

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTIMACIÓN DE LA TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO MORICHAL DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Flores D, Jennyfer A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2019

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTIMACIÓN DE LA TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO MORICHAL DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Sandro Gasbarri

TUTORA INDUSTRIAL: Ing. Elyln Ulacio

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Flores D, Jennyfer A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, Junio de 2019

Caracas, junio de 2019

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Jennyfer Flores, titulado:

**“ESTIMACIÓN DE LA TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE
CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO MORICHAL DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Carola Rojas

Jurado



Prof. Lisbeth Miranda

Jurado



Prof. Sandro Gasbarri

Tutor Académico

DEDICATORIA

*A Dios, Virgen de Coromoto
Mamá, Papá, Hermano, Tías
Por ser mi apoyo en cada momento de mi vida*

AGRADECIMIENTOS

A Dios y La Virgen de Coromoto, por colocarme en este camino, mantenerme en él y finalmente por darme las fuerzas para culminar.

A la Excelentísima Casa de Estudio Universidad Central de Venezuela por haberme permitido formarme y en ella, convertirme en profesional. Gracias a cada uno de los profesores que formaron parte de este proceso integral de formación, por inculcarme siempre la excelencia. Porque sólo un UCEVISTA entiende que llegar lejos no es estar sobre las nubes sino debajo de ellas.

A mi tutor académico, Prof. Sandro Gasbarri, por el apoyo brindado desde el inicio de este proyecto, por el tiempo dedicado a instruirme académicamente cuando fue necesario.

A mi tutora industrial, Ing. Elyln Ulacio, por permitirme desarrollar este proyecto, por instruirme y estar allí de una u otra forma en la ejecución del mismo. Por incluirme y enseñarme acerca del ambiente laboral.

Al Ministerio del Poder Popular de Petróleo, por permitirme formar parte de esta institución durante el desarrollo de este proyecto y adquirir conocimientos de cada espacio.

A mi Familia, Mamá, Papá, Hermano, Tía Oli, Tía Beatriz gracias por siempre estar y ser el apoyo incondicional en cada momento de mi vida. Desde el comienzo hacer de mí una persona de bien inculcándome valores que me permitieran salir adelante en las diferentes situaciones que se me presentaran, por ser mí impulso de seguir adelante y superarme. Gracias por darme hasta más de lo que me han podido dar, éste, uno de tantos logros, es para Ustedes.

A mi Abuela Juanita, por permitirme vivir y disfrutar de todo el cariño que me pudiste brindar a tu lado, y aunque me hubiese gustado celebrar este logro a tu lado sé y estoy segura que donde quieras que estés me echas tu bendición y celebras junto a nosotros este día.

A mis Tías Isabel, Luisa, por tenerme presente día a día en cada una de sus oraciones y brindarme tanto cariño, y aunque ya no se encuentren en esta faz terrenal sé que están celebrando este éxito.

A la Familia Flores, Familia Durán por tener y disfrutar de ella en cada uno de los momentos buenos y no tan buenos, porque a final de cuenta podemos afirmar que disfrutamos, aprendimos y nos unimos más en cada uno de estos momentos.

A mis primos, los cuales más que primos los considero hermanos por estar presente siempre, y mucho más cuando les he necesitado, por todas sus ayudas, les agradezco de corazón.

A mi gran amiga María Antonietta, definitivamente si este camino no se hubiese extendido un poco más, no hubiese podido conocer más acerca de una verdadera amistad. Gracias por estar ahí para mí en cada momento y brindarme de tu apoyo, espero retribuírtelo con mi verdadera amistad.

A mi amigo Jesús León, por formar parte de cada una de las experiencias vividas en este camino, por brindarme tu sincera amistad y tanto conocimiento.

A Oswaldo Puerta, quien definitivamente cumplió el papel de Cotutor en este proyecto, gracias por ayudarme en cada momento, por enseñarme y brindarme tanto conocimiento y a la vez tu amistad. Que Dios te bendiga.

A la Sra. Maritza, por brindarme su confianza y apoyo necesario desde el inicio de este proyecto.

A mis amigos, con los que comencé este camino y a los que me encontré en el camino, a cada uno de los amigos que Dios me ha colocado en este camino llamado vida; Alexis, Fabiana, Natasha, Andrés, Marianne, Reinaldo, Anderson, Victor, Miguel, Diana, Freddy, Jefferson, Jerwin, Sergio, Emperatriz, Sasha, Caridad, Anlly, Annie, Ingrid, Wilxiung, Juan, Wensy, Angélica, Edison, Salvadore, Américo, Jonyer, Lisbeth, Nash, Cristina, Antonio, Betania, Irwin, Carlos, José Miguel; gracias por cada una de las experiencias vividas a sus lados, por brindarme su apoyo y amistad, en algunos casos a pesar de muchos kilómetros de distancia.

Flores D., Jennyfer A.

**ESTIMACIÓN DE LA TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN EN POZOS DE
CRUDO EXTRAPESADO DEL CAMPO MORICHAL DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE SIMULACIÓN**

**Tutor Académico: Prof. Sandro Gasbarri. Tutora Industrial: Ing. Eylyn Ulacio.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo.2019, 160 p.**

Palabras Claves: Faja Petrolífera del Orinoco, Campo Morichal, Pozos Horizontales, Tasa Óptima, Bombas de Cavidades Progresivas, Simulación de yacimientos, Nodal petróleo.

Resumen. Uno de los grandes retos de la Industria Petrolera se centra es establecer un equilibrio entre la cantidad de hidrocarburos producidos contra los costos operativos e inversiones que estos requieren, encaminándolos a lograr una producción óptima de los recursos. Establecer tasas de producción óptimas depende de una serie de parámetros tanto a nivel de yacimiento como de pozos, donde algunos de los más relevantes son la producción de agua y gas asociadas al crudo. Conseguir que un Campo produzca sus recursos de manera óptima no sólo eleva la rentabilidad de los proyectos sino que a su vez preserva la integridad de los yacimientos y de los pozos permitiendo con esto generar mayor beneficio a los esquemas de explotación establecidos. En el Campo Morichal, ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, se lleva a cabo este estudio que permite establecer una serie de indicadores que refleja la optimización de los pozos horizontales con mecanismo de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas, implementando técnicas de ingeniería como lo son el análisis nodal apoyados en las ventajas que ofrece la simulación.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS..... xii

ÍNDICE DE FIGURAS.....xiii

INTRODUCCIÓN 1

CAPITULO I

EL PROBLEMA 3

 1.1 Planteamiento del Problema 3

 1.2 Objetivos de la Investigación 5

 1.2.1 Objetivo General..... 5

 1.2.2 Objetivos Específicos 5

 1.3 Alcance de la Investigación 5

 1.4 Limitaciones..... 6

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO 7

 2.1 Antecedentes de la investigación..... 7

 2.2 Faja Petrolífera del Orinoco 9

 2.2.1 Características Geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco 10

 2.2.2 Sedimentología de la Faja Petrolífera del Orinoco 11

 2.3 División Carabobo (Campo Morichal)..... 11

 2.3.1 Geología Regional del Campo Morichal 16

 2.3.2 Geología local del Campo Morichal..... 16

 2.3.2.1 Formación Oficina 17

 2.3.2.2 Miembro Morichal..... 17

 2.3.2.3 Miembro Yabo 18

 2.3.2.4 Miembro Jobo 18

2.3.2.5 Miembro Pilón	18
2.4 Pozos Horizontales	18
2.4.1 Aplicabilidad de los Pozos Horizontales	20
2.4.2 Ventajas de la Perforación de Pozos Horizontales	20
2.4.3 Desventajas de la Perforación de Pozos Horizontales	21
2.4.4 Parámetros a considerar en la Perforación de un Pozo Horizontal.....	21
2.5 Bombas de Cavidades Progresivas (BCP).....	22
2.5.1 Componentes del Sistema de BCP.....	23
2.5.1.1 Equipos de Superficie	23
2.5.1.2 Equipos de Subsuelo.....	24
2.5.2 Geometría de las BCP.....	26
2.5.3 Clasificación de las BCP.....	27
2.5.4 Funcionamiento del Sistema de BCP.....	28
2.5.5 Factores que afectan el funcionamiento de las BCP.....	31
2.5.6 Ventajas de las BCP.....	32
2.5.7 Desventajas de las BCP	33
2.6 Inyección de Diluyentes	33
2.6.1 Importancia de la Inyección de Diluyentes.....	34
2.6.2 Tipos de Diluyentes	34
2.6.3 Tipos de Inyección de Diluyentes.....	35
2.6.3.1 Inyección de Diluyente en el Cabezal del Pozo.....	35
2.6.3.2 Inyección de Diluyente a fondo a través del Anular del Pozo.....	36
2.6.3.3 Inyección de diluyente al nivel de la bomba.....	37
2.6.3.4 Inyección de Diluyente en el fondo de la parte Horizontal del Pozo	38
2.7 Principios Básicos de Producción	38
2.7.1 Análisis Nodal.....	40
2.7.1.1 Análisis del Sistema.....	41
2.7.1.2 Puntos de Análisis (Ubicación de Nodos)	42
2.7.1.3 Curva IPR (Curva de Oferta).....	45
2.7.1.4 Curva TPR (Curva de Demanda).....	47

2.7.1.5 Índice de Productividad (J).....	48
2.7.1.6 Índice de Productividad para Pozos Horizontales	52
2.7.2 Tasa de Producción.....	58
2.7.2.1 Importancia de la medición de la Tasa de Producción de Petróleo	58
2.7.2.2 Tasa Óptima de Producción.....	58
2.7.2.3 Tasa Crítica de Producción	59
2.7.2.4 Parámetros en el cálculo de la Tasa Crítica por conificación de agua.....	60
2.7.2.5 Parámetros en el cálculo de la Tasa Crítica por conificación de gas	61
2.7.2.6 Determinación de la Tasa Crítica en Pozos Horizontales.....	62
2.8 MARCO LEGAL	66

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO.....	70
3.1 Tipo de Investigación	70
3.2 Diseño de la Investigación	71
3.3 Población y Muestra.....	71
3.4 Equipos y Herramientas de Trabajo	73
3.5 Etapas de Desarrollo.....	73
3.5.1 Revisión Bibliográfica	74
3.5.2 Definición de las Premisas para la Selección de los Pozos a Evaluar	74
3.5.3 Ecuaciones para determinar la Productividad de Pozos Horizontales.....	77
3.5.4 Generación de una Matriz de Evaluación.....	89
3.5.5 Evaluación y Análisis de sensibilidad de los pozos.....	93
3.5.6 Comparación entre las tasas de producción.....	96
3.5.7 Análisis de los resultados.....	97

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS 98

 4.1 Evaluación del Índice de Productividad Teórico vs Real..... 98

 4.2 Optimización de los pozos del Campo Morichal con BCP..... 100

 4.3 Evaluación y Análisis de sensibilidades en los pozos mediante PIPESIM 104

 4.4 Generación de una matriz de evaluación del Campo Morichal..... 116

 4.5 Comparación entre las Tasas Óptimas de Producción 117

 4.6 Determinación de la Tasa Crítica Real de Petróleo..... 119

CONCLUSIONES..... 124

RECOMENDACIONES..... 127

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 128

ANEXOS 132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Yacimientos Activos e Inactivos del Distrito Morichal..... 14

Tabla 2: Pozos con Sistema de Levantamiento Artificial BCP..... 72

Tabla 3: Propiedades del Yacimiento MPG1 de los pozos seleccionados..... 75

Tabla 4: Propiedades del Yacimiento MPG2 de los pozos seleccionados..... 76

Tabla 5: Datos reportados de los pozos, Yacimiento MPG1 78

Tabla 6: Datos reportados de los pozos, Yacimiento MPG2 78

Tabla 7: Drawdown establecido para cada pozo en función del %AyS 92

Tabla 8: Drawdown establecido para cada pozo en función de la RGP 93

Tabla 9: Índices de Productividad reales y calculados para cada pozo..... 98

Tabla 10: Porcentaje de error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los reales para cada pozo 99

Tabla 11: Parámetros Optimizados para cada uno de los pozos instalados con BCP mediante la Metodología aplicada (Herramienta computacional, Excel) 101

Tabla 12: Parámetros Optimizados para los pozos instalados con BCP..... 101

Tabla 13: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR1 104

Tabla 14: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 2 106

Tabla 15: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 3 107

Tabla 16: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 4 109

Tabla 17: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 5 110

Tabla 18: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 6 112

Tabla 19: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 7 113

Tabla 20: Resultados de sensibilidad con variación de RPM pozo MOR 8 115

Tabla 21: Parámetros de evaluación para cada pozo 116

Tabla 22: Tasas Óptimas de Producción para cada pozo 118

Tabla 23: Base de datos para la determinación de la Tasa Crítica para cada pozo... 119

Tabla 24: Base de datos para la determinación de la Tasa Crítica para cada pozo... 120

Tabla 25: Determinación de la Tasa Crítica para cada pozo..... 121

Tabla 26: Tasas de Producción para los pozos del Campo Morichal 123

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.1: Mapa Faja Petrolífera del Orinoco 9

Fig.2: Ubicación Geográfica de los Bloques de la División Carabobo..... 12

Fig.3: Propiedades de la División Carabobo..... 13

Fig.4: Métodos Artificiales aplicados en la División Carabobo 14

Fig.5: Ubicación del Campo Morichal en el área del Distrito Morichal 15

Fig.6: Diagrama Mecánico Tipo Horizontal empleado en el Distrito Morichal 19

Fig.7: Eficiencia Total de los Diferentes Métodos de Levantamiento Artificial. 23

Fig.8: Instalación típica de BCP..... 26

Fig.9: Geometría en BCP 26

Fig.10: Sección transversal de una bomba de cavidades progresivas 29

Fig.11: Esquema de un pozo en condiciones fluyentes 40

Fig.12: Caídas de presión en el Sistema de Producción 42

Fig.13: Ubicación del Nodo en un Sistema de Producción Pozo-Yacimiento..... 43

Fig.14: Nodo solución en el fondo del pozo 44

Fig.15: Nodo solución en el cabezal del pozo..... 45

Fig.16: Curva IPR, Yacimiento Subsaturado 46

Fig.17: Curva IPR, Yacimiento Saturado 46

Fig.18: Curvas de Comportamiento de Afluencia..... 48

Fig.19: Conificación en Pozos Verticales y en Pozos Horizontales 60

Fig.20: Esquema Metodológico para el desarrollo de la Investigación. 73

Fig.21: Base de datos pozos Campo Morichal..... 79

Fig.22: Índice de Productividad calculados para cada pozo 79

Fig.23: Curva Característica para una Bomba. 85

Fig.24: Curva de tendencia para una Bomba 86

Fig.25: Curva de tendencia Q_o vs Q_w 86

Fig.26: Base de datos pozos Campo Morichal..... 88

Fig.27: Tasas Críticas calculadas para cada pozo 88

Fig.28: Curva %AyS vs Drawdown para el pozo MOR1 92

Fig.29: Tabla para la definición de la configuración mecánica del pozo..... 94

Fig.30: Configuración mecánica del pozo Pipesim. 94

Fig.31: Tabla ajuste de correlación. 95

Fig.32: Análisis nodal para un pozo realizado en PIPESIM. 96

Fig.33: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR1 105

Fig.34: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR2 106

Fig.35: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR3 108

Fig.36: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR4 109

Fig.37: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR5 111

Fig.38: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR6 112

Fig.39: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR7 114

Fig.40: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR8 115

INTRODUCCIÓN

El objeto fundamental del proceso de producción es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos, donde la fase de producción de un campo comienza después que se ha comprobado la presencia de dichos hidrocarburos gracias a la perforación de pozos exploratorios. Los pozos de petróleo, en la mayoría de los yacimientos, inician su producción por flujo natural, debido a que la presión existente en el subsuelo es suficiente para impulsar los fluidos. Dicha presión natural con el tiempo se va debilitando a medida que se extraen los fluidos del yacimiento, por lo cual se hace necesario aplicar técnicas de levantamiento artificial con el fin de mantener los pozos en producción.

La escogencia del método de levantamiento artificial específico, se hace aplicando criterios técnicos y económicos que toman en cuenta las condiciones del yacimiento, las instalaciones mecánicas, las propiedades y características de los fluidos, el mecanismo del yacimiento, así como la disponibilidad de fuerza eléctrica y gas de alta presión. En los yacimientos de petróleo pesado y extrapesado, de bajas a medianas tasas de producción, instalaciones relativamente profundas, ambientes arenosos, pozos verticales, inclinados, altamente desviados y horizontales y pozos con alto contenido de agua, la primera opción a considerar en la explotación de estos pozos es la posibilidad de la utilización de bombas como lo es el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas; el cual es un alternativa de bajos costos de transporte, instalación, operación y mantenimiento, mínimos requerimientos de espacios físicos y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento suele ser sencillo.

Una vez seleccionado el método de levantamiento adecuado se debe conocer la capacidad del yacimiento, así como las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción que permitirán construir una relación entre lo que el yacimiento es capaz de ofrecer y el pozo es capaz de demandar. De allí la

importancia de establecer la relación entre la afluencia de los fluidos desde el yacimiento al pozo, las cuales son producto de factores que tienen lugar al variar la presión del yacimiento desde una presión promedio del yacimiento a las presiones de fondo fluyente. Esta relación se conoce como Índice de Comportamiento de Afluencia (IPR).

Resulta de importancia realizar el estudio de la tasa óptima de producción, debido a que la misma es un indicador del intervalo en el cual cada una de las fases de los fluidos presentes en el yacimiento presentan un comportamiento estable en su desplazamiento y la producción de crudo es superior a la del agua y/o gas, con el fin de lograr la optimización del sistema.

Partiendo de la tasa óptima de producción se origina la tasa crítica, la cual es aquella donde solo el petróleo se produce evitando la conificación de agua y producción de gas; la misma se puede obtener mediante diferentes correlaciones, seleccionando la más apropiada (tasa crítica óptima) en función de los resultados de una prueba de producción.

