.

- Bombeo electrosumergible (BES)

Para el estudio de este método de acuerdo a las condiciones reales del pozo se sensibilizaron varias ecuaciones de lo cual se adaptó lo siguiente:

Bomba: Fabricante: WoodGroup y Modelo: TD980

Correlación: Hagedorn & Brown, Duns & Ros map.

Con una velocidad de 55 Hz y 120 etapas.

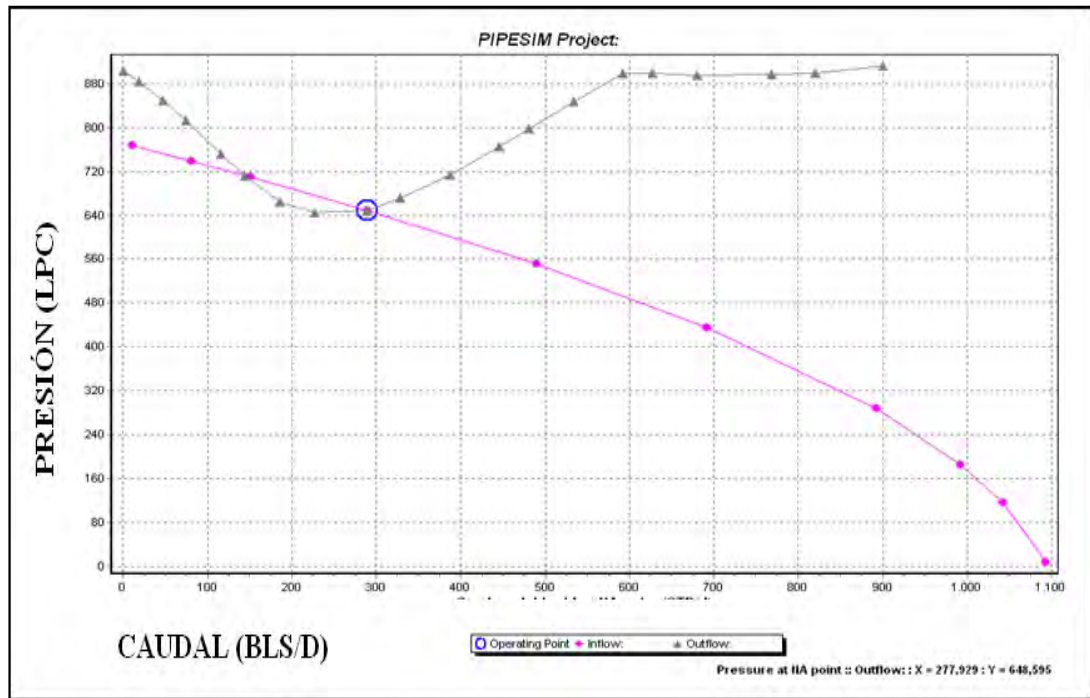


Gráfico G.25 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BES)

Tabla G.26 Modelo definitivo del pozo PM-125 (BES)

Realidad	Simulador
Q=268 BL/D	Q=277,929 BL/D
Pwf=659 LPC	P=648,595 LPC

Mediante el gráfico anterior se tiene que el doble corte en la gráfica se debe a que el pozo produce por “cabeceo” por variaciones momentáneas del patrón de flujo, aunado a que este método de levantamiento artificial está diseñado para la producción de altas tasas de flujo trayendo como consecuencia que la bomba pueda cavitarse ocasionando como resultado que se dañe.

Variación de las velocidades y las etapas.