Este estudio se enfoca en estimar la tasa óptima de producción en pozos de crudo pesado y extrapesado del Campo Morichal de la Faja Petrolífera del Orinoco, mediante herramientas computacionales así como parámetros de evaluación de los pozos. Con lo cual se plantea realizar una comparación entre las tasas de producción (tasa óptima y tasa crítica óptima de producción) mediante los resultados obtenidos; asimismo como un análisis de lo establecido en el Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

La Faja Petrolífera del Orinoco representa una de las fuentes de reservas de hidrocarburos pesados y extrapesados más grande del mundo; donde este gran reservorio de hidrocarburo fue dividido en 4 grandes bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo; representando el bloque Carabobo el 22% de las reservas totales certificadas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

La demanda de energía ha crecido con el pasar de los años, por lo que resulta incomprensible el funcionamiento del mundo sin el aporte del petróleo como fuente energética, asimismo ha generado un incremento de la producción de petróleo. Por otra parte la Industria Petrolera se ve en la necesidad de aplicar técnicas, en búsqueda del aumento de la producción, disminuir costos de perforación y generar ahorro en cuanto a gastos y tiempo.

Por las consideraciones anteriormente mencionadas, fue desarrollado el Índice de Productividad (J) como un parámetro o indicador en la determinación de la capacidad de producción de un pozo relacionado con un diferencial de presión. Sin embargo, es importante agregar que el índice de productividad es aplicable a pozos verticales, pero a su vez existen soluciones analíticas para pozos horizontales.

De acuerdo a los principios utilizados para desarrollar las ecuaciones de flujo para pozos horizontales, Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984), Joshi (1991), Frick y Economides (1993) y Cho y Shah (2001) desarrollaron ecuaciones para determinar la productividad de los pozos horizontales. Además de los autores mencionados, Dikken (1990) también desarrolló ecuaciones para determinar el índice de productividad de pozos horizontales considerando la resistencia al flujo y pérdidas de presión por fricción.

En el orden de las ideas desarrolladas por los diferentes autores y las bases teóricas ya establecidas, se determina el Índice de Productividad como un indicador de la capacidad de producción de un pozo, donde a menos que se especifique de otra forma, el mismo también se basa en la producción neta de líquidos (producción de hidrocarburos más producción de agua).

En este mismo sentido, se requiere entonces la aplicación de nuevas metodologías y uso de bases teóricas, que permitan determinar el índice de productividad lo cual a su vez genera un pronóstico de las tasas de producción, pudiéndose utilizar para planificar el desarrollo y la necesidad de facilidad de producción.

Por otra parte, se estima que existen varias correlaciones para determinar la tasa crítica de producción en pozos horizontales. Pero mediante la aplicación de las mismas se obtienen diferentes tasas críticas, es aquí donde se debe escoger la más apropiada en las operaciones de campo, y seleccionar la tasa crítica óptima basándose en el resultado aportado por una prueba de producción.

Desde el punto de vista de Joshi no hay correlaciones malas o buenas, si se dispone de un punto de prueba que permita seleccionar cual es la correlación que mejor se ajusta al campo. Existiendo varias correlaciones para la determinación de la tasa crítica óptima como las desarrolladas por Chaperon, Efros, Giger, Giger y otros, Dikken. Por lo cual resulta oportuno destacar la importancia de estimar la tasa crítica, mediante la aplicación de dichas correlaciones y uso de bases teóricas, permitiendo así determinar dicha tasa y a su vez realizar un análisis comparativo de las mismas.

Actualmente la empresa petrolera así como entes gubernamentales, presentan la necesidad de contar con herramientas computacionales que le permitan estimar la Tasa Óptima de Producción. Por ende, es necesario generar herramientas computacionales al alcance que permitan así solventar dicha necesidad, y además verificar que la producción de un pozo se encuentre dentro de su tasa más eficiente como lo establece el Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 Objetivo General

Estimar la tasa óptima de producción en pozos de crudo extrapesado del Campo Morichal de la Faja Petrolífera del Orinoco mediante simulación.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica de los fundamentos y métodos de obtención de la tasa óptima de producción, uso del simulador PIPESIM así como del Reglamento sobre la Conservación de los hidrocarburos Gaceta Oficial N° 28.851 de fecha 13 de febrero de 1969.
- Generar la data de producción de los pozos en estudio del Campo Morichal, a través de puntos de prueba y caracterización de yacimientos.
- Diseñar una matriz de evaluación que permita realizar una revisión de las características de los pozos del Campo Morichal, ajustados a la naturaleza de producción del campo en estudio.
- Generar una hoja de cálculo que permita determinar datos de producción en los pozos del campo en estudio.
- Ejecutar análisis de sensibilidad en el simulador PIPESIM sobre parámetros de producción que permitan validar la hoja de cálculo.
- Realizar una comparación entre las tasas de producción (tasa óptima y tasa crítica óptima) generadas de la hoja de cálculo y el simulador; asimismo un análisis de lo establecido en el Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos.

1.3 Alcance de la Investigación

La base principal de la investigación está centrada en la estimación de las tasas óptimas y las tasas críticas óptimas de producción de los pozos del Campo Morichal, así como la identificación de oportunidades de incremento o mantenimiento de la producción en los pozos que lo permitan, considerando el estado de operación del

sistema de levantamiento artificial BCP de cada pozo. Para esto se seleccionarán los pozos a evaluar, a los cuales se les aplicarán las correlaciones existentes para estudiar la productividad de los pozos horizontales y validar la aplicación de la metodología seleccionada por medio de simulación. Finalmente, interpretar los resultados obtenidos con la finalidad de determinar la tasa óptima de producción de cada pozo y a su vez analizar dichos resultados con lo establecido en el Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos.

1.4 Limitaciones

La investigación está limitada por la posible falta de datos del campo en estudio, por la disponibilidad del Simulador PIPESIM así como la necesidad de la empresa petrolera y entes gubernamentales de obtener herramientas que se encuentren a su alcance para la estimación de la tasa óptima de producción.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la investigación

Con el fin de lograr un entendimiento del análisis nodal, índice de productividad, tasa óptima y tasa crítica óptima; así como de las características del área en estudio, se realizó una breve revisión de documentación técnica y académica para conocer estudios previos. Entre algunos importantes estudios se mencionan los siguientes:

El Análisis Nodal consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto, y puede ser utilizado para pozos surgentes como para pozos con sistemas de levantamiento artificial **Hirschfeldt (2009)**. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar el comportamiento de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada y salida. Otras aplicaciones de este procedimiento son: selección de diámetros de tuberías, selección de líneas de producción, diseño de sistemas de levantamiento artificial, evaluación de estimulación de pozos, entre otros.

Chacín, N. (2003) en el Programa de Adiestramiento titulado Bombeo de Cavidad Progresiva, destaca que en Venezuela las bombas de cavidades progresivas comenzaron a evaluarse a mediados de los años 80, siendo los resultados no muy satisfactorios debido al desconocimiento del alcance y limitaciones del sistema. Hoy en día, se cuenta con instalaciones exitosas en pozos de crudos viscosos, bajos y medianos; y a moderadas profundidades.

El sistema por Bombeo de Cavidades Progresivas es una opción para la explotación de los pozos productores de petróleo de baja inversión, bajos costos de transportes, instalación, operación y mantenimiento. En general, es un sistema económico y confiable que resuelve muchos de los problemas presentados por otros métodos de levantamiento artificial y una vez optimizado el sistema, su control y seguimiento es sencillo.

Al inicio de la puesta en marcha del sistema BCP es necesario realizar un seguimiento de las variables de operación de manera de esperar que las condiciones de operación se estabilicen, y así lograr la optimización de los pozos; para lo cual se presentó en este programa de adiestramiento un procedimiento manual para la optimización de un pozo instalado con BCP.

Mejías, J. (2011) desarrolló en su Trabajo Especial de Grado la determinación de los efectos de las caídas de presión sobre la productividad de los pozos horizontales completados del Campo Corocoro, Golfo de Paria. Para lo mismo se procedió a evaluar las caídas de presión mediante un modelo computacional, aplicando las fórmulas propuesta por Joshi (1991) para luego ser comparadas con el drawdown del yacimiento, determinando así el efecto de las caídas sobre la tasa de producción.

De igual manera, se evaluó un parámetro importante como lo es la tasa de agua producida, debido a una producción temprana de agua en los pozos de la arena 70B, por lo que se procedió a determinar mediante el método de Dikken las tasas críticas de cada uno de los pozos de las arenas 70A y 70B, llegando a la conclusión que todos los pozos están produciendo por encima de la tasa crítica, pudiendo así ocasionar una reducción de la producción de petróleo.

Morales, K.(2012) desarrolló en su Trabajo Especial de Grado la productividad real de los pozos horizontales evaluados en las macollas 2, 3 y 4 del Campo Cerro Negro, con seis ecuaciones disponibles en la literatura para el cálculo de índices de productividad para pozos horizontales. Donde la ecuación que mejor se ajustó a los valores reales medidos fue la ecuación de Cho y Shah (2001).

Marín, M. (2018) desarrolló en su Trabajo Especial de Grado una metodología para la optimización de la producción de pozos con bombas de cavidades progresivas (BCP) en un campo de crudo pesado en el área sur-este de la Cuenca Oriental de Venezuela. Dentro de la metodología se contempla la generación de una matriz de evaluación de pozos que permitirá definir criterios para la identificación y selección de los mismos, los cuales tuviesen mejores oportunidades de incremento de

producción así como tomando en consideración el estado de operación y desempeño de las completaciones con Bombas de Cavidades Progresivas.

Para ello se realizaron una serie de sensibilidades en parámetros operacionales del sistema de levantamiento y caracterización de los mismos respecto al drawdown, a fin de evitar el incremento de esta variable y mantener la energía óptima en el yacimiento.

2.2 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), es una extensa zona rica en petróleo pesado y extrapesado ubicada dentro de la Cuenca Oriental de Venezuela, al norte del Río Orinoco. Se extiende sobre un área de 55.314 Km², comprendiendo parte de los estados venezolanos Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro.

Este gran reservorio de petróleo fue dividido en cuatro grandes áreas: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (ver Fig. 1), divididos en 29 bloques que representan una gran potencialidad energética para el país, donde el reto principal debe ser el desarrollo integral de la faja así como del resto de las zonas petroleras venezolanas, mediante la extracción del crudo que se ha certificado, así como mantener la implementación de nuevas tecnologías que permitan incrementar el factor de recobro de esas reservas.



Fig.1: Mapa Faja Petrolífera del Orinoco (Modificado de Giménez, 2017)

La importancia de la Faja Petrolífera del Orinoco está en que constituye para Venezuela y el mundo, la principal fuente de producción de hidrocarburos contando con unas reservas probadas que pueden llegar a 400 años, así como es importante destacar que es una zona rica en gas.

En los yacimientos de la FPO el petróleo que satura las arenas del área son de tipo pesado y extrapesado, donde una de las características de las formaciones que conforman a estos yacimientos es que las arenas son no consolidadas, es decir, que los granos de arena tiene poca adhesión entre sí por lo tanto son bastante sueltos; lo cual a su vez genera que el yacimiento en su estado inicial presenta alta porosidad y alta permeabilidad, pero al ser perforado la pared del hoyo es bastante inestable.

El petróleo contenido es principalmente considerado como extrapesado, con valores de gravedad API menores a 10°, sin embargo es considerado como pesado porque puede ser producido mediante métodos de producción de petróleo pesado. Las propiedades petrofísicas y geológicas de las diferentes zonas difieren entre ellas, pero es posible afirmar que la porosidad se encuentra en el rango del 30% mientras que las permeabilidades varían entre 10 y 20 Darcy. Los espesores de arenas se encuentran entre 50 y 200 pies y dichas arenas se encuentran a profundidades someras.

2.2.1 Características Geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco

Los sedimentos de los horizontes productores de la FPO se caracterizan por ser en parte de un sistema deltáico que tuvo su origen en los sedimentos precámbricos del sur de Venezuela. Posee un potencial petrolífero de edad Cretácica y Terciario Superior, con ambientes de sedimentación pocos profundos formados, por procesos de transgresión y regresión. La secuencia de rocas sedimentarias reposa sobre un basamento de origen ígneo-metamórfico de edad Precámbrica.

La sección superior pertenece a las formaciones Las Piedras y Mesa, compuestas por arenas y lutitas; seguido de las capas de la Formación Freitas y al profundizar se encuentran las arenas y lutitas de los Miembros Pílon, Jobo, Yabo y las arenas

masivas con intervalos de lutitas en el Miembro Morichal, todos pertenecientes a la Formación Oficina.

2.2.2 Sedimentología de la Faja Petrolífera del Orinoco

La columna sedimentaria se encuentra representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una transgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

2.3 División Carabobo (Campo Morichal)

La División Carabobo comprende un área de 2.311 Km² y se encuentra ubicada en el extremo este de la Faja Petrolífera del Orinoco, al norte del río Orinoco; limitada por los bloques Carabobo 1, Carabobo 2, Carabobo 3 y Carabobo 4, con un área aproximada de 500 Km² cada uno. Dentro de dicha área se encuentran adscritas 7 empresas: 1 negocio de esfuerzo propio (Distrito Morichal) y 6 Empresas mixtas (3 tradicionales y 3 nuevos desarrollos). Las empresas mixtas con 6 países socios: Petromonagas y Petrovictoria (Rusia), Petrolera Sinovensa (China), Petrocarabobo (España, India), Petrodelta y Petroindependencia (Japón, Usa) (ver Fig.2). En lo que respecta a las reservas de hidrocarburos, la División Carabobo posee aproximadamente el 22% de las Reservas Totales Certificadas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

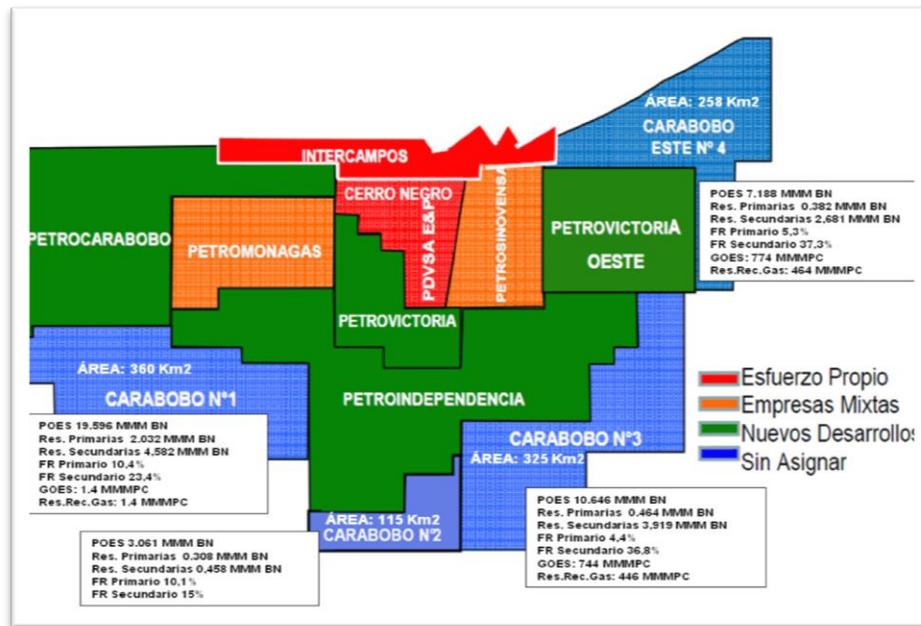


Fig.2: Ubicación Geográfica de los Bloques de la División Carabobo (Tomado de Plan de Desarrollo Morichal, 2018)

La producción de hidrocarburos es un proceso que implica la buena factibilidad que presentan los diferentes yacimientos para ser explotados, de aquí la importancia de estudios geológicos así como la implementación de técnicas geológicas y de laboratorio que indique que el hidrocarburo que se encuentra en la formación será factible y comercialmente explotable, esto a través de la determinación de las diferentes características de los yacimientos y de los hidrocarburos. En la Fig. 3 se puede observar las características de los yacimientos y de los hidrocarburos de la División Carabobo.

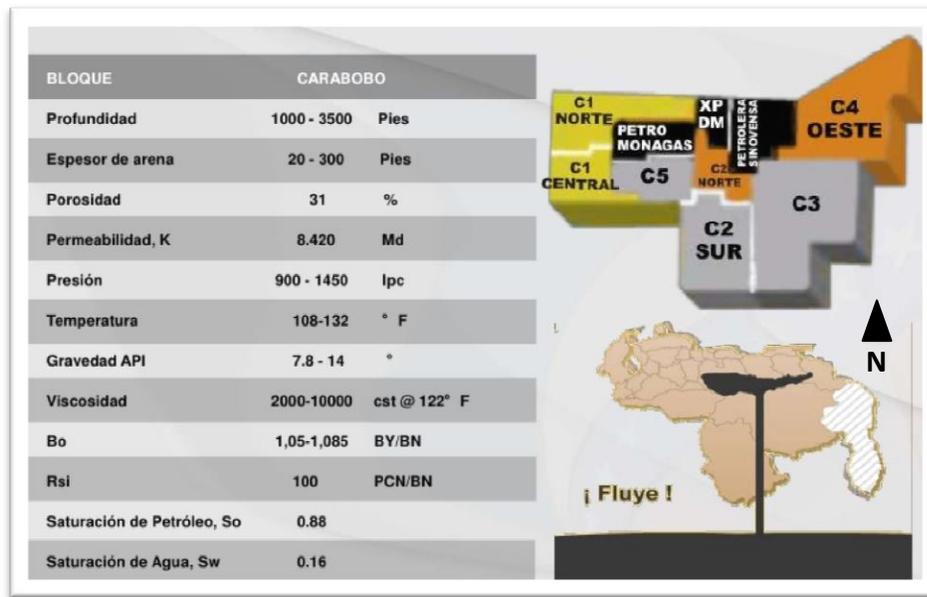


Fig.3: Propiedades de la División Carabobo (Tomado de Rodríguez, 2010)

Es de saberse que cuando un pozo produce por flujo natural del yacimiento, este mecanismo no se mantiene hasta agotarse las reservas de hidrocarburos, sino que llega un momento en que la presión del yacimiento ha descendido lo suficiente como para que la caída de presión sea menor, lo cual va hacer que el yacimiento suba los fluidos hasta cierta profundidad del pozo y a partir de allí aplicar un mecanismo para desplazar dichos fluidos hasta superficie.

De aquí la importancia de la aplicación de los diferentes métodos artificiales de producción, con los cuales se buscan recuperar lo máximo del remanente que ha quedado en el yacimiento. En la Fig.4 se puede observar algunos de los métodos artificiales aplicados en la División Carabobo.



Fig.4: Métodos Artificiales aplicados en la División Carabobo (Tomado de Hernández, 2010)

El Área de estudio pertenece al Distrito Morichal, el cual tiene un área total de 742,38 Km² se encuentra distribuido en las áreas de extrapesado (Campo Cerro Negro) y en las áreas de pesado (Campos Jobo, Morichal, Pílon, y Uverito).