Al realizar una variación de las velocidades en el pozo se obtuvo lo siguiente:

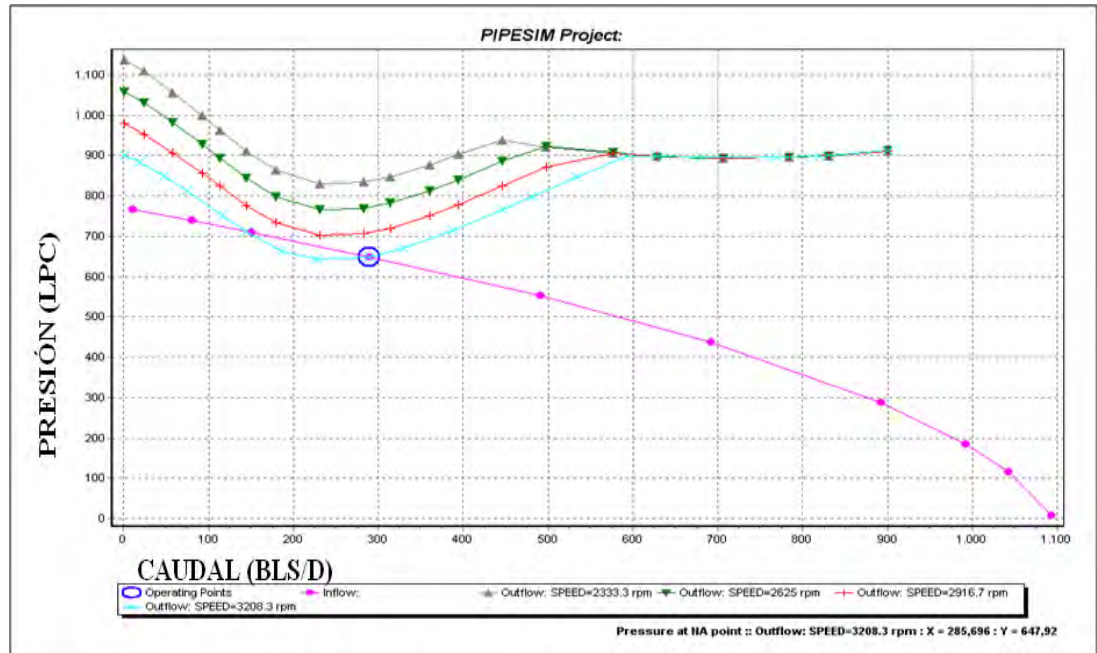


Gráfico G.27 Sensibilización de la velocidad del pozo PM-125

Al realizar la variación de las velocidades, se pudo observar mediante los gráficos arrojados por el simulador; que al variar las mismas desde 40 a 55 hz la única curva de demanda que corta con la curva de oferta es la de 55 hz lo que quiere decir que con velocidades inferiores a ella el pozo no va a producir.

Con la variación de las etapas en 120, 140,160 (muestra de cálculo a 140 etapas).

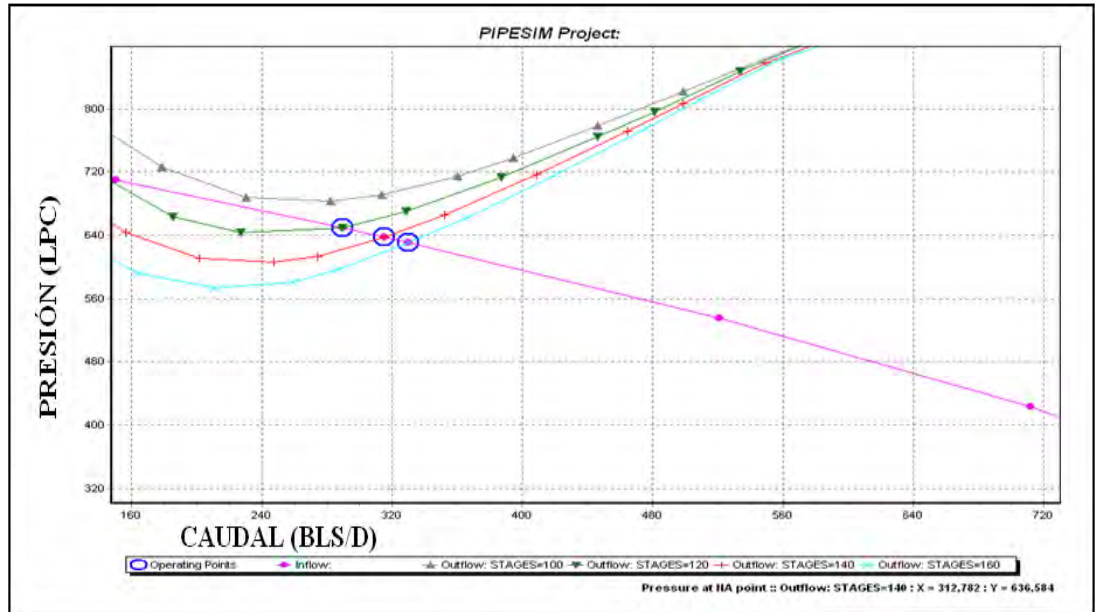


Gráfico G.28 Sensibilización de las etapas del pozo PM-125

Tabla G.29. Sensibilización de las etapas del pozo PM-125

Realidad	Simulador
Q=268 BL/D	Q=312,782 BL/D
Pwf=659 LPC	P=636,584 LPC

$$Q \text{ ganancial} = (312,782 - 268) \text{ BL/D}$$

$$Q \text{ ganancial} = 44,782 \text{ BL/D}$$

Se fijaron las etapas en 140 en vista de que el pozo posee riesgo de arenamiento y etapas adicionales generarían un incremento en la caída de presión en el fondo del pozo y con ello mayores riesgos de manejo de arena, este método no es el más adecuado. Por lo tanto, se puede concluir que el bombeo electrosumergible no es factible para llevar a cabo la realización de un cambio de método.

- Levantamiento artificial por gas (LAG)

Para la realización de la presente simulación las condiciones con la cuales se lograron las condiciones actuales fueron las siguientes:

Correlación: Hagedorn & Brown original. Reductor: 0,55 pulg.

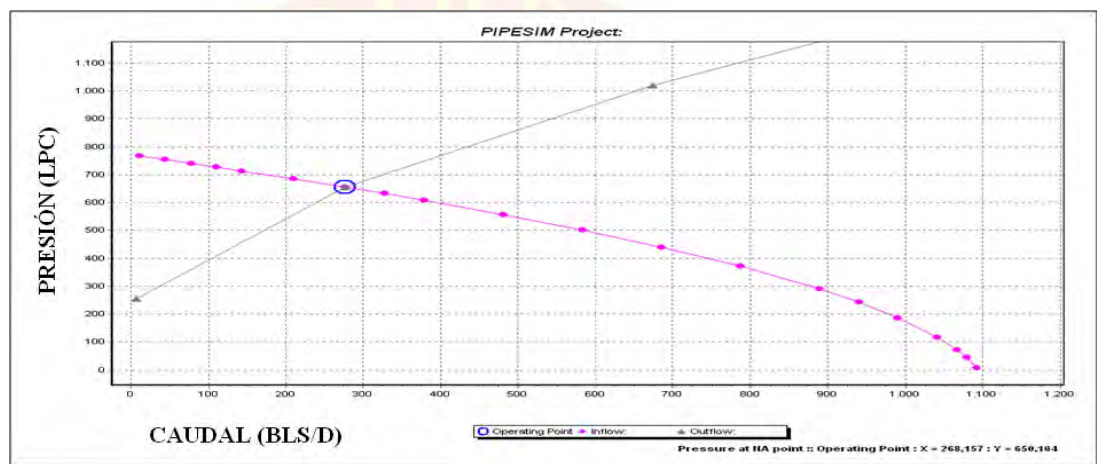


Gráfico G.30 Modelo definitivo del Pozo PM-125 (LAG)

Tabla G.31. Modelo definitivo del pozo PM-125 (LAG)

	Realidad	Simulador
	Q=268	Q=268,157
BL/D		BL/D
	Pwf=659	P=650,104
LPC		LPC

Para concordar los resultados del simulador con la realidad en este tipo de método se realizó una variación del reductor resultando como el adecuado uno de diámetro 0,55 pulg, reduciendo así el espacio por donde circula el fluido y aumentando

la presión de fondo, pues al aumentar los diámetros la producción será mayor mientras que la presión disminuirá respectivamente.