Dentro del Distrito se encuentra un total de 24 yacimientos activos y 4 yacimientos inactivos, distribuidos de la siguiente manera en la Tabla 1:

Tabla 1: Yacimientos Activos e Inactivos del Distrito Morichal. (Plan de Desarrollo Morichal)

CAMPO	TOTAL DE YACIMIENTOS	YACIMIENTOS ACTIVOS	YACIMIENTOS INACTIVOS
Cerro Negro	7	6	1
Morichal	10	7	3
Jobo	9	9	-
Pílon	1	1	-
Uverito	1	1	-

De igual manera cuenta con 84 macollas en existencia, donde 22 pertenecen al área de pesado y 62 al área de extrapesado. De la totalidad de las macollas, 45 de ellas han sido construidas desde el año 2006.

El Campo Morichal se encuentra ubicado en el bloque Carabobo, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, el cual es un área tradicional de crudos pesados adscrita al Distrito Morichal, Estado Monagas. El mismo está limitado al Norte Maturín, estado Monagas; al Sur el Río Orinoco, estado Bolívar; al Este el estado Delta Amacuro y al Oeste el Distrito San Tomé, San Tomé, estado Anzoátegui.

El campo petrolero debe su nombre a que se encuentra muy cerca del río Morichal Largo, al Sur del estado Monagas (ver Fig 5). Su principal función es la explotación y comercialización de crudo pesado y cuenta con un área del distrito de 13.366,57 km² y con un área operacional de 6.352,43 km². La explotación del mismo se inicia en el año 1958 con la perforación del pozo MPG0001 y con la finalidad de obtener la recuperación óptima de los hidrocarburos desde el año 1996 se ha implementado esquemas de explotación a través de pozos horizontales, re-entradas y pozos desviados; así como la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada.

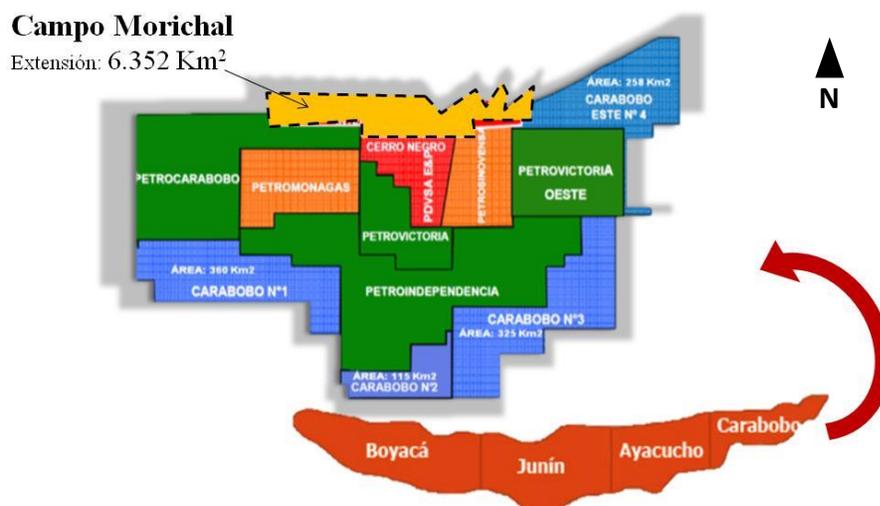


Fig.5: Ubicación del Campo Morichal en el área del Distrito Morichal (Modificado de Quijada, 2008)

2.3.1 Geología Regional del Campo Morichal

El Campo Morichal, se encuentra ubicado en el Área Mayor de Temblador, zona central del Estado Monagas y al norte del Área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Los campos petrolíferos del Área Mayor de Temblador se encuentran en el Flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, a lo largo de franjas paralelas (fallas paralelas) de rumbo Noreste. En la alineación Norte se ubican los campos de El Salto, Jobo y Morichal; en la banda Sur, la línea de acumulaciones de Temblador, Isleño, Pílon, Uracoa, Bombal y Tucupita.

La estratigrafía de los campos del Área Mayor de Temblador es característica de la zona Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, por lo cual todos los campos de esta área son estratigráficamente similares. Cuatro grandes unidades sedimentarias, las formaciones Mesa, Las Piedras, Freitas y Oficina, cubren discordantemente una unidad sedimentaria cretácica, el Grupo Temblador.

El Área Mayor de Temblador comprende un conjunto de campos petrolíferos en una alineación de fallas subparalelas de rumbo Noreste. Los campos presentan semejanza estructural, y se encuentran todos sobre un homoclinal de rumbo N70°E, donde el Basamento desciende suavemente hacia el Norte, cortado por fallas normales escalonadas de dirección general Este-Noreste. La mitad de las fallas buza al Sur, limitando los yacimientos. El movimiento estructural se ha ubicado en el Mioceno Superior y Plioceno Inferior, puesto de las fallas afectan la Formación Piedras Inferior y Medio y se profundizan dentro del Basamento.

2.3.2 Geología local del Campo Morichal

La columna sedimentaria está constituida por las formaciones Mesa y las Piedras, edades Pleistoceno y Plioceno-Mioceno Superior respectivamente; seguidamente en orden descendente se encuentra La Formación Freitas (Mioceno Medio) y la

Formación Oficina (Mioceno Medio- Inferior) la cual constituye la roca recipiente más importante del área, formada por los miembros Pílon, Jobo, Yabo y Morichal.

2.3.2.1 Formación Oficina

Dentro del área de estudio la principal roca yacimiento es la Formación Oficina, del Mioceno Temprano, descrita como depósitos fluvio-deltaico; que a su vez corresponde a la formación productora. La Formación Oficina está subdividida en cuatro miembros principales que de base a tope se denominan Morichal, Jobo, Temblador y Pílon. Miembro Morichal para las arenas basales. Miembro Yabo para el intervalo lutítico que separa el Miembro Morichal del Miembro Jobo, que a su vez contiene las arenas superiores de la Formación Oficina. Por último un intervalo predominante lutítico denominado miembro Pílon que va desde el tope del miembro Jobo hasta el tope de la Formación Oficina. Dentro de esta Formación, el Miembro Morichal representa el intervalo de roca más importante desde el punto de vista petrolífero.

2.3.2.2 Miembro Morichal

El Miembro Morichal es el de mayor espesor, con grano fino a medio, poco consolidados, intercalados con lutitas carbonosas y limolitas con capas de lignito. Presenta la mayor acumulación de arena de la Formación Oficina con facies de corrientes entrelazadas y combinación de barras de meandro y de desembocadura (ambiente fluvial a deltaico).

El Miembro Morichal de la Formación Oficina está dividido en tres unidades productoras, los cuales corresponden a los siguientes Miembros:

Morichal Inferior se encuentra donde existen paquetes de arenas masivas pocas consolidadas asociadas a un ambiente fluvial, Por su parte Morichal Medio, desarrollado a partir de una transgresión que evoluciona desde facies arenosas de ambientes continentales de canales fluviales posiblemente de ríos entrelazados

depositados discordantemente sobre un Basamento Ígneo-Metamórfico y finalmente Morichal Superior representado por facies de ambiente marino somero.

2.3.2.3 Miembro Yabo

Representa la sección lutítica que separa los miembros Morichal y Jobo. Este miembro está definido claramente en los campos ubicados al norte del Bloque, pero hacia el sur se vuelve más arenoso, en donde en ocasiones la arena asociada a dicho miembro presenta saturación de petróleo, sin embargo, por el poco espesor (5 pies) no se considera como prospecto económico para la producción de hidrocarburos. Los contactos inferior y superior de Yabo son concordantes con las arenas del miembro Morichal y con las secuencias de lutitas carbonosas y arenas del Miembro Jobo.

2.3.2.4 Miembro Jobo

Representado por una alternancia de arenas, lutitas y limolitas que tienden hacerse más arenosos hacia el tope mostrando buenas saturaciones de petróleo, por lo que este miembro constituye el segundo en importancia petrolífera dentro de la Formación Oficina después del Miembro Morichal con calidad de petróleo de 14° API.

2.3.2.5 Miembro Pilón

Representa el Miembro más joven de la Formación Oficina y la parte superior de la misma, que suele caracterizarse hacia los Campos del norte por una sección arcillosa transgresiva con escasos lentes de arenas, en dirección al sur esta unidad sedimentaria incrementa su carácter arenoso. Mientras que los mayores espesores de arena petrolífera se encuentran hacia el este.

2.4 Pozos Horizontales

Los Pozos Horizontales son aquellos que son perforados paralelamente a los planos de estratificación del yacimiento o hasta alcanzar 90 grados de desviación con respecto a la vertical, siempre y cuando sea perforado inicialmente desde superficie,

debido a que si se perfora desde un pozo ya existente se le denomina reentrada (ver Fig. 6)

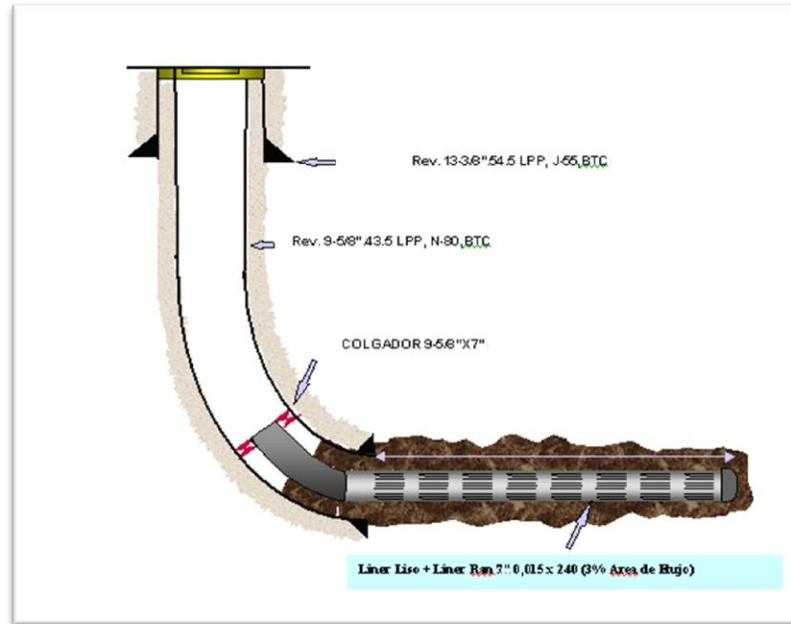


Fig.6: Diagrama Mecánico Tipo Horizontal empleado en el Distrito Morichal (Tomado de Plan de Desarrollo Morichal, 2018)

La técnica consiste básicamente, en penetrar en forma horizontal un estrato productor y de esta manera aumentar el área de exposición al flujo dentro del yacimiento, reduciendo a la vez la caída de presión entre el borde exterior del yacimiento y del pozo.

Para la Industria Petrolera no es una novedad los pozos de petróleo y gas que terminen con una sección horizontal, pero en los últimos años se ha incrementado la utilización de los mismos. Gran parte del petróleo existente en la Faja Petrolífera del Orinoco está siendo recuperada mediante la perforación de pozos horizontales y multilaterales para alcanzar un contacto efectivo con la mayor parte del yacimiento. Así como la implementación en algunos casos de inyección de diluyentes, con el fin de reducir la viscosidad del fluido y mediante el uso de métodos de levantamiento

artificial, tales como los sistemas de bombeo de cavidad progresiva (BCP) para llevar los hidrocarburos a superficie.

La necesidad de aumentar la producción en la Faja por ser un negocio económicamente viable, genera a su vez una importante producción de arena requiriendo así sistemas de levantamiento artificial con motores y bombas. Donde los pozos horizontales han podido solucionar esta problemática, generando mayores tasas de producción con menor caída de presión y por lo tanto minimizar la producción de arena.

2.4.1 Aplicabilidad de los Pozos Horizontales

La aplicabilidad de los pozos horizontales va a depender de las condiciones de la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo. Entre las aplicaciones más comunes se encuentran:

- Yacimiento de poco espesor de arena.
- Yacimientos con problemas de Conificación y Canalización de agua y/o gas.
- Yacimiento de gas no asociado.
- Yacimiento de alta permeabilidad.
- Yacimiento de baja permeabilidad.
- Yacimientos con empuje de agua o capa de gas-petróleo.
- Yacimientos naturalmente fracturados.
- Recuperación mejorada de crudo.
- Perforación de localizaciones inaccesibles.
- Reducción del número de localizaciones.

2.4.2 Ventajas de la Perforación de Pozos Horizontales

- Incremento en el índice de productividad de 2 a 5 veces más que la de un pozo vertical.
- Incrementa el área de drenaje por pozos en el yacimiento.
- Reduce la canalización de gas y conificación de agua.

- Mayor petróleo producido por pozo al final de su vida.
- Reducción del número de pozos perforados.
- Mejor conocimiento de la heterogeneidad del yacimiento.
- Mayor eficiencia de barrido y exposición a la inyección por tener un área de contacto mayor.

2.4.3 Desventajas de la Perforación de Pozos Horizontales

- Altos costos de perforación, debido a que se requiere mayor tiempo de taladro que en un pozo vertical y el incremento del riesgo a presentar problemas operacionales.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.
- Las opciones de recompletación son limitadas, en los casos en que se desea controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas/petróleo.
- La corrida de registros presenta dificultad para corregir el rumbo de la perforación.
- La excesiva ondulación de la trayectoria del pozo y los bajos gradiente de presión podrían dificultar la limpieza del mismo.
- Requieren fluidos especiales y libres de sólidos para prevenir el daño a la formación.

2.4.4 Parámetros a considerar en la Perforación de un Pozo Horizontal

- Grado de agotamiento del yacimiento: La productividad que se logra con un pozo horizontal es de 2 a 8 veces más alta que la de un pozo vertical. Si el yacimiento se encuentra altamente drenado, la perforación de un pozo vertical no aumentaría la producción lo suficiente como para justificar económicamente el pozo, mientras que si el yacimiento agotado podría tener suficientes reservas como para justificar el aumento de los costos de la perforación horizontal con el fin de aumentar la producción.
- Espesor del yacimiento: Un pozo horizontal en un yacimiento de espesor delgado se comporta como un pozo vertical.

- Permeabilidad Vertical: Para que un pozo horizontal presente una buena productividad debe drenar de un yacimiento con buena comunicación vertical donde una baja permeabilidad vertical reduce la productividad del pozo, por esto los pozos horizontales no son convenientes en formaciones que presentan abundantes barreras de lutitas.
- Geología del área: Se debe tomar en cuenta parámetros como buzamientos, presencia de fallas, cambios de porosidad y contacto agua-petróleo o gas-petróleo.
- Buzamiento estructural: Es un parámetro importante a considerar en la planificación de la trayectoria de un pozo horizontal, ya que éste permite definir el ángulo óptimo con el cual se perforará la arena objetivo.
- Espaciado de los pozos: En yacimientos altamente drenados la perforación de pozos muy próximos entre sí puede producir interferencia entre ellos, mientras que en los yacimientos con empuje de agua o gas el espaciamiento entre los pozos dependerá de la distancia mínima requerida para evitar la conificación de agua y/o gas.

2.5 Bombas de Cavidades Progresivas (BCP)

En los últimos años las Bombas de Cavidades Progresivas han experimentado un incremento como método artificial en Venezuela, siendo la Faja Petrolífera del Orinoco el área con el mayor número de unidades de BCP. Las mismas representan un Método de Levantamiento Artificial para crudos pesados, livianos y medianos que ofrecen una amplia versatilidad, alta eficiencia y bajo costo. La geometría simple de estas bombas está constituida principalmente por un rotor metálico y un estator elastomérico, lo cual hace que el sistema presente ciertas ventajas.

Los sistemas BCP presentan algunas características únicas que las hacen ventajosas con respecto a otros métodos de levantamiento artificial, donde una de sus cualidades más importante es su alta eficiencia total, obteniéndose eficiencias entre 56 y 78% (Ver Fig. 7).

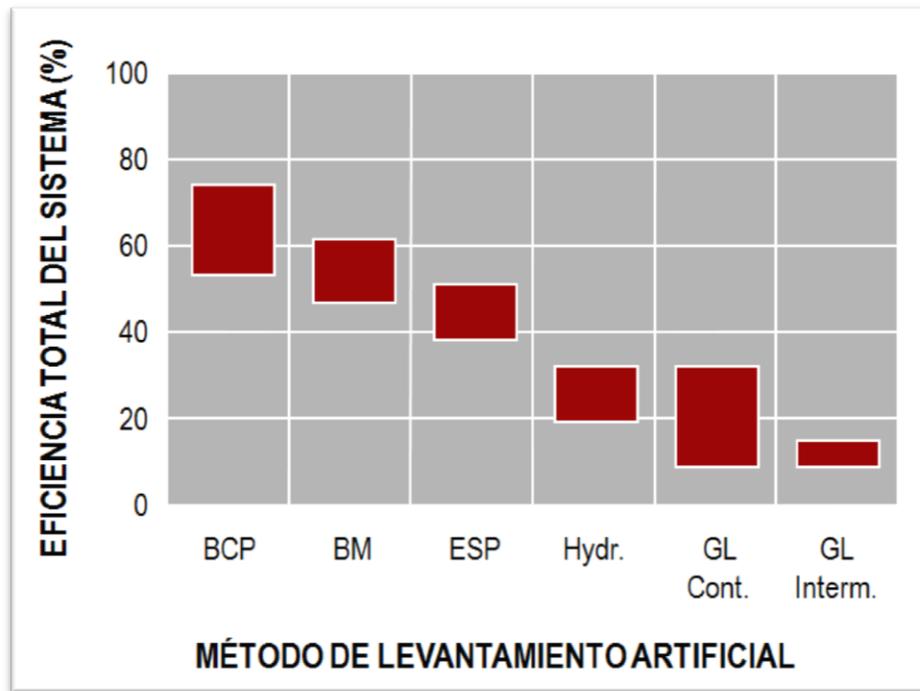


Fig.7: Eficiencia Total de los Diferentes Métodos de Levantamiento Artificial. (Tomado de Escalante, 2016)

2.5.1 Componentes del Sistema de BCP

Un sistema BCP se encuentra conformado por equipos de superficie y de subsuelo, a continuación se presenta una breve descripción de los principales componentes:

2.5.1.1 Equipos de Superficie:

- **Cabezal giratorio:** Es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente en el cabezal del pozo, tiene como función principal aguantar el peso de la sarta de cabillas y rotar la misma, ajustado a una caja de velocidad variable con su respectiva caja de engranajes.
- **Motor:** Equipo que se encarga de accionar el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas. Pueden ser eléctrico, de combustión interna o hidráulica.

- Barra pulida y su grapa: Es un tubo sólido que se conecta a la sarta de cabillas y es soportada en la parte superior del cabezal giratorio mediante la instalación de una grapa.
- Prensa estopa: Equipo que tiene como función principal sellar el espacio entre la barra pulida y la tubería de producción, evitando así la filtración y comunicación del área donde está ubicado el pozo. El diámetro interno de la prensa estopa varía dependiendo de la barra pulida.

2.5.1.2 Equipos de Subsuelo:

- Tubería de producción: Es un tubo de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.
- Sarta de cabillas: Es un conjunto de cabillas unidas entre sí que se introducen en el pozo y forman parte integral del sistema de bombeo de cavidad progresiva, donde es recomendable utilizar cabillas de un mismo diámetro para éste tipo de sistema. Las cabillas se rigen según las normas API. Tienen la función de transmitir la potencia desde el accionamiento de superficie hasta la bomba.
- Bombas de cavidad progresiva: Es una bomba de desplazamiento positivo engranada en forma espiral, cuyos componentes principales son un rotor y un estator. La capacidad de fluido que pueden manejar estas bombas está en función del modelo y del número de etapas en el ciclo de bombeos de las mismas.
- Estator: Es una hélice doble interna, hecho de un elastómero sintético el cual está adherido dentro de un tubo de acero, usualmente está conectado a la tubería. En el estator se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que sirve para sostener el rotor y a la vez es el punto de partida para el espaciado del mismo.
- Elastómero: Es una goma en forma de espiral y esta adherido a un tubo de acero el cual forma el estator. El elastómero es un material que puede ser elongado varias

veces su longitud original, y tiene la capacidad de recobrar rápidamente sus dimensiones, una vez que la fuerza es removida.

- Rotor: Es una pieza que está suspendida y gira por las cabillas, siendo la única pieza que se mueve en la bomba. Consiste en una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, que tiene como función principal bombear el fluido girando de modo excéntrico dentro del estator, creando cavidades que progresan en forma ascendente.
- Centralizador: Componente adicional, que tiene como mayor uso proteger las partes del sistema. El tipo de centralizadores es el “no soldado”, el cual es empleado con el propósito de minimizar el efecto de variaciones y a la vez centralizar la bomba dentro del revestidor.
- Buje: Componente que está colocado en la punta del estator, con el fin de ayudar el posicionamiento del rotor durante la instalación de la bomba.
- Ancla o separador de gas: Componente opcional, debido a que se toma en cuenta cuando el gas llega a afectar la eficiencia volumétrica de la bomba.
- Ancla de tubería: Componente que solo se utiliza para evitar que durante las operaciones, la tubería se desenrosque.

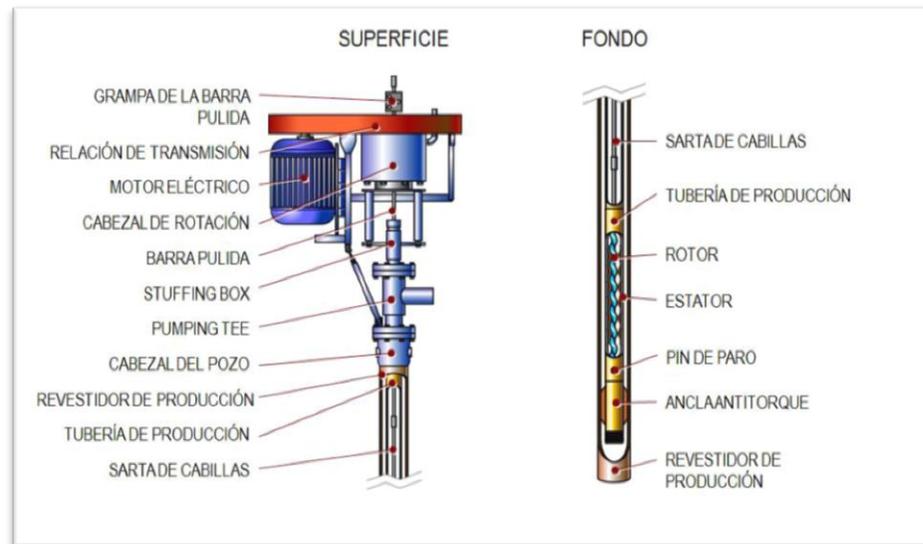


Fig.8: Instalación típica de BCP (Tomado de Escalante, 2016)

2.5.2 Geometría de las BCP

Existen distintas geometrías, las cuales están relacionadas con el número de lóbulos del estator y del rotor. La relación entre el número de lóbulos del rotor y del estator permite definir la nomenclatura que indica la geometría de la bomba, donde siempre el estator tiene un lóbulo más que el rotor.



Fig.9: Geometría en BCP (Tomado de Escalante, 2016)

2.5.3 Clasificación de las BCP

Existen diferentes criterios para realizar la clasificación de estas bombas, una primera clasificación es:

- Bombas industriales (bombas horizontales) las cuales abarcan un gran rango de aplicaciones, como procesamiento de alimentos, etc.
- Bombas para aplicaciones petroleras desde extracción de hidrocarburos hasta recuperación de lodos de perforación.

En contexto de una segunda clasificación se tiene:

- Bombas tubulares: En este tipo de bombas el estator y el rotor son elementos independientes uno del otro. El estator se baja en el pozo conectado a la tubería de producción mientras que el rotor se conecta y se baja al pozo con la sarta de cabillas. En general estas bombas ofrecen mayor capacidad volumétrica y para el reemplazo del estator se debe recuperar toda la completación de producción.
- Bombas tipo Insertable: En este tipo de bombas, a pesar de que el estator y el rotor son elementos independientes, ambos son ensamblados como un conjunto el cual se baja en el pozo con la sarta de cabillas hasta conectarse en una zapata o niple de asentamiento. Tienen el inconveniente de ofrecer bajas tasas de producción, debido a que su diámetro está limitado al diámetro interno de la tubería de producción; pero a su vez ofrece la versatilidad de que para su reemplazo no es necesario recuperar la tubería de producción consiguiendo así ahorro en tiempo, costos y producción diferida.
- Bombas de geometría simple: Son aquellas bombas en las cuales el número de lóbulos del rotor es de uno, mientras que el estator es de dos lóbulos (relación 1:2).
- Bombas Multilobulares: Son aquellas bombas que ofrecen rotores de 2 o más lóbulos mientras que los estatores de 3 o más lóbulos. Estas bombas ofrecen mayores caudales así como mayores desplazamientos volumétricos, también ofrecen a su vez menor torque que las bombas de geometría simple.

- Bombas de Alto Caudal: Bombas de alto desplazamiento o alto caudal ofrecidas por cada fabricante, donde el desplazamiento viene dado principalmente por el diámetro de la bomba y la geometría de las cavidades.
- Bombas de gran altura (head): Bombas donde la altura de las mismas representa su capacidad para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo que se traduce en profundidades de asentamiento de bombas o en diferenciales de presión a vencer.

2.5.4 Funcionamiento del Sistema de BCP

Las bombas de cavidades progresivas son de desplazamiento positivo, con una geometría que permite la formación de dos o más cavidades separadas y en forma de espiral. Cuando el rotor gira hacia la derecha, las cavidades se mueven y la presión se incrementa desde la succión hasta la descarga de la bomba.

El cabezal rotatorio proporciona el movimiento de rotación desde la superficie y lo transmite al rotor a través de la sarta de cabillas, a medida que el rotor gira excéntricamente dentro del estator, se forma una serie de cavidades selladas, las cuales progresan desde la succión hasta la descarga durante el funcionamiento de la bomba. Cuando ocurre la apertura de una cavidad, su cavidad opuesta se cierra simultáneamente y el área de flujo de la cavidad permanece invariable. Esto genera un flujo de desplazamiento positivo constante y no-pulsante. El desplazamiento durante el bombeo depende de la velocidad de rotación y de tres factores geométricos: el diámetro de la sección transversal del rotor (d_r), la excentricidad o el radio de la hélice (E) y el paso del estator (P_s).

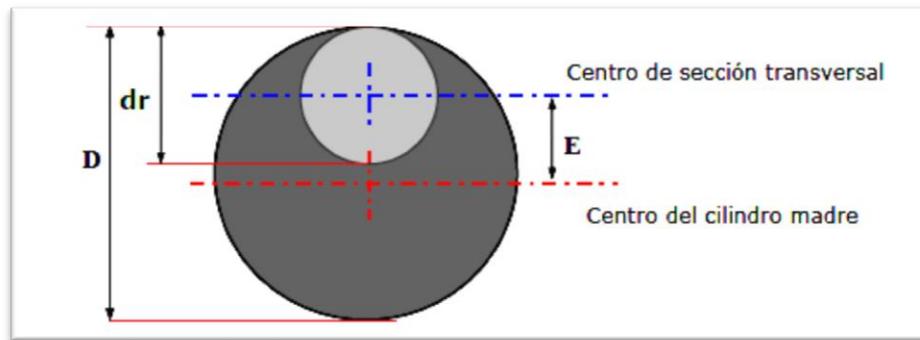


Fig.10: Sección transversal de una bomba de cavidades progresivas (Tomado de Hirschfeldt, 2008)

Desplazamiento de la bomba (ml/rev): Se define como el volumen generado por la bomba a cero altura por una revolución completa del rotor. Considerando que el área de fluido en una sección de la bomba es igual a 4 veces el diámetro menor del rotor por la excentricidad, entonces el desplazamiento se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$V_d = 4 * dr * E * P_s$$

Donde:

V_d = desplazamiento teórico de la bomba (cm³/ rpm)

dr = Diámetro menor del rotor (cm)

E = Excentricidad del rotor (cm)

P_s = paso del rotor (cm)

Altura de descarga (h): La altura de descarga o head de la bomba, es la capacidad de la misma para vencer la presión hidrostática y transportar los fluidos hasta las instalaciones de superficie. El head se puede expresar de dos maneras: como presión (lpc, bar, etc.) o como altura de fluido (m, pies, etc). El head es función directa del número de etapas de la bomba, debido a que cada etapa genera una presión diferencial en sus extremos, entre una cavidad y la siguiente, de modo que la presión diferencial se incrementa de una etapa a otra dentro de la bomba. Por otro lado la longitud de una etapa es igual a la longitud de una cavidad.

Eficiencia Volumétrica: Es la tasa de producción real entre la tasa de producción teórica, ambas a una determinada velocidad de bombeo y un determinado head. La misma también es afectada por otros factores como interferencia, escurrimiento.

Interferencia: Es la diferencia entre el radio del rotor y el diámetro menor de la capacidad del estator, garantizando que exista el sello entre las cavidades que permite la acción de bombeo. Si la interferencia es muy pequeña el sello se rompe fácilmente, lo cual produce un escurrimiento excesivo y una baja eficiencia volumétrica. Por otra parte, si la interferencia es excesiva, se producirá un torque de fricción muy alto que podría conducir eventualmente a la destrucción del estator (elastómero).

Escurrecimiento (resbalamiento): Ocurre cuando la bomba es sometida a una diferencia de presión entre su succión y su descarga, y el fluido trata de romper cada sello para regresar a las cavidades anteriores. Es función del diferencial de presión, de la interferencia de la bomba a condiciones de operación y de la viscosidad del fluido.

Capacidad (m^3/rev): Es el volumen de fluido desplazado por unidad de tiempo a condiciones de operación, este volumen debe incluir tanto el líquido manejado como cualquier cantidad adicional de gas disuelto o atrapamiento a condiciones de operación.

Velocidad de Operación de la Bomba (rpm): Valor en función del caudal, velocidad de rotación o rpm del motor y la carga o altura de bombeo.

Velocidad de Rotación (rpm): Relación entre un caudal (Q_o) y el volumen desplazado (V_o).

2.5.5 Factores que afectan el funcionamiento de las BCP

Principales factores que afectan el funcionamiento de un sistema BCP:

- Ambiente químico: De los componentes químicos presentes en el crudo, los componentes aromáticos son aquellos que se consideran más agresivos debido a su compatibilidad química con los elastómeros comúnmente utilizados en la fabricación de estatores. Otro factor a considerar es el contenido de CO_2 y H_2S en el pozo. El CO_2 en estado líquido o gaseoso tiende a hinchar el elastómero, por el contrario el H_2S es capaz de atacar químicamente al material, específicamente en el caso de cauchos nitrilo, produciendo fragilización y pérdidas de propiedades elásticas.

Es de importancia mencionar que un corte elevado de agua también puede producir efectos negativos, debido a su naturaleza polar, el agua puede ocasionar problemas de hinchamiento del elastómero.

- Temperatura del crudo a nivel de la bomba: Una presión excesiva por etapa puede generar una fragilización y desgarramiento del elastómero. A su vez este factor favorece la comunicación entre las cavidades selladas, lo cual genera una disminución de la eficiencia de la bomba.
- Niveles de abrasión: El manejo de crudo con altos contenidos de arena requiere que el elastómero se deforme de manera reversible para permitir el paso de partículas de arena sin causar el desgarramiento del estator.
- Relación de gas libre a nivel de la bomba: Los sistemas BCP permiten el manejo de fluidos con altos contenidos de gas, sin embargo, no pueden operar en seco debido a que la fricción entre el rotor y el estator produce fragilización y quemadura del estator; por lo que la bomba para su funcionamiento requiere de una cantidad de fluido que actúe como lubricante. El manejo de fluidos con alta relación de gas requiere utilizar diseños con alta capacidad volumétrica y bajos diferenciales de presión por etapas (mayor número de etapas en la bomba).
- Sumergencia de la bomba: Es un factor importante a la hora de realizar ajustes para la optimización del sistema, no es aconsejable ajustar la velocidad necesaria en

un solo paso para obtener la sumergencia mínima de la bomba, ya que se corre el riesgo de dañar el sistema si se aumenta la velocidad hasta que provoque el “achique” del pozo y por ende un bombeo vacío.

- Viscosidad del crudo: A medida que aumenta la viscosidad, disminuye el escurrimiento y aumenta la eficiencia de la bomba.
- Espaciamiento del rotor: Es la distancia necesaria entre el pasador del niple de paro y el extremo inferior del rotor, para garantizar la formación de todas las etapas posibles y evitar el contacto del rotor con el niple de paro en condiciones de operación.

2.5.6 Ventajas de las BCP

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos.
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena.
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre.
- Buena resistencia a la abrasión.
- Demanda constante de energía.
- Simple instalación y operación.
- Bajo mantenimiento.
- Equipos de superficie de bajas dimensiones.
- Bajos costos de inversión inicial.

Con referencia a lo anterior acerca de la habilidad de las bombas BCP de producir a altas concentraciones de arena, donde con el simple flujo de fluidos del yacimiento al pozo puede acarrear dichos sólidos, es de importancia mencionar que el movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de petróleo o gas, ocasionan problemas tanto económicos como de riesgos a las instalaciones así como interrupción en la producción.

2.5.7 Desventajas de las BCP

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2000 BPD O 320 m³/día (máximo 4000 BPD o 640 m³/día).
- Capacidad de elevación real de hasta 6000 pies o 1850 metros.
- Resistencia a la temperatura 280°F o 138 °C (máximo 350 °F o 178 °C).
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo).
- Opera con bajas capacidades volumétricas cuando se produce cantidades de gas libre considerables.
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos.
- Desgaste por contacto entre las cabillas de bombeo y la tubería de producción.
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir la bomba.
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varillas de bombeo.

Es importante mencionar que estas limitaciones están siendo superadas cada día mediante la implementación de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. Con una correcta aplicación, los sistemas BCP proveen el método más económico de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

2.6 Inyección de Diluyentes

La dilución de crudos pesados y extrapesados es un proceso por medio del cual se mezcla un crudo pesado o extrapesado (fluido primario) con otro fluido menos viscoso, el cual recibe el nombre de diluyente. A su vez la inyección de diluyentes tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo y facilitar el transporte del mismo; así como aumentar la gravedad hasta 16° API.

El diluyente se inyecta en el cabezal del pozo o en el fondo a la entrada de la bomba. La ventaja que se presenta de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, con lo que se genera un mayor llenado de la cavidad, aumentando así la eficiencia volumétrica. En este caso la bomba maneja no solo los fluidos del yacimiento, sino también el caudal del diluyente, lo cual disminuye la eficiencia total del yacimiento. Por otra parte, si la inyección se realiza en el fondo a la descarga de la bomba se coloca una válvula check a la entrada de la bomba para evitar la inundación de la misma en caso de fallas eléctricas.

2.6.1 Importancia de la Inyección de Diluyentes

- Reduce el consumo de energía eléctrica.
- Mejora el desplazamiento en la línea de producción.
- Permite realizar una mejor separación, deshidratación y desalación de los crudos extrapesados.
- Obtención de una mezcla con una viscosidad intermedia entre la del fluido primario y la del diluyente.

2.6.2 Tipos de Diluyentes

En cuanto a la inyección de diluyentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, existen principalmente dos esquemas de producción que se aplica según se tenga o no la disponibilidad de un mejorador de crudo asociado, los cuales se llevan a cabo al llegar el crudo a superficie y luego de pasar por los separadores, siendo de importancia mencionar que si en el caso de instalar una bomba electrosumergible, dentro del pozo se agrega una línea a la terminación del pozo para inyectar el diluyente. El primero corresponde a lo denominado Producción Temprana, durante esta etapa el crudo producido es diluido utilizando un crudo liviano o mejorado, para llevarlo a condiciones de gravedad API establecidas según las exigencias del mercado. El diluyente más utilizado en esta etapa es una segregación producida en el Norte de Monagas denominada Mesa 30, la cual permite llevar un crudo entre 7,5° y

8° API a una mezcla de crudo diluido de 15,5° a 16° API, que es la segregación comercial de PDVSA, conocida como Merey 16.

Al presentar la disponibilidad de un mejorador de crudo, el diluyente por lo general suele ser Nafta pesada de 42° y 47°, la cual permite llevar el crudo extrapesado hasta 16° API.

El segundo esquema de producción es el denominado Producción Permanente, donde es utilizado como diluyente la Nafta de 54° API, Gasoil, incluso Diesel aunque los mejores resultados se han obtenido con Nafta de 47° API.