Variando las tasas de inyección de gas de 0,05 a 0,395 MMPCN/D

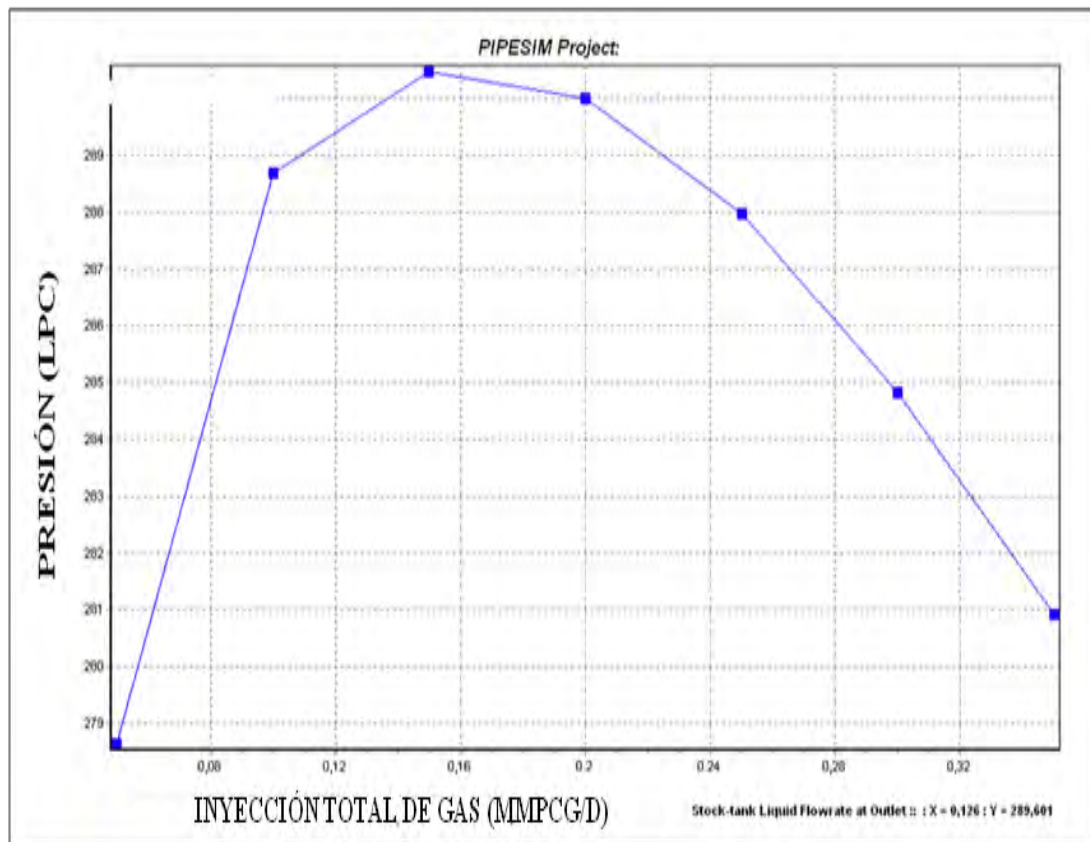


Gráfico G.32 Sensibilización de las tasas de inyección de gas

Se puede conocer el comportamiento de producción del pozo al inyectar una determinada tasa de gas y sobre todo se puede conocer cuánto es lo máximo que se puede inyectar, para no generar la recirculación del gas sin obtener caudal adicional. Para este pozo la tasa de inyección máxima es de 0,15 MMPCN/D.

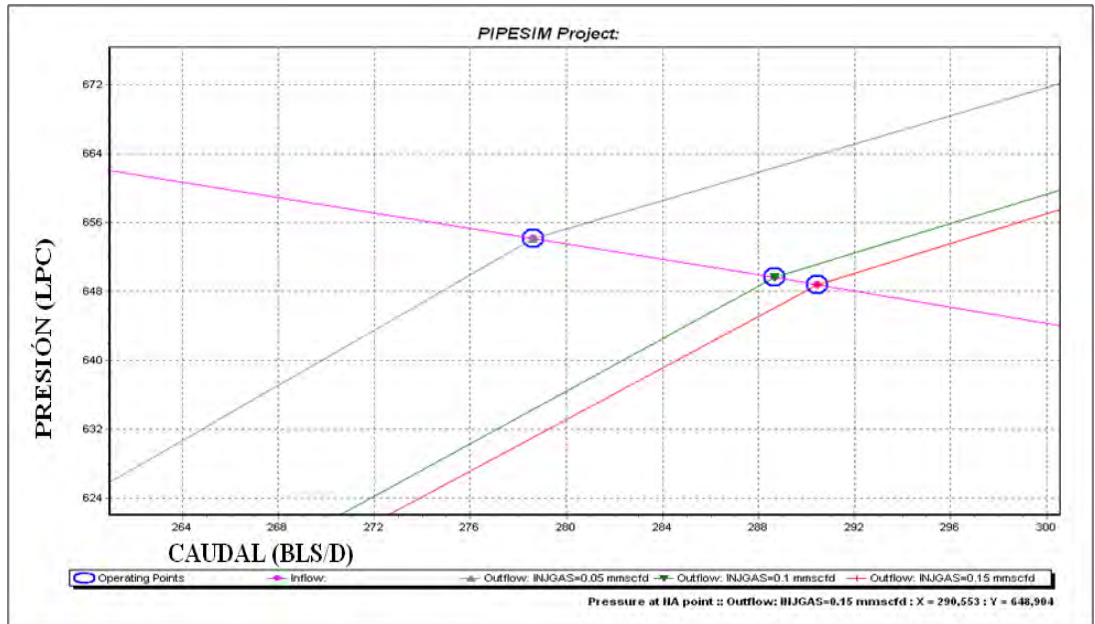


Gráfico G.33 Sensibilización de caudal con respecto a la inyección de gas

Q_{Iny} máx: 290,553 BLS/D

P= 648,904 LPC

Q ganancial= (290,553 – 268) BLS/D

Q ganancial: 22,553 BLS/D

Con el gráfico anterior se representa que al inyectar la máxima tasa de gas el ganancial que se obtiene es bajo como para considerar este método con factible para la realización de un cambio de método por lo tanto se concluye que las condiciones del pozo no aplican para LAG.



APÉNDICE H

VARIACIONES DE LA BOMBA

❖ **Pozo JOC-551**

La simulación también se realizó para variaciones de las bombas más comunes utilizadas en el Distrito morichal, con la finalidad de conocer como se comportamiento el pozo al cambiar tanto la bomba como el las velocidades.

ARHA 2 7/8 plg

Tabla H.1 Variación de las velocidades con bomba ARHA 2 7/8 plg en pozo JOC-551

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	53 ,953	68 ,348	82 ,199	95, 133	10 2.618	1 14.365	1 22.914
Presión (LPC)	11 75,795	10 98,121	10 16,132	94 6,119	88 0.45	8 06.059	7 40.065

ATH 3 ½ plg

Tabla H.2 Variación de las velocidades con bomba ATH 3 ½ plg en pozo JOC-

551

Variable	3	4	5	6	7	8	9
	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM
Caudal (BL/D)	1 50.197	1 62.873	1 65.25	1 70.467	17 1.599	17 2.516	17 4.08
Presión (LPC)	4 97.332	3 63.474	2 85.75	2 33.396	20 4.533	17 8.637	17 1.108