En base a lo anteriormente descrito se puede clasificar la dilución del crudo según el tipo de diluyentes en:

- Dilución con Mejorado (DCOM): Se utiliza un crudo mejorado o sintético para diluir el crudo producido.
- Dilución con Nafta (DCON): Se utiliza una Nafta, mayormente de 42°- 47° API para la dilución en la FPO.
- Dilución con Petróleo (DCOP): Se utiliza petróleo liviano para la dilución, en la FPO el crudo Mesa 30 es el más utilizado.

2.6.3 Tipos de Inyección de Diluyentes

La inyección de diluyentes se puede realizar en distintos puntos del pozo, dependiendo principalmente de la viscosidad del crudo a producir y del Índice de Productividad (IP) del pozo.

2.6.3.1 Inyección de Diluyente en el Cabezal del Pozo: La inyección se lleva a cabo en la línea de producción del crudo, con la finalidad de facilitar el transporte a través de las instalaciones de superficie. Debido a que el diluyente no está en contacto directo con la bomba (BCP), no existe posibilidad de que los aromáticos que contienen dañen el elastómero.

Entre sus principales ventajas:

- Incrementa la movilidad del crudo en la línea de producción, por lo que disminuye la presión en el cabezal haciendo que la bomba tenga que vencer menos presión para llevar el fluido a superficie.
- Mejora las condiciones de transporte del crudo en superficie.
- Los aromáticos del diluyente no afectan el estator de la bomba.
- Facilita la posterior deshidratación de la mezcla y la separación de gas.
- Disminuye los gastos en equipos y ensamblajes de fondo.

Por otra parte, las desventajas que presenta este tipo de inyección son:

- La sarta de cabillas de la bomba se ve sometida a un alto torque debido a la alta viscosidad del crudo.
- Pérdidas de energía por la tubería de producción.
- Alto esfuerzo de la barra pulida.

2.6.3.2 Inyección de Diluyente a fondo a través del Anular del Pozo: La inyección se lleva a cabo agregando el diluyente a presión o por gravedad al pozo a través del espacio anular.

Entre sus principales ventajas se tienen:

- Optimiza el desempeño del mecanismo de levantamiento artificial implementado.
- Se reduce el torque de las sargas de cabillas.
- Se reducen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.

Las desventajas que presenta este tipo de inyección son:

- No se garantiza que se genere la mezcla crudo-diluyente en las proporciones adecuadas.
- El gas debe ser manejado por la bomba.
- En el caso de que se agrega el diluyente por gravedad al pozo no se puede controlar la tasa de inyección del mismo.

Esta inyección se puede llevar a cabo, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales, de dos maneras según la completación que se tenga en el fondo del pozo:

Con empacadura de fondo: El diluyente es inyectado a través del espacio anular, pero debido a la colocación de una empacadura el mismo no pasa por debajo de la bomba. La inyección es realizada empleando un dosificador de fluidos, el cual es colocado sobre la válvula fija de la bomba, donde la principal función del mismo es controlar la inyección y permitir que se lleve a cabo una mezcla más homogénea crudo-diluyente.

Sin empacadura de fondo: La inyección del diluyente se realiza a través del anular y puede ser a presión o por gravedad. Este método presenta dificultades debido a la falta de control de la tasa de inyección de diluyente y a que la columna del diluyente inyectado restringe la entrada de fluido desde el yacimiento por efectos de contrapresión.

2.6.3.3 Inyección de diluyente al nivel de la bomba: La inyección de diluyente se realiza por lo general, utilizando una tubería de inyección de 1,3152 pulgadas, se puede llevar a cabo tanto a la descarga de la bomba como a la succión de la misma, en el primer caso no hay contacto directo entre el diluyente y el elastómero de la bomba por BCP, lo cual evita que el mismo se hinche, y por ende, dañe la bomba.

Entre sus principales ventajas se tienen:

- Al inyectarse el diluyente a la descarga de la bomba, el mismo no entra en contacto con el elastómero, lo cual evita el hinchamiento y posterior daño del mismo.
- Disminuye el torque de las sartas de cabillas.
- Disminuyen las pérdidas de presión por fricción en la tubería.
- Otra manera de inyectar el diluyente en el pozo a nivel de la bomba es por dentro de la tubería de producción, de esta manera el diluyente se mezcla con el crudo a la

descarga de la bomba y la mezcla pasa al anular del pozo por medio de un niple ranurado, de donde se produce.

La principal desventaja que se presenta la inyección de diluyente al nivel de la bomba es el costo adicional que se requiere para completar el pozo con la tubería de inyección.

2.6.3.4 Inyección de Diluyente en el fondo de la parte Horizontal del Pozo:

La inyección de diluyente se lleva a cabo dentro del liner ranurado que se encuentra en la sección horizontal del pozo. La mezcla crudo-diluyente se introduce a la tubería de producción a través de una tubería perforada.

Las principales ventajas de este tipo de inyección son:

- Aumenta la productividad de los pozos hasta en un 20%, debido a que se disminuye las pérdidas de fricción que se generan en el liner.
- Disminuye la acumulación de arenamiento.

La principal desventaja de este método son los costos asociados a los equipos necesarios para la colocación de la tubería de inyección, así como también la experiencia requerida para ello.

2.7 Principios Básicos de Producción

Como se puede observar en la Fig.11 es importante conocer una serie de parámetros que intervienen en la selección de la bomba, por lo cual es primordial conocerlos así como sus influencias en la operación de las mismas con el fin de seleccionar e instalar el sistema adecuado.

Presión de Cabezal del Pozo (THP): Es la presión que se registra en la línea de flujo, detectado mediante instrumentos de medición como el manómetro.

Presión del Revestidor (CHP): Es la presión registrada en el espacio anular entre el revestidor y la tubería de producción detectada mediante instrumentos de medición como el manómetro.

Columna de Fluido (H): Es la columna de fluido en condición estática o dinámica que se encuentra sobre la bomba y se registra en el espacio anular entre tubería de producción y revestidor.

Presión de Succión de la bomba (P_1): Es la presión ejercida por la columna del fluido a la entrada de la bomba de subsuelo.

Presión de Descarga de la bomba (P_2): Es la sumatoria de la presión de succión más la presión que genera ella misma a lo largo de la longitud de la tubería.

Nivel Estático (NE): Nivel de fluido que equilibra exactamente la presión del yacimiento cuando está abierto el espacio anular, el cual es medido desde superficie (CHP=0).

Nivel Dinámico (ND): Nivel de fluido que equilibra la presión de fondo fluyente, cuando está abierto el espacio anular.

Sumergencia de la Bomba: Distancia vertical entre la succión de la bomba (PB) y el nivel dinámico (ND).

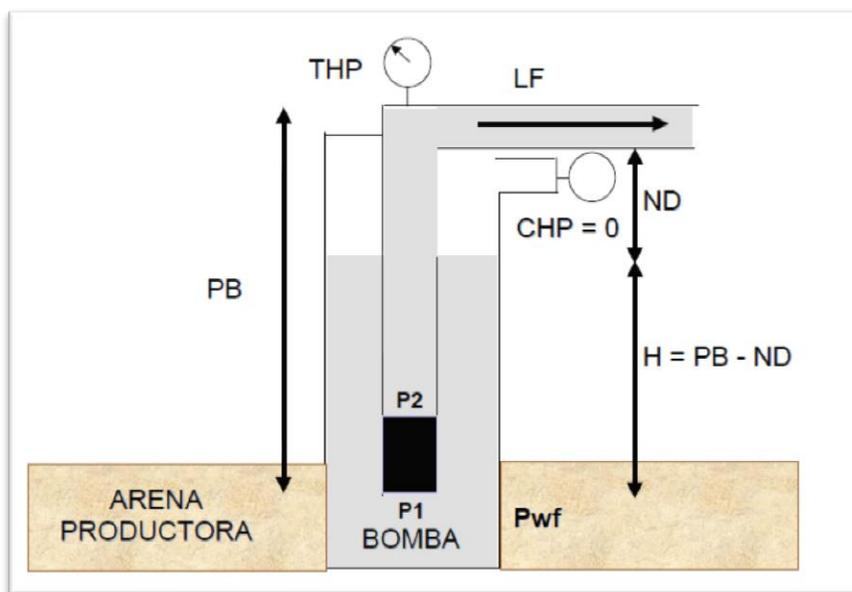


Fig.11: Esquema de un pozo en condiciones fluyentes (Tomado de Escalante, 2016)

2.7.1 Análisis Nodal

Las empresas productoras de petróleo y gas realizan continuamente esfuerzos con el fin de mejorar sus resultados financieros. Dichos esfuerzos están dirigidos a mediano y largo plazo a maximizar el factor de recobro de los yacimientos y a corto plazo a acelerar el recobro de las reservas recuperables y de esta manera trabajar en la Optimización Integrada de Yacimientos y en la Optimización Total del Sistema de Producción.

Una de las técnicas más utilizadas para lograr la optimización del sistema de producción es el Análisis Nodal, técnica que consiste básicamente en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema y en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y así dividir el sistema en ese punto. Así mismo el análisis nodal es la aplicación de procedimientos de evaluación de cada una de las partes del sistema en donde ocurre una caída de presión.

El análisis nodal en un pozo se realiza con el fin de cumplir con una serie de objetivos los cuales son:

- Predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos.
- Determinar el caudal al cual un pozo productor de petróleo o gas producirá.
- Determinar bajo qué condiciones de flujo, el pozo dejará de producir naturalmente.
- Seleccionar el momento más adecuado para la implementación de sistemas artificiales de producción.
- Seleccionar diámetros de tuberías.
- Analizar problemas en restricciones.
- Evaluar la estimulación de pozos.
- Optimizar el sistema para producir lo más económicamente rentable.

Es importante evaluar el comportamiento de todos los elementos del sistema de producción, utilizando diversos procedimientos para analizar el flujo desde el yacimiento hasta el separador, incluyendo el flujo a través de la tubería, de los estranguladores y de la línea de descarga.

2.7.1.1 Análisis del Sistema

El sistema de producción puede ser relativamente simple o puede incluir componentes donde ocurran cambios o pérdidas de presión (ver Fig. 12), por lo cual es importante conocer el estado mecánico del pozo y del equipo superficial, así como la capacidad del yacimiento y el conjunto de tuberías de producción.

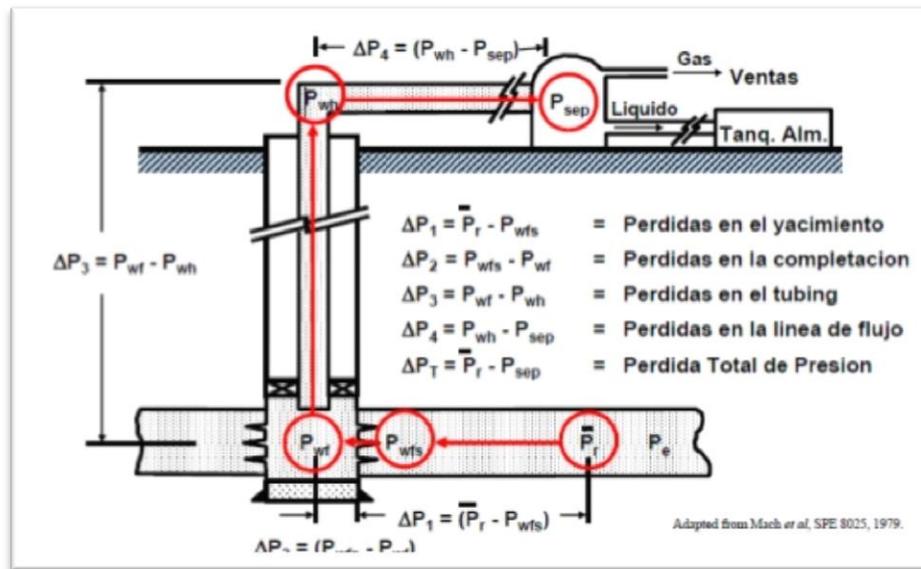


Fig.12: Caídas de presión en el Sistema de Producción (Sánchez, 2016)

2.7.1.2 Puntos de Análisis (Ubicación de Nodos)

Inicialmente se debe seleccionar un nodo de solución, donde las caídas de presión son adicionales o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, el cual es generalmente la presión estática del yacimiento.

La selección del nodo o de los nodos depende en su mayoría del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá mostrar de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones.

Por lo general, el balance de energía se realiza en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actualmente de simuladores del proceso de producción permite establecer dichos balances en otros puntos (nodos): cabezal del pozo, separador, etc.

Para realizar el balance de energía en el nodo se asumen varias tasas de flujo para las cuales, se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo, y la presión requerida en el nodo para transportar y entregar ese caudal en el separador con una presión remanente igual a P_{sep} (Presión del separador).

El Nodo Solución es un punto ubicado en cualquier parte de un sistema de producción pozo-yacimiento, y la ubicación del mismo depende del componente que se desea evaluar.

Todos los componentes aguas arriba del nodo solución se encuentran representados por la curva de oferta, mientras que los componentes aguas abajo se encuentran representados por la curva de demanda. Además en un nodo solución, se debe cumplir:

- La tasa de flujo que fluye hacia el nodo solución deberá ser la misma que sale de éste.
- En el nodo solución existe una sola presión.

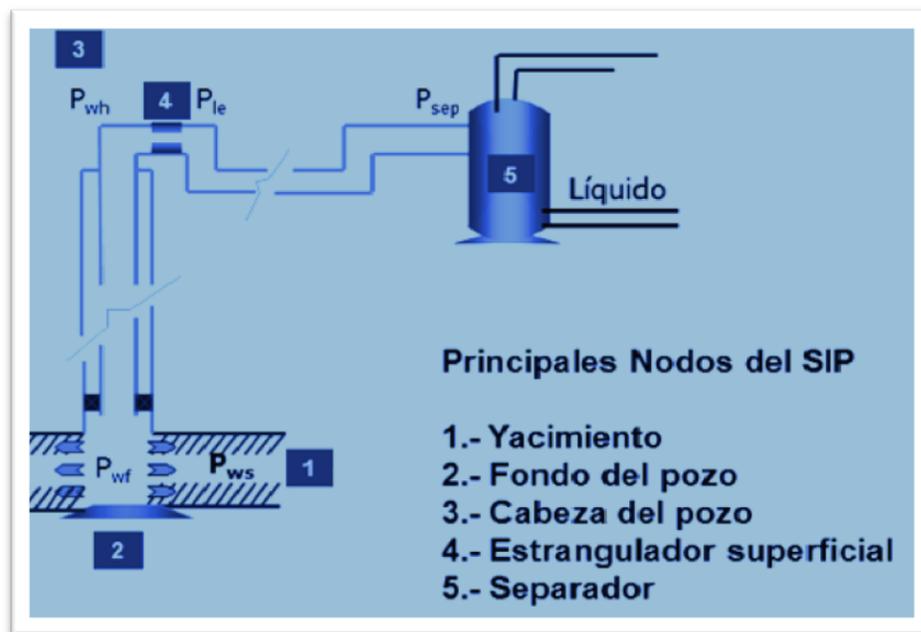


Fig.13: Ubicación del Nodo en un Sistema de Producción Pozo-Yacimiento (Gamboa, 2015)

Es importante tomar en cuenta que hay dos puntos en el sistema de producción pozo, yacimiento donde la presión no depende de la tasa de flujo. Donde una de estas presiones es la presión promedio del yacimiento P_r , mientras que la otra es la presión de salida del sistema, generalmente representada por la presión del separados P_{sep} ,

aunque si el pozo se encuentra controlado por un estrangulador en superficie entonces la presión de salida será la presión de cabezal del pozo P_{wh} .

Una vez seleccionado el nodo solución, la presión en el mismo es determinada desde los puntos fijos de presión ubicados en ambos extremos, es decir, la presión de yacimiento (P_r) y la presión del separador (P_{sep}) o Presión de cabezal (P_{wh}). Por lo tanto:

$$P_r - \Delta P_{Up} = P_{nodo}$$

$$P_{sep} + \Delta P_{Dws} = P_{nodo}$$

Donde ΔP_{Up} y ΔP_{Dws} representan todas las posibles pérdidas de presión que ocurren aguas arriba y aguas abajo.

Sí el nodo solución está en el fondo del pozo, como se observa en la Fig. 14

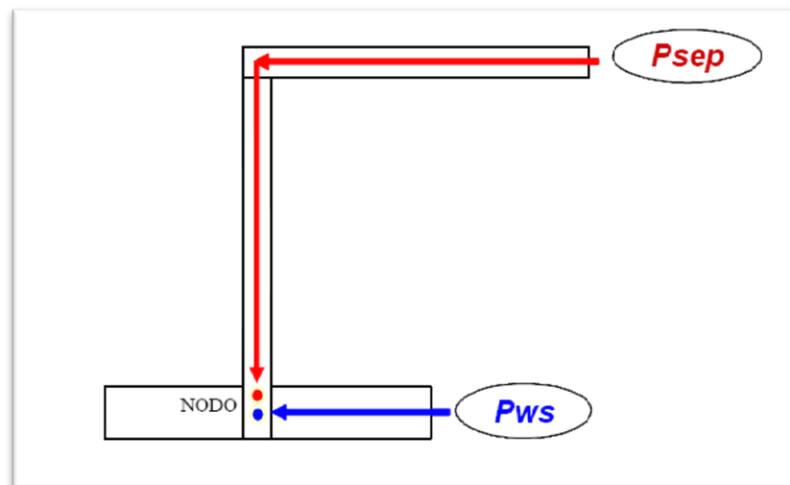


Fig.14: Nodo solución en el fondo del pozo (Tomado de Maggiolo, 2008)

Presión de llegada al nodo: $P_{wf}(oferta) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$

Presión de salida del nodo: $P_{wf}(demanda) = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$

En cambio, si el nodo solución está en el cabezal del pozo como se observa en la Fig. 15

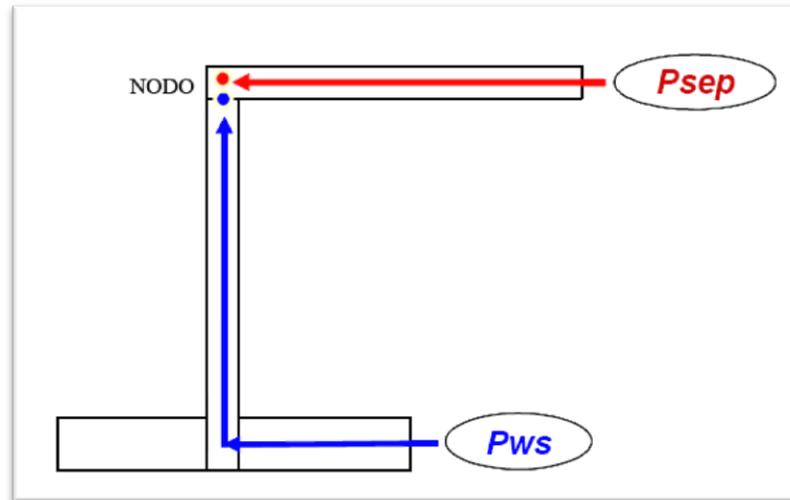


Fig.15: Nodo solución en el cabezal del pozo (Tomado de Maggiolo, 2008)

Presión de llegada al nodo: $Pwf(oferta) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$

Presión de salida del nodo: $Pwf(demanda) = P_{sep} + \Delta P_l$

Donde:

ΔP_y = Caída de presión en el yacimiento (lpc).