ARHA 4 ½ plg

Tabla H.3 Variación de las velocidades con bomba ARHA 4 ½ plg en pozo

JOC-551

Variable	3	4	5	6	7	8	9
	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM
Caudal (BL/D)	164. 238	1 68.355	1 75.559	1 73.951	1 74.632	1 75.529	17 5.92
Presión (LPC)	329. 531	2 56.37	1 91.631	1 75.709	1 58.917	1 33.718	12 5.706

ATH 4 ½ plg

Tabla H.4 Variación de las velocidades con bomba ATH 4 ½ plg en pozo JOC-

551

Variable	3	4	5	6	7	8	9
	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM
Caudal (BL/D)	17 0.088	17 2.293	1 74.498	1 75.051	17 5.715	17 6.858	17 6.888

Presión	25	19	1	1	12	11	99
(LPC)	4.295	5.458	46.426	36.244	3.438	0.657	.226

❖ **Pozo JOC-542**

ARHA 2 7/8 plg

Tabla H.5 Variación de las velocidades con Bomba ARHA 2 7/8 plg en pozo JOC-542

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	57 .248	62 .915	69 .646	7 5.314	8 1.69	87. 358	9 2.317
Presión (LPC)	81 0.707	80 4.315	78 1.924	7 72.968	7 64.011	75 0.577	7 32.664

ATH 3 ½ plg

Tabla H.6 Variación de las velocidades con bomba ATH 3 ½ plg en pozo JOC-542

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BLS/D)	1 20.404	1 40.874	1 57.622	1 75.3	1 87.396	19 9.492	21 0.657
Presión (LPC)	6 82.787	6 24.33	5 70.558	5 34.71	5 03.343	47 1.976	42 2.685

ARHA 4 ½ plg

Tabla H.7 Variación de las velocidades con bomba ARHA 4 ½ plg en pozo JOC-542

Variable	3	4	5	6	7	8	9
	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM
Caudal (BL/D)	1 44.342	1 68.856	1 86.974	2 04.027	2 15.751	22 6.409	23 2.804
Presión (LPC)	6 14.655	5 43.672	5 03.343	4 49.571	4 18.204	37 3.394	34 6.508

❖ **Pozo PM-125:**

ARHA 2 7/8 plg

Tabla H.8 Variación de las velocidades con bomba ARHA 2 7/8 plg en pozo PM-125

Variable	3	4	5	6	7	8	9
	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM
Caudal (BL/D)	4 2.221	5 5.682	6 8.695	8 2.38	9 6.29	10 9.528	12 2.54
Presión (LPC)	7 54.891	7 51.226	7 43.895	7 43.895	7 32.898	72 5.567	72 3.735

ARHA 3 ½ plg

Tabla H.9 Variación de las velocidades con bomba ARHA 3 ½ plg en pozo PM-125

Variable	3	4	5	6	7	8	9
	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM	EPM
Caudal (BL/D)	13 1.152	17 5.184	2 14.035	25 1.592	2 87.853	3 26.705	36 1.671

Presión	71	71	6	66	6	6	61
(LPC)	4.126	3.557	82.289	8.889	51.022	33.154	9.754

ATH 3 ½ plg

Tabla H.10 Variación de las velocidades con bomba ATH 3 ½ plg en pozo PM-125

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	19 3.382	25 5.535	3 06.034	3 59.123	40 9.622	45 6.236	49 7.671
Presión (LPC)	68 2.588	67 7.979	6 46.715	6 15.451	59 7.586	57 5.255	55 7.389

ARHA 4 ½ plg

Tabla H.11 Variación de las velocidades con bomba ARHA 4 ½ plg en pozo PM-125

Variable	3 EPM	4 EPM	5 EPM	6 EPM	7 EPM	8 EPM	9 EPM
Caudal (BL/D)	260. 799	3 36.582	4 12.326	4 74.913	52 5.972	5 80.324	62 9.735
Presión (LPC)	659. 693	6 33.053	5 97.316	5 66.045	53 0.308	4 94.571	47 6.703

HOJA DE METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Evaluación de cambio de método de levantamiento artificial en pozos JOC-551, JOC-542 y PM-125 de la unidad de extracción de crudos pesados, Distrito Morichal, PDVSA
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Morao Márquez Eloinys Stefania	CVLAC	19.080.220
	e-mail	Eloinys_morao@hotmail.com
	CVLAC	
	e-mail	

Palabras o frases claves:

Distrito Morichal
Cambios de métodos de levantamiento artificial
Pozos JOC-551, JOC-542, PM-125
Crudos pesados

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

La investigación realizada tuvo como finalidad evaluar un posible cambio de método de levantamiento artificial en tres pozos del Distrito Morichal los cuales producen actualmente mediante Bombeo Mecánico, presentando pérdida en la producción de aproximadamente 13.676 Bls en los últimos dos años; ocasionada por diversos factores como lo son los problemas eléctricos de alta y baja tensión, correas rotas, equipos de bombeo, entre otros; en tal sentido se analizaron cada uno de los problemas detectados y se pudo conocer cómo se afectó la producción durante el período en estudio (2010-2012), determinándose que el pozo con mayor pérdida de producción es el JOC - 551 del campo Jobo, cuya falla principal se presenta por el reemplazo de balancín; seguidamente se identificaron las condiciones de fondo y superficie en cada pozo para conocer si las mismas, se adaptan favorablemente a los requerimientos y exigencias que debe poseer cada uno de ellos, para ser completado con otro método de levantamiento artificial. Para constatar los resultados obtenidos se realizó una evaluación técnica mediante la utilización del software PIPESIM 2011 que permitió inferir lo siguiente: en el caso de pozo PM-125 realizar cambio de método de bombeo mecánico a Bombeo de cavidades progresivas con la finalidad de optimizar la producción del mismo. Para pozo JOC-542 aplicar método de bombeo de cavidades progresivas si se trata de disminuir la ocurrencia de fallas operacionales, sin embargo si lo que se quiere es obtener un mejor ganancial de producción sería suficiente colocar una bomba de mayor caudal o capacidad y para el pozo JOC-551 resultó más favorable mantener el método de producción inicial, pero disminuyéndole la velocidad.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail				
ING. Milagros Sucre	ROL	CA	AS	TU	JU
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	CVLAC	CI: 4.183.842			
	e-mail	milagrossucre@gmail.com			
	e-mail				
ING. María García	ROL	CA	AS	TU	JU
		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 15.510.689			
	e-mail	mariacgarcia@hotmail.com			
	e-mail				
ING. Alicia Da Silva	ROL	CA	AS	TU	JU
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.348.931			
	e-mail	alicia_da_silva@hotmail.com			
	e-mail	alicia_da_silva@cantv.com			
MSC. Fabiola Mottola	ROL	CA	AS	TU	JU
		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	CI: 8.290.936			
	e-mail	fmottola@udo.edu.ve			
	e-mail				

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	10	31

Lenguaje:
Español

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
Tesis	Eloinys Morao

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:
INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Nivel Asociado con el trabajo: INGENIERÍA

Área de Estudio:
INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:
UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho


Estimado Profesor Martínez:


Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".


Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,


JUAN A. BOLANOS CUNELE
Secretario



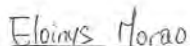
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR 
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

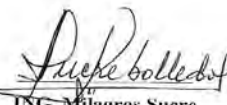
Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización".



Br. Morao M. Eloinys S

CI: 19.080.220

AUTOR



ING. Milagros Sucre

CI: 4.183.842

TUTOR



ING. María García

CI: 15.510.689

CO-ASESOR