ΔP_c = Caída de presión en la completación (lpc).

ΔP_p = Caída de presión en el pozo (lpc).

ΔP_l = Caída de presión en la línea de flujo (lpc).

P_{ws} = Presión de fondo fluyente

2.7.1.3 Curva IPR (Curva de Oferta)

Es la representación gráfica de las presiones fluyentes y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Por lo cual, para cada presión de fondo fluyente existe una tasa de producción de líquido, la cual se puede obtener mediante la definición del índice de productividad.

La Curva IPR se presenta de manera estandarizada, con la presión de fondo fluente en el eje de las ordenadas y la tasa de producción en el eje de las abscisas; donde al presentarse el caso de un yacimiento subsaturado, la forma de la curva es una línea recta y el índice de productividad es constante.

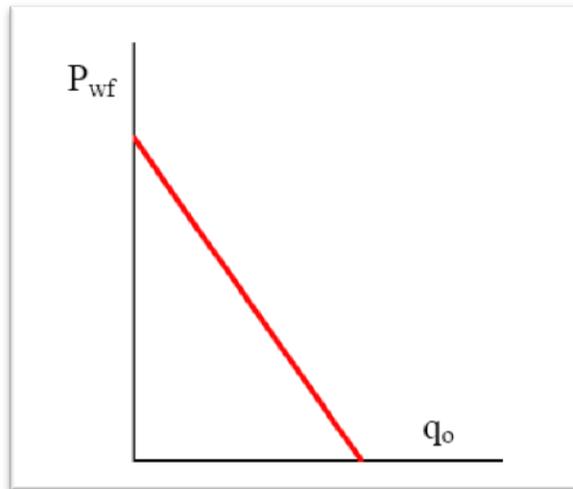


Fig.16: Curva IPR, Yacimiento Subsaturado (Tomado de Chacín, 2003)

Cuando se trata de yacimientos saturados, el empuje por gas en solución es el principal mecanismo y el índice de productividad no es constante.

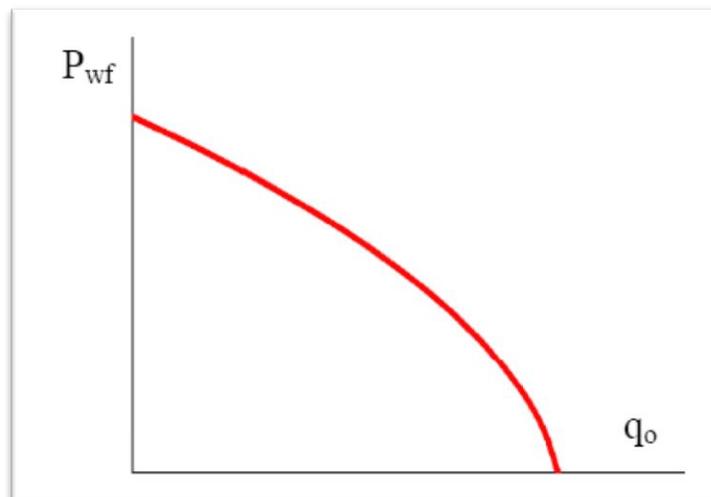


Fig.17: Curva IPR, Yacimiento Saturado (Tomado de Chacín, 2003)

Existen una serie de factores que afectan la curva IPR, los cuales son:

- Mecanismo de producción del yacimiento.
- Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua.
- Incremento de la viscosidad del petróleo por disminución de la presión y del gas en solución.
- Daño o estímulo la formación en las cercanías del pozo.
- Temperatura.

2.7.1.4 Curva TPR (Curva de Demanda)

Es la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción. Dicha curva es independiente del IPR, su relación se establece cuando se interceptan ambas curvas, indicando la producción esperada y la presión de fondo fluyente correspondiente.

Dada una presión de cabezal del pozo, las curvas TPR se pueden modificar variando el diámetro de la tubería, así de la misma manera dado el diámetro de la tubería de un pozo, se puede modificar la curva cambiando la presión de cabezal del pozo.

La superposición de las Curvas de Oferta y Demanda determina si los fluidos llegan a superficie, por lo cual puede que el pozo fluya, no fluya o fluya por cabezadas (condición inestable).

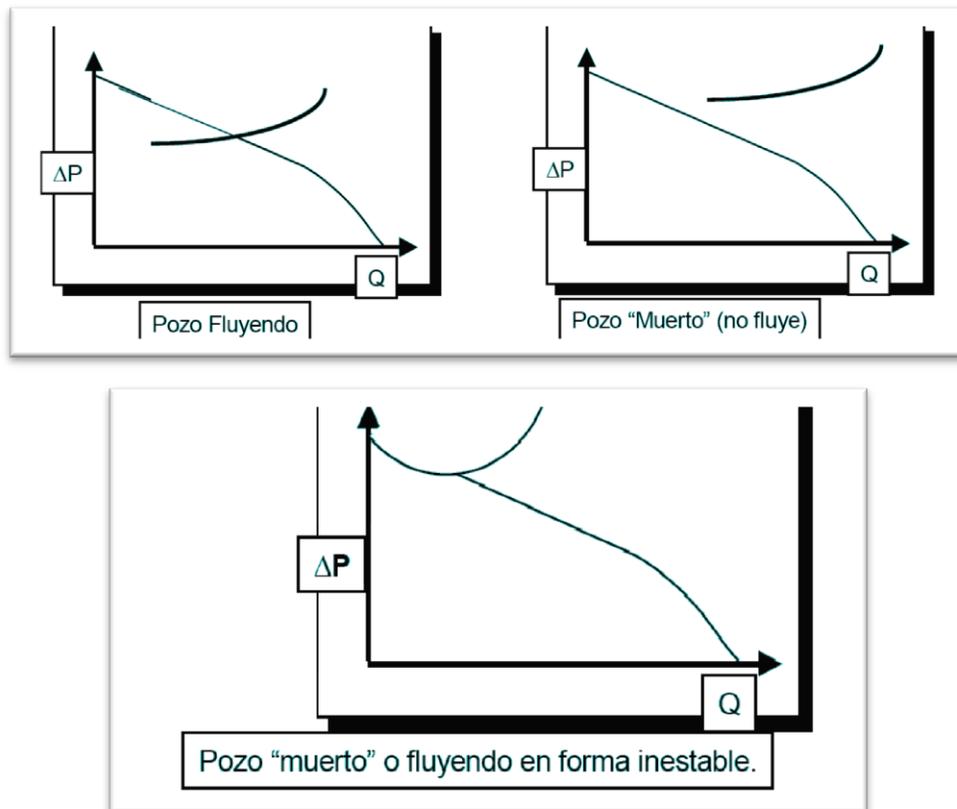


Fig.18: Curvas de Comportamiento de Afluencia (Tomado de Arteaga, Manual ABC para servicio técnico en Bomba BCP)

2.7.1.5 Índice de Productividad (J)

Es la relación entre la tasa de aporte del pozo y la caída de presión entre el área de drenaje y el pozo. En este mismo sentido, también representa una medida del potencial del pozo o de la habilidad que éste tiene para producir.

$$J = \frac{Q_o}{P_{wf} - P_e} \left(\frac{BND}{Lpc} \right) \quad (1)$$

Donde:

Q_o = Caudal de producción de petróleo (BND)

P_e = Presión promedio en el yacimiento (lpc)

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente en el Pozo (lpc)

El Índice de Productividad resulta una forma simple y sencilla para describir el comportamiento de un pozo, tomando en cuenta que la ecuación anterior se cumple cuando P_{wf} se encuentra por encima de la presión de burbuja, mientras que cuando la P_{wf} se encuentra por debajo de la presión de burbuja se emplean una serie de correlaciones existentes.

Con referencia a lo anterior, donde se presenta el caso de P_{wf} por debajo de la Presión de Burbuja la curva de comportamiento de afluencia completa es continua pero dividida en dos segmentos. Para lo cual Vogel extendió su trabajo para yacimientos subsaturados.

- Caso 1: $P_{wf} \geq P_b$

El índice de productividad es determinado con la ecuación (1).

Posteriormente se realiza el cálculo de q_b :

$$q_b = J(P_e - P_{wf}) \quad (2)$$

Generar IPR a través de la ecuación:

$$q_o = q_b + \frac{J * P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (3)$$

- Caso 2: $P_{wf} < P_b$

Calcular J usando la ecuación:

$$J = \frac{q_o}{(\bar{P} - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (4)$$

Posteriormente calcular qb a través de:

$$q_b = J(P_e - P_{wf}) \quad (5)$$

Generar IPR para $P_{wf} < P_b$:

$$q_o = q_b + \frac{J * P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (6)$$

Resulta oportuno destacar que gran parte de los yacimientos del Campo Morichal inicialmente presentan un comportamiento subsaturado, siendo de importancia mencionar que para los yacimientos en estudio (MPG1, MPG2) se reportó la condición inicial $P_y = P_b$; para lo cual Vogel desarrolló la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q_{omáx.} * 1.8}{P_b} \quad (7)$$

A través de análisis de sensibilidad de la curva IPR se dio una idea de los parámetros de mayor impacto en la misma (°API, corte de agua, nivel de agotamiento, en el caso de los pozos horizontales ángulo de desviación). Por lo cual se diseñó una correlación similar a la ecuación de Vogel pero calculando la variable parabólica V en función de los parámetros (ver Anexo J).

$$\frac{Q}{Q_{omáx}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \quad (8)$$

$$V = -a * \alpha^2 + (b * \alpha) + c + m * \left(1 - \frac{P_f}{P_i} \right) \quad (8.1)$$

$$a = -7.3098 \cdot 10^{-7} API^2 + 1.6245 \cdot 10^{-5} API + 8.1176 \cdot 10^{-5} \quad (8.2)$$

$$b = 4.7882 \cdot 10^{-5} API^2 - 1.3969 \cdot 10^{-3} API + 1.9645 \cdot 10^{-2} \quad (8.3)$$

$$c = -1.1312 \cdot 10^{-2} API^2 + 2.2739 \cdot 10^{-2} API + 4.3943 \cdot 10^{-1} \quad (8.4)$$

$$m = -8.9726 \cdot 10^{-3} API - 1.6429 \cdot 10^{-1} \quad (8.5)$$

Donde:

α = Ángulo de desviación, en grados

P_f = Presión actual del yacimiento

P_i = Presión original del yacimiento en el punto de burbujeo

De igual manera existen una serie de valores típicos de Índice de Productividad, los cuales son:

- J bajo <1,0
- J medio >1,0 <2,0
- J alto > 2,0

Algunos de los factores que afectan el Índice de Productividad son:

- Comportamiento de fases del Yacimiento.
- Permeabilidades relativas.
- Viscosidad del petróleo.
- Factor volumétrico del petróleo.

2.7.1.6 Índice de Productividad para Pozos Horizontales

De acuerdo a los principios utilizados para desarrollar las ecuaciones de flujo para pozos horizontales, Borisov (1984), Giger-Reiss-Jourdan (1984), Joshi (1991), Frick y Economides (1993), y Chao y Shah (2001) desarrollaron ecuaciones con el fin de determinar la productividad de los pozos horizontales.

- **Borisov (1984):** Asume una presión constante en un área de drenaje elíptica en la cual las dimensiones dependen de la longitud del pozo.

$$J = \frac{0,00708 K_h h}{(\mu_o \beta_o) \left(L n \frac{4r_{eh}}{L} + \frac{h}{L} L n \frac{h}{2\pi r_w} \right)} \quad (9)$$

Donde:

K_h = Permeabilidad Horizontal del yacimiento (mD).

h = Espesor (pies).

L = Longitud de la sección horizontal del pozo (pies).

μ_o = Viscosidad del petróleo en condiciones de yacimiento (cP).

β_o = Factor volumétrico de formación (BY/BN).

r_w = Radiodel pozo (pies).

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal (pies).

$$r_{eh} = \sqrt{\frac{A_h}{\pi}} \quad (9.1)$$

$$A_{dh} = \pi r e^2 + 2 * L * r e \quad (9.2)$$

A_{dh} = Área de drenaje horizontal (pies).

$r e$ = radio de drenaje del pozo(pies)

L = Longitud horizontal del pozo (pies)

- **Giger-Reiss y Jourdan (1984):** Considera el radio de drenaje del pozo horizontal.

$$J = \frac{0,00708LK_h}{(\mu_o\beta_o) \left(\frac{L}{h} \text{Ln}(W) + \text{Ln} \frac{h}{2r_w} \right)} \quad (10)$$

Donde:

$$W = \frac{1 + \sqrt{1 + \frac{L^2}{2r_{eh}^2}}}{\frac{L}{2r_{eh}}} \quad (10.1)$$

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal perteneciente a la ecuación 9.1.

- **Joshi (1991):** Utiliza la misma configuración que Borisov, sin embargo incluye la anisotropía del yacimiento.

$$J = \frac{0,00708K_h h}{(\beta_o\mu_o) \left[\left(\text{Ln} \left(\frac{z + \sqrt{z^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{\beta h}{L} \text{Ln} \frac{\beta h}{2r_w} \right) + S_m \right]} \quad (11)$$

Donde:

$$z = \left(\frac{L}{2} \right) \left(0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right)^{0,5} \quad (11.1)$$

r_{eh} = Radio de drenaje del pozo horizontal correspondiente a la ecuación 9.1.

β = Relación de permeabilidades (Adimensional).

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (11.2)$$

S_m = Factor de daño mecánico (Adimensional).

- **Frick y Economides (1993)**

$$J' = \frac{K_h h}{141,2 \beta_o \mu_o \left[\left(\text{Ln} \frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{\beta h}{L} \text{Ln} \frac{\beta h}{r_w(\beta+1)} \right) + S_m \right]} \quad (12)$$

Donde:

a = Área de drenaje de la elipse

$$\alpha = \left(\frac{L}{2}\right) \left(0,25 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4} \right)^{0.5} \quad (12.1)$$

r_{ev} = Radio de drenaje del pozo vertical (pies).

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{A_v}{\pi}} \quad (12.2)$$

A_v = Área de drenaje vertical (pies)

$$A_v = \pi * r_e^2 \quad (12.2)$$

- **Cho y Shah (2001)**

$$J'' = \frac{0,00708 K_h h}{(\mu_o \beta_o) \left(\cosh^{-1}(x) + \frac{\beta h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r'_{we}}\right) \right)} \quad (13)$$

Donde:

$$\cosh^{-1} X = \ln\left(\frac{2a}{L} + \sqrt{\left(\frac{2a}{L}\right)^2 - 1}\right) \quad (13.1)$$

X = Dimensiones del área de drenaje elipsoidal.

$$X = \frac{2a}{L} \quad (13.2)$$

a = Eje medio del área de drenaje de la elipse

$$a = \left(\frac{L}{2}\right) \left(0.5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L}\right)^4}\right)^{0.5} \quad (13.3)$$

r'_{we} = Radio efectivo del hoyo con anisotropía (pies).

$$r'_{we} = \frac{1 + \beta}{2 * \beta} r_w e^{-Sm} \quad (13.4)$$

β = Relación de permeabilidades perteneciente a la ecuación 11.2.

Además de los Autores ya mencionados, Dikken (1990) desarrolló ecuaciones para determinar el valor del Índice de Productividad (J) en pozos horizontales considerando la resistencia al flujo y pérdidas de presión por fricción.

$$J''' = \frac{(J_{sx}) * \Delta P * (L - X)}{\cosh(\sqrt{L * J_{sx}}) * (R_s) * (\beta_o) * (\Delta P + \Delta P f x)} \quad (14)$$

Para calcular cada uno de los parámetros de la ecuación (14), es necesario inicialmente calcular los valores de V_x y N_{Re} :

$$V_x = \frac{4Q\beta_o}{\pi D^2} \quad (14.1)$$

Posterior al cálculo de los valores V_x y N_{Re} se sustituye en las ecuaciones que se indican a continuación:

$$N_{Re} = \frac{\rho V_x D}{\mu_o} \quad (14.2)$$

$$f = 0,25(1,14 - 2 \log \frac{\varepsilon}{D} + 21,25 N_{Re}^{-0,9})^{-2} \quad (14.3)$$

$$\varepsilon \frac{dP_w}{dx} = \frac{2f\rho V_x^2}{Dg_c} \quad (14.4)$$

$$\Delta P_{fxx} = L = \frac{dP_w}{dx} L \quad (14.5)$$

$$R_s = 2.921 \times 10^{-15} L^{1.86} \left(\frac{\mu_o D}{\rho} \right) \alpha \left(\frac{\rho}{\pi^{1.75} D^5} \right) \quad (14.6)$$

$$J_{sx} = \frac{Q'' \beta_o}{\Delta P L} \quad (14.7)$$

$$Q'' = \frac{0,00708 K_h h \Delta P}{(\mu_o \beta_o) \left(\cosh^{-1}(x) + \frac{\beta h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r'_{we}} \right) \right)} \quad (14.8)$$

$\cos^{-1}(x)$, r'_{we} corresponden a las ecuaciones 13.1 y 13.4.

Donde:

V_x = Velocidad superficial del petróleo (pie/seg).

N_{Re} = Número de Reynolds (Adimensional).

D = Diámetro del hoyo (pies).

ρ = Densidad del crudo (lbm/pie³).

f = Factor de fricción de Fanning (Adimensional).

ε = Rugosidad absoluta (pies).

g_c = Constante gravitacional (32.174) $\left(\frac{lb_m \cdot pie}{lb_f \cdot seg^2} \right)$.

$\frac{dP_w}{dx}$ = Distribución de presión en el pozo (lpc/pies³).

$\Delta P_{fxx} = L$ = Pérdidas de presión por fricción (lpc).

J_{SX} = Índice de productividad por unidad de longitud (BY/lpc*pie).

X = Dimensiones del área de drenaje elipsoidal (adimensional).

2.7.2 Tasa de Producción

Es el volumen de petróleo producido por pozo expresado en barriles normales por día (BNPD) a nivel de campo, producto de un balance entre la oferta de energía del yacimiento y la demanda de energía del pozo, incluyendo sus facilidades de transporte en superficie.

2.7.2.1 Importancia de la medición de la Tasa de Producción de Petróleo

- En la Extracción, utilizada para el análisis de las condiciones de producción de los pozos, así como para identificar anomalías como arenamiento, precipitación de asfalteno o cambios en la relación gas-petróleo (RGP).
- En el Control de yacimientos, es utilizada para la determinación de índice de productividad y diagnóstico de pozos.
- En el Manejo y procesamiento de los fluidos, utilizada para estimaciones del ajuste de unidades de almacenamiento y/o bombeo de crudo por estación o por unidad de bombeo.
- Para la Programación de la producción, es utilizada para la recolección de requerimientos de cambios en los volúmenes de producción.
- Para la optimización de la producción, permitiendo determinar anomalías de la producción de crudo por lo cual es necesario verificar los parámetros que causan las mismas, con el fin de lograr la optimización de producción de los pozos.

2.7.2.2 Tasa Óptima de Producción

Es el intervalo en el cual cada unas de las fases muestra un comportamiento estable en su desplazamiento, y donde la producción de crudo es mayor a la del agua y/o gas. En ese mismo sentido puede definirse como una tasa de mantenimiento, que puede aplicarse tanto en pozos donde la irrupción de agua ya ocurrió como en los que aún no ha ocurrido, para así mantener la producción libre de agua o para retrasar su aumento en el tiempo.

La finalidad de la optimización de un pozo es administrar de manera eficiente la energía del yacimiento y obtener la máxima recuperación posible a una tasa de producción conveniente y a un mínimo costo. Para optimizar el sistema de producción se debe realizar un cotejo del comportamiento actual del pozo y optimización aplicando análisis nodal, lo cual consiste en realizar varios análisis de sensibilidad a las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción.

2.7.2.3 Tasa Crítica de Producción

Una de las conclusiones básicas en la mayoría de los análisis y experimentos, era que si se producía petróleo a bajas tasas originadas por conificación de agua y canalización de gas, las mismas podrían prevenirse y así solo producir petróleo. Significa entonces que la máxima tasa de producción libre de agua y/o gas que minimiza el desequilibrio del sistema roca-fluido fue denominado como “Tasa Crítica de Producción”.

La producción temprana de agua y/o gas, es a menudo el resultado de problemas de conificación y adedamiento. Donde la irrupción de estos fluidos ocurre en la parte más baja de la completación del pozo, es decir, en el intervalo perforado más profundo en el caso del agua y en la parte más alta, en el caso del gas. Por otro lado, el adedamiento ocurre en yacimientos con cierto grado de inclinación donde el contacto agua-petróleo se vuelve inestable y el agua fluye hacia el pozo a través de canales.

Uno de los métodos más apropiados para controlar los problemas de conificación, es el de producir los pozos por debajo de la tasa crítica o una tasa de mantenimiento en los casos donde ya el agua se ha hecho presente. Es de importancia, que a medida que la tasa de producción aumenta el corte agua también aumenta, generando así que a mayores tasas de producción se propicia la formación rápida o anticipada del cono de agua.

- **Conificación:** Mecanismo en el cual el contacto agua-petróleo asciende en forma de cono hacia el intervalo cañoneado.

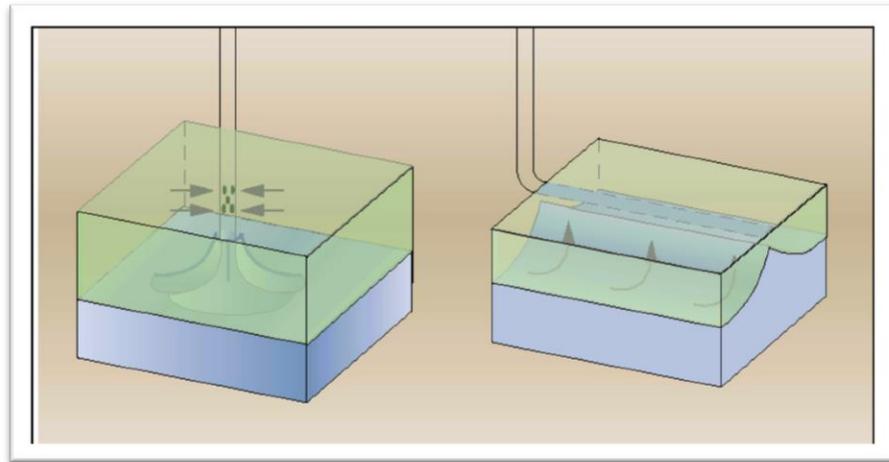


Fig.19: Conificación en Pozos Verticales y en Pozos Horizontales. (Tomado de González, 2005)

La conificación de un pozo no ocurre en poco tiempo, durante el periodo de formación del mismo es posible producir el pozo a tasas que excedan la tasa crítica. Donde mucho son los factores y parámetros que influyen en el cálculo de la tasa crítica, como lo son las características y propiedades de la roca del yacimiento y de los fluidos, la completación del pozo y los esquemas de producción son los elementos de mayor importancia y consideración.

2.7.2.4 Parámetros en el cálculo de la Tasa Crítica por conificación de agua

La conificación de un pozo requiere de un periodo de tiempo para que se lleve a cabo, durante dicho periodo es posible producir el pozo a tasas que excedan la tasa crítica donde muchos son los parámetros y factores involucrados en el cálculo de dicha tasa.

Las características y propiedades de la roca del yacimiento y de los fluidos, la completación del pozo, así como los esquemas de producción son los elementos de mayor importancia y consideración.

- **Espesor de la formación:** Es un factor involucrado en las ecuaciones para el cálculo de la tasa crítica, que representa el espacio ocupado por cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento.
- **Radio del pozo:** Factor que no representa mayor influencia en la tasa crítica, más sin embargo mientras más sea el radio del pozo menor será la disminución necesaria en la tasa de producción para controlar o disminuir la altura del cono en los casos donde el pozo ya ha sido producido durante un determinado periodo de tiempo a tasas superiores a la crítica.
- **Viscosidad:** La conificación de agua es directamente proporcional a la viscosidad del petróleo, es decir, a medida que el petróleo se hace más viscoso, el agua adquiere mayor facilidad para desplazarse dentro de la formación.
- **Diferencia de densidad:** La diferencia de densidad ($\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$) puede variar desde 0,05 gr/cc para crudos pesados hasta 0,3 gr/cc para crudos livianos, donde mientras mayor sea la diferencia de densidad, mayor será el valor de la tasa crítica y menor la tendencia a la conificación.
- **Permeabilidad:** El término relacionado con el grado de anisotropía (K_v/K_h) está relacionado con la tasa crítica, de manera que ésta disminuye a mayores valores de anisotropía. A medida que aumenta la permeabilidad vertical de la formación, los fluidos tienen mayor facilidad al flujo en esa dirección y en consecuencia la tendencia a conificar aumenta. En casos donde la permeabilidad vertical fuese igual a la horizontal, se presentaría una máxima tendencia a la conificación debido a que el agua puede desplazarse con la misma facilidad en ambas direcciones. Las formaciones con alto valor de permeabilidad horizontal, presentan menor tendencia a conificar, debido a que éste tipo de formaciones están asociadas a menor caída de presión.

2.7.2.5 Parámetros en el cálculo de la Tasa Crítica por conificación de gas

Al igual que la conificación de agua, existen diferentes factores que afectan la conificación de gas en los yacimientos. Donde los principales parámetros considerados son: la tasa de producción de petróleo, permeabilidad horizontal,

anisotropía, porosidad, espesor del yacimiento, espesor del intervalo perforado, longitud del pozo de la sección horizontal, densidad y viscosidad de los fluidos.

- Tasa de producción de petróleo: La disminución de la tasa de petróleo, retarda la conificación y disminuye la RGP.
- Permeabilidad Horizontal: El aumento de la permeabilidad horizontal, retarda la conificación y disminuye la RGP.
- Anisotropía: La disminución de la relación K_v/K_h retarda la conificación y disminuye la RGP para una misma producción acumulada de petróleo.
- Espesor del intervalo abierto a la producción: Se ha observado que a menor longitud del intervalo abierto a la producción, se tiene una menor tendencia a la conificación y disminución de la RGP.
- Longitud de la sección horizontal: Aumentando la longitud de la sección horizontal, se puede retardar la aparición de un cono de gas y disminuir la RGP. Sin embargo, la longitud óptima de la sección horizontal debe ser determinada en base a un análisis económico y de tecnología disponible.
- Diferencia de densidad entre los fluidos del yacimiento: Tanto en pozos horizontales como verticales, el aumento de la diferencia de densidad entre los fluidos del yacimiento (aumento de la densidad del petróleo y/o disminución de la densidad del gas) retarda la conificación y disminuye la RGP.
- Viscosidad: Tanto en pozos horizontales como verticales la disminución de la viscosidad del petróleo y/o aumento de la viscosidad del gas, retarda la conificación y disminuye la RGP.

2.7.2.6 Determinación de la Tasa Crítica en Pozos Horizontales

Existen varias correlaciones para estimar la Tasa Crítica de Producción en pozos horizontales, donde mediante la selección de unas de estas basándose en las operaciones de campo y yacimiento, así como el resultado de una prueba de producción se logra seleccionar la correlación más apropiada y así poder obtener la Tasa Crítica Óptima de Producción.

Algunas de las correlaciones para la determinación de la tasa crítica son:

- **Método de Chaperon (1986)**

El autor se basa en el equilibrio entre las fuerzas gravitacionales, despreciando el efecto en la distribución de presión de la presencia de una cresta de agua, posicionando el pozo en el tope del yacimiento.

$$q_c = 4.888 \times 10^{-4} \frac{L}{Y_e} \Delta\rho \frac{K_h h^2}{\mu_o \beta_o} F \quad (15)$$

Para

$$1 \leq \alpha^n \leq 70 \quad \text{y} \quad 2Y_e$$

$$\alpha^n = (Y_e/h) \sqrt{K_v/K_h} \quad (15.1)$$

Donde:

q_c = Tasa crítica de producción (BND).

L = Longitud del pozo horizontal (pies).

Y_e = Longitud media de drenaje (perpendicular al pozo) (pies).

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades (gr/cc).

K_h = Permeabilidad horizontal (mD).

K_v = Permeabilidad Vertical (mD).

h = Espesor de la columna de petróleo (pies).

μ_o = Viscosidad del petróleo (cps).

β_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

F = Función dimensional que depende de α^n y ha sido correlacionado por Joshi como:

$$F=3,9624955+0,0616438(\alpha^n)-0,000540(\alpha^n) \quad (15.2)$$

En yacimientos con acuíferos de fondo, donde con el tiempo habrá una disminución de la presión debido a que el mismo no podrá mantenerla, en la ecuación 17 en vez de Y_e se utiliza en este caso $Y_e/2$.

- **Método de Efros (1952)**

Método basado en un modelo analítico bidimensional de cresta de agua antes de la ruptura en pozos horizontales.

$$q_c = \frac{4.888 \times 10^{-4} h^2 K_h \Delta \rho L}{\mu_o \beta_o (2Y_e) + \sqrt{(Y_e)^2 + (h^2/3)}} \quad (16)$$

Es importante señalar, que la tasa crítica en términos reales no es una cantidad fija, sino que varía con el tiempo donde algunos autores como Joshi han llevado a cabo investigaciones, pero solo en el caso de yacimientos con acuíferos de fondo, donde ocurre un cambio progresivo del espesor neto petrolífero. Sin embargo este autor sugiere efectuar análisis de declinación de las tasas críticas, longitud del tramo horizontal, y variación de permeabilidades en cada yacimiento, con el fin de obtener una idea de la variación de las tasas críticas con respecto al tiempo.

- **Método de Giger (1980)**

El autor de este método derivó una expresión para cuantificar la tasa crítica de producción, basándose en suposiciones similares a las hechas por Efros; donde la ecuación planteada por dicho autor es para grandes valores de radio de drenaje.

$$q_c = 4.888 \times 10^{-4} \left(\frac{K_h}{\mu_o \beta_o} \right) \left(\frac{\Delta \rho h^2}{2Y_e} \right) \left(1 - \frac{1}{6} \left(\frac{h}{Y_e} \right)^2 \right) * L \quad (17)$$

- **Método de Giger y Otros (1984)**

Método que consideró un yacimiento limitado por desplazamiento de un acuífero de fondo. Los autores realizaron la suposición de un pozo de longitud infinita.

$$q_c = 0,75 \times 10^{-3} \frac{K_h \Delta \rho (2Y_e)}{\mu_o \beta_o} \left[\sqrt{1 + \frac{16}{3} \left(\frac{h}{Y_e} \right)^2} - 1 \right] * L \quad (18)$$

La ecuación de este método es uno de los más recomendados en la literatura por presentar una respuesta acorde con los resultados de campo.

- **Método de Dikken (1990)**

Método que presenta una ecuación para el cálculo de tasa crítica de canalización de gas y conificación de agua para pozos horizontales en yacimiento con empuje de agua lateral, así como que es aplicable para un pozo horizontal con el tope o fondo de un yacimiento.

Dikken inicialmente propuso el cálculo de una tasa crítica adimensional, la cual puede correlacionarse así:

$$q_c^{**} = C_1 \left(\frac{X_e}{h \sqrt{K_h / K_v}} \right)^{C_2} \quad (19)$$

Posteriormente definió la tasa crítica real, la cual puede correlacionarse así:

$$q_{oc} = 4.88 \times 10^{-4} \frac{\Delta \rho h \sqrt{K_h * K_v} * L}{\mu_o} * q_c^{**} \quad (19.1)$$

Donde:

h = Espesor de la arena productora de petróleo (pies).

K_h = Permeabilidad Horizontal (mD).

K_v = Permeabilidad Vertical (mD).

X_e = Distancia entre el pozo horizontal y la frontera de presión constante (pies).

C_1, C_2 = Constantes de la ecuación de tasa crítica corregidas mediante el ajuste de las tasas críticas por regresión lineal, y sus valores son:

$$C_1 = 0.9437 \pm 0.01$$

$$C_2 = -0.9896 \pm 0.0043$$

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades $(\rho_w - \rho_o)$ o $(\rho_o - \rho_g)$ (gr/cc)

L = Longitud de la sección horizontal (pies)

μ_o = Viscosidad del petróleo (cP)

q_c^{**} = Tasa crítica adimensional por unidad de longitud

q_{oc} = Tasa crítica real (BND)

2.8 MARCO LEGAL

Es de gran importancia que se tome en cuenta una serie de aspectos legales como un respaldo para este Proyecto de Investigación, el cual se apoyará en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006), Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos (1969) y la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela en su Artículo 302, el cual establece:

Art.302: El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo.

En ese mismo sentido la Ley Orgánica de Hidrocarburos rige todo lo relativo a los procesos desde la explotación y extracción hasta su refinación, transporte y comercialización y conservación, así como lo relativo a los productos refinados.

Sobre la base de las consideraciones anteriores, los artículos de dicha Ley a considerar para el presente trabajo de investigación son:

Art.1: Todo lo relativo a la exploración, explotación, refinación, industrialización, transporte, almacenamiento, comercialización, conservación de los hidrocarburos, así como lo referente a los productos refinados y a las obras que la realización de estas actividades requieren, se rige por esta Ley.

Art.8: Corresponde al Ministerio de Energía y Petróleo la formulación, regulación, y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo cual comprende lo relativo al desarrollo, conservación y aprovechamiento y control de dichos recursos; así como al estudio de mercados, al análisis y fijación de precios de los hidrocarburos y de sus productos. En tal sentido, el Ministerio de Energía y Petróleo es el órgano nacional competente en todo lo relacionado con la administración de los hidrocarburos y en consecuencia tiene la facultad de inspeccionar los trabajos y actividades inherentes a los mismos, así como las de fiscalizar las operaciones que causen los impuestos, tasas o contribuciones establecidas en esta Ley y revisar las contabilidades respectivas. El Ministerio de Energía y Petróleo realizará la función de planificación a que se refiere este artículo, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo. A los fines del cumplimiento de estas funciones, el Ejecutivo Nacional proveerá los recursos necesarios conforme a las normas legales pertinentes. Los funcionarios y particulares prestarán a los empleados nacionales que realicen las anteriores funciones, las más amplias facilidades para el cabal desempeño de las mismas.

Art.9: Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de los hidrocarburos comprendidos en esta Ley, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento inicial, se denominan actividades

primarias a los efectos de esta Ley. De conformidad con lo previsto en el artículo 302 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, las actividades primarias indicadas así como las relativas a las obras que su manejo requiera, quedan reservadas al Estado en los términos establecidos en esta Ley.

Art.19: Las personas que realicen las actividades a las cuales se refiere esta Ley, deberán hacerlo en forma continua y eficiente, conforme a las normas aplicables y a las mejores prácticas científicas y técnicas disponibles sobre seguridad e higiene, protección ambiental y aprovechamiento y uso racional de los hidrocarburos, la conservación de la energía de los mismos y el máximo recobro final de los yacimientos.

Art.68: Contra las resoluciones del Ministerio de Energía y Petróleo proceden los recursos administrativos y contenciosos administrativos en los términos y condiciones permitidos por la ley.

Por otra parte el Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos comprende en detalle las actividades de Exploración, Explotación y Producción, así como la realización razonable de las operaciones y la conservación de los recursos naturales.

En este orden de ideas se pueden citar los artículos del Reglamento sobre la Conservación de Hidrocarburos a considerar en este trabajo de investigación, destacando el Artículo 12 de dicho Reglamento para el análisis de lo relacionado con la estimación de tasas óptimas, la cual es la finalidad del presente trabajo.

Art.11: El operador realizará pruebas de producción en cada pozo al menos una vez al mes, y enviará los resultados de dichas pruebas por escrito al Ministerio.

Art. 12: No se permitirá que un pozo produzca por encima de su tasa más eficiente y, a tal efecto, se controlarán estrictamente las relaciones gas-petróleo y agua-petróleo de cada pozo.

El Ministerio notificará al operador en cualquier caso que considere anormal, a fin de que se tomen medidas correctivas. En caso de que la anormalidad no se corrija, el Ministerio podrá ordenar el cierre del pozo.

Art. 13: El operador deberá tomar por lo menos dos (2) veces al año, medidas de presión de fondo en un número suficiente de pozos escogidos, en forma tal que permitan obtener un conocimiento adecuado de la presión promedio del yacimiento, y los resultados deberán enviarse por escrito al Ministerio dentro de los treinta (30) días siguientes de haberse realizado el trabajo.

El operador adoptará las medidas correctivas pertinentes en aquellos pozos que demuestren niveles anormales de presión. El Ministerio podrá ordenar el cierre de dichos pozos en caso de no corregirse dicha anormalidad.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Un trabajo de Investigación lleva consigo una serie de procedimientos con el fin de lograr su objetivo principal, que en general es la adquisición de conocimientos que son de importancia para la comunidad académica o laboral en la cual se desarrolla, donde dichos procedimientos forman parte de la Metodología.

La Metodología según lo expuesto por Tamayo y Tamayo (2002), es *“el sistema, proceso, técnicas e instrumentos empleados para la confirmación de la hipótesis y medición de las variables”*, a su vez, el citado autor señala que *“debe considerarse el tipo de investigación o de estudio que se va a realizar, ya que cada uno de estos tiene una estrategia diferente para su tratamiento metodológico”*.

3.1 Tipo de Investigación

De acuerdo a los objetivos determinados, la presente investigación puede ser clasificada de diferentes tipos, tal como se define a continuación:

- Descriptiva: Según Hernández, Fernández y Baptista (2003) *“los estudios descriptivos permiten medir y recoger información de manera independiente o conjunta sobre los conceptos y variables a las que se refieren”*. La presente Investigación se define como tal, debido a que con la misma se espera describir una metodología a llevar a cabo, con el propósito de estimar la Tasa Óptima de Producción mediante información del área, correlaciones y simulación numérica.
- De Campo: Según Fidias Arias (1999) *“consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular ni controlar variables”*; por lo cual dicha Investigación también se clasifica como De Campo.

- Documental: Basada en información a partir de hechos con anterioridad como informes técnicos, documentos, historia de producción de pozos, ilustraciones, trabajos especiales de grado, entre otros.
- Aplicada: Debido a que los resultados obtenidos podrán emplearse en la solución de problemas, en lo que respecta a la producción de los pozos del Campo Morichal.

3.2 Diseño de la Investigación

El diseño de investigación del presente trabajo especial de grado está enmarcado en dos tipos:

- Experimental: Determinado en este trabajo porque se somete una parte de la realidad a determinadas condiciones y a lo que se llamaría variables independientes, porque no son consecuencia de otra variable. Las cuales producen determinados efectos en la experimentación a lo que se llama variables dependientes, porque son consecuencia de los factores manipulados durante la experimentación. De las variables dependientes surgen los resultados.
- Diseño Descriptivo: El sentido de este tipo de estudios es ofrecer una descripción del comportamiento de determinadas variables en un contexto, donde los antecedentes de estudio son suficientes y se puede hacer una caracterización del objeto de estudio.

3.3 Población y Muestra

La Población es el universo finito o infinito, de elementos que constituyen parte del objeto de estudio. Mientras, que la Muestra es un subconjunto de la población; para este conjunto de elementos serán validadas las conclusiones realizadas luego de la investigación, incluyendo todos los elementos que se encuentran en el área de estudio y que se desean investigar para conocer o entender determinados fenómenos, procesos o características en los cuales están implicados.

La población de este trabajo de investigación está representada por los 7 yacimientos activos pertenecientes al Campo Morichal y por una totalidad de 316 pozos con diferentes sistemas de levantamiento artificial, de los cuales se seleccionó una población finita de 8 de pozos activos de un total de 48 pozos con sistema de levantamiento artificial BCP.

Se identificaron los pozos del Campo Morichal que conforman la población y su estado desde el punto de vista operacional, descrito en la Tabla 2:

Tabla 2: Pozos con Sistema de Levantamiento Artificial BCP

YACIMIENTO	POZO	ESTADO OPERACIONAL
MPG1	MOR1	Categoría 1
MPG1	MOR2	Categoría 1
MPG1	MOR3	Categoría 1
MPG1	MOR4	Categoría 1
MPG1	MOR5	Categoría 1
MPG2	MOR6	Categoría 1
MPG2	MOR7	Categoría 1
MPG2	MOR8	Categoría 1

Nota: Pozo Categoría 1 corresponde a los pozos productores activos para el momento.

En una investigación donde se cuenta con una población relativamente extensa, en términos de recursos, tiempo y de la propia disposición del investigador, se hace necesario realizar la selección de una muestra, es decir, un número de elementos reducidos convenientemente y representativo de la población.

Basado en los objetivos de la presente investigación, se realizó un muestreo de tipo no probabilístico, donde cada elemento es elegido desconociendo la probabilidad que tienen los elementos de la población para integrar la muestra, así como por selección arbitraria, intencional o por características. Siguiendo este tipo de clasificación, el muestreo fue no probabilístico intencional, ya que se seleccionaron los pozos en base a ciertos criterios y a los datos necesarios para la realización del estudio.

Finalmente los pozos seleccionados son aquellos pozos del área en estudio que se encuentran activos, de manera de obtener de los mismos datos de producción para el momento que permitan llevar a cabo el trabajo de investigación.

3.4 Equipos y Herramientas de Trabajo

Para la realización del trabajo de investigación se utilizaron diferentes herramientas computacionales. Inicialmente se empleó el programa Excel para la elaboración de una hoja de cálculo, con la cual se obtuvieran los valores de índice de productividad, tasa óptima y tasa crítica de producción.

Para llevar a cabo los análisis de sensibilidad con BCP se utilizó el Simulador PIPESIM. Así mismo, las tasas con sus respectivas presiones se obtuvieron de la aplicación funcional CENTINELLA DE PDVSA y de informes suministrados por empresas que operan en el área de estudio, y en lo que respecta a las diferentes características de yacimientos se obtuvo del Libro de Reservas.

3.5 Etapas de Desarrollo

Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos se aplicó un patrón de trabajo, como se muestra en la Figura 20:

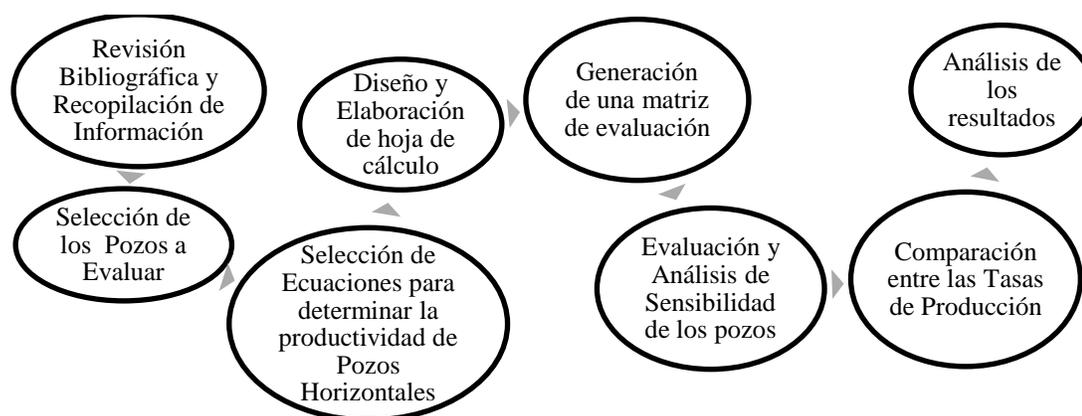


Fig.20: Esquema Metodológico para el desarrollo de la Investigación.

3.5.1 Revisión Bibliográfica

En esta primera etapa de la investigación se establecieron las bases teóricas que sustentan el trabajo de investigación realizado. Se obtuvo información de libros, artículos técnicos, Plan de Desarrollo Distrito Morichal, histórico de producción de los pozos, diagramas de pozos, y diversas fuentes bibliográficas asociadas con este tema de investigación. Lo que permitió conocer aspectos relacionados con la productividad de los pozos horizontales.

Así mismo, la revisión bibliográfica también abarcó, descripción del área en estudio como características geológicas de la Faja Petrolífera del Orinoco, ubicación de dicha área, características de los yacimientos y de los pozos.

3.5.2 Definición de las Premisas para la Selección de los Pozos a Evaluar

La selección de los pozos a evaluar estuvo sujeta inicialmente a determinar cuáles de los 7 yacimientos activos del Campo Morichal se estudiaría, así como la disposición de datos para cada pozo. De los 7 yacimientos activos que conforman el Campo Morichal, se realizó el estudio de 8 pozos en totalidad que forman parte de 2 de los yacimientos activos, para llevar a cabo la realización del trabajo de investigación basado en las siguientes razones: primeramente la información disponible, seguido de la toma de decisiones de seleccionar los pozos que emplean como sistema de levantamiento artificial BCP, así como los pozos que se encuentren activos.

A continuación se presenta en las Tablas 3 y 4 los pozos seleccionados con sus respectivas propiedades de los yacimientos:

Tabla 3: Propiedades del Yacimiento MPG1 de los pozos seleccionados

Pozo	MOR1	MOR2	MOR3	MOR4	MOR5
Yacimiento	MPG1	MPG1	MPG1	MPG1	MPG1
Presión Inicial P_i (lpc)	1576	1576	1576	1576	1576
Temperatura (°F)	134	134	134	134	134
Relación gas- petróleo (PCN/BN)	53	14	76	1665	223
°API	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
Segregación comercial (Merey 16)	15.5-16°	15.5-16°	15.5-16°	15.5-16°	15.5-16°
Factor volumétrico de petróleo β_o (BY/BN)	1.0839	1.0839	1.0839	1.0839	1.0839
Viscosidad del petróleo μ_o (cP)	765	765	765	765	765
Permeabilidad Horizontal K_h (mD)	5300	3310	1300	4300	2500
Permeabilidad Vertical K_v (mD)	4800	3110	1050	3000	2125
Porosidad \emptyset (%) (Adim)	32	32	32	32	32
Longitud de la Sección horizontal (pies)	4000	2000	500	3700	2000
Espesor de arena h (pies)	110	110	110	110	110
Radio del pozo r_w (pies)	0,354	0,354	0,354	0,354	0,354

Tabla 4: Propiedades del Yacimiento MPG2 de los pozos seleccionados

Pozo	MOR6	MOR7	MOR8
Yacimiento	MPG2	MPG2	MPG2
Presión Inicial P_i (lpc)	1577	1577	1577
Temperatura ($^{\circ}$ F)	140	140	140
Relación gas-petróleo (PCN/BN)	2405	79	578
$^{\circ}$ API	8.8	8.8	8.8
Segregación Comercial (Merey 16)	15.5-16 $^{\circ}$	15.5-16 $^{\circ}$	15.5-16 $^{\circ}$
Factor volumétrico de petróleo β_o (BY/BN)	1.0865	1.0865	1.0865
Viscosidad del petróleo μ_o (cP)	904.2	904.2	904.2
Permeabilidad Horizontal K_h (mD)	2300	3350	2550
Permeabilidad Vertical K_v (mD)	1930	2975	2100
Porosidad \emptyset (Adim)	32	32	32
Longitud de la Sección horizontal (pies)	2000	3000	3000
Espesor de arena h (pies)	110	110	110
Radio del pozo r_w (pies)	0,354	0,354	0,354

Es importante mencionar que debido a las políticas de privacidad de la empresa donde se desarrolló el Trabajo Especial de Grado, tanto el nombre del yacimiento como el de cada uno de los pozos fueron cambiados.

3.5.3 Ecuaciones para determinar la Productividad de Pozos Horizontales

En el Capítulo II en el punto 2.7.1.6 se mostraron ecuaciones disponibles para el cálculo del Índice de Productividad de los pozos seleccionados.

Con la finalidad de validar dichas ecuaciones se llevó a cabo una serie de pasos:

- Se calculó en Índice de Productividad (J) para cada uno de los pozos con cada una de las ecuaciones. Para ello se elaboró una hoja de cálculo con la finalidad de agilizar el proceso de cálculo.
- Los resultados obtenidos de los índices de productividad fueron comparados con los índices de productividad reales medidos, calculando posteriormente el error relativo para cada una de las ecuaciones con respecto a los índices reales. Empleando la ecuación de error relativo:

$$Error\ relativo\ \% = \frac{|J\ calculado - J\ medido|}{J\ medido} * 100 \quad (20)$$

- Para cada pozo se realizaron los cálculos anteriores, lo que permitió seleccionar la ecuación que se ajustaba más al valor real del Índice de Productividad de cada pozo; donde con dicha ecuación seleccionada se realizaron cálculos posteriores.

A continuación se presenta en las Tablas 5 y 6 los datos reales de índice de productividad reportados para cada uno de los pozos.

Tabla 5: Datos reportados de los pozos, Yacimiento MPG1

YACIMIENTO MPG1		
POZOS	ΔP (lpc)	J REAL (BND/lpc)
Mor1	398	1.82
Mor2	634	0.21
Mor3	1195	0.014
Mor4	299	1.23
Mor5	216	0.57

Tabla 6: Datos reportados de los pozos, Yacimiento MPG2

YACIMIENTO MPG2		
POZOS	ΔP (lpc)	J REAL (BND/lpc)
Mor6	732	0.12
Mor7	788	0.4
Mor8	626	0.71

Inicialmente en la etapa de revisión y recopilación de datos, la información de interés se agrupo en un formato creado en una hoja de Excel, con la cual a su vez se ejecutó el cálculo de Índice de Productividad. Parte de la información se muestra en las Figuras 21 y 22:

Características Yacimiento- Pozo						
Yacimiento	Pozo	Profundidad (pies)	Longitud de la sección horizontal (L) (pies)	Espesor (h) (pies)	Kh (mD)	Kv (mD)
MPG1	MOR1	3900	4000	84	4000	3400
MPG1	MOR2	3900	2000	25	2000	1700
MPG1	MOR3	3900	500	20	350	300
MPG1	MOR4	3900	3700	57	3500	2975
MPG1	MOR5	3900	2000	50	2500	2125
MPG2	MOR6	3900	2000	20	1800	1530
MPG2	MOR7	3900	3000	38	2500	2125
MPG2	MOR8	3900	3000	50	3000	2550

Fig.21: Base de datos pozos Campo Morichal

Índice de Productividad para Pozos Horizontales							
Pozo	J medida (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J Joshi (BND/lpc)	J Frick y Economides (BND/lpc)	J Giger-Reiss y Jourdan (BND/lpc)	J Cho y Shah (BND/lpc)	J Dikken (BND/lpc)
MOR1	1,82	2,1350	1,8165	1,8181	2,0560	2,1137	2,0775
MOR2	0,21	0,2313	0,2139	0,2140	0,2296	0,2309	0,2288
MOR3	0,014	0,0190	0,0184	0,0184	0,0192	0,0190	0,0183
MOR4	1,23	1,2378	1,0691	1,0699	1,1947	1,2291	1,2136
MOR5	0,57	0,5638	0,5171	0,5175	0,5631	0,5613	0,5524
MOR6	0,12	0,1412	0,1308	0,1309	0,1400	0,1410	0,1399
MOR7	0,4	0,4493	0,3995	0,3998	0,4390	0,4475	0,4431
MOR8	0,71	0,7021	0,6226	0,6231	0,6878	0,6986	0,6899
%Error Relativo		11,4664	0,9157	0,9889	9,8588	10,9592	9,2300

Fig.22: Índice de Productividad calculados para cada pozo

En el marco de lo expuesto en el esquema metodológico, posteriormente se diseñó una hoja de Excel con la metodología a implementar para la optimización de los pozos activos del Campo Morichal. En este propósito se expone un procedimiento para la optimización de un pozo instalado con BCP (Chacín, 2003):

A. Inicialmente se construye la curva de afluencia del pozo, se establece un nuevo caudal y por ende, el nuevo nivel de fluido que se desea alcanzar, dicho caudal debe ser igual o menor que el establecido por el departamento de yacimientos como caudal máximo. El nivel de fluido debe proveer una sumergencia mínima a la bomba de

200-300 pies, el cual es un valor relativo y depende en gran medida de los fluidos en el anular revestidor-tubería. Es posible que en crudos espumosos como lo son considerados los de la Faja Petrolífera del Orinoco, alcancen una sumergencia de 500 pies.

Cabe agregar, que los crudos espumosos son aquellos que contienen burbujas de gas dispersas que son incapaces de formar una fase continua dentro del petróleo, donde dichas burbujas se liberan una vez que el crudo se encuentra en superficie o cuando la segregación gravitacional incrementa. Por esta razón la fase líquida del crudo se comporta como una emulsión de gas-petróleo donde va a existir una concentración de burbujas, que va incrementándose a medida que disminuye la presión.

B. Con el nuevo caudal establecido se calculan las pérdidas por fricción en la tubería y en la línea de producción.

- Pérdidas de fricción en la tubería (Ec. De Hazen y Williams):

$$\Delta P = \left(\frac{Q}{0,442 d^{2,63} c} \right)^{1,8519} * (L) \quad (21)$$

Donde:

Q = Caudal (gpm)

d = diámetro de la tubería (pulg)

C = Factor constante de fricción (Adimensional)

L = Longitud de la tubería (pie)

- Pérdidas en la línea de producción:

$$\Delta P = P_{wh} - P_{sep} \quad (22)$$

C. Se procede a estimar el diferencial de presión en la bomba :

$$\Delta P \text{ Bomba} = \text{Presión descarga} - \text{Presión succión} \quad (23)$$

$$P. \text{descarga} = P_{wh} + (\text{Grad. fluido} * \text{Prof. Yacimiento}) + \Delta P \text{ fricción} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} P_{\text{succión}} = & P_{\text{anular}} - \text{Rev.} + (\text{Grad. Gas} * \text{ND}) \\ & + ((\text{Grad. Gas} - \text{Petróleo}) * (\text{Prof. Bomba} - \text{ND})) \end{aligned} \quad (25)$$

Se verifica si el diferencial de presión calculado es igual o menor que la capacidad de la bomba, no es aconsejable someterla al máximo diferencial de presión, pues disminuiría considerablemente la eficiencia y la vida útil del equipo, por lo cual es buena práctica no superar el 80% del máximo diferencial de presión (según catálogo de la bomba). Si el diferencial de presión calculado es mayor que el 80% del máximo diferencial de presión de la bomba, se debe suponer en el punto A un caudal menor y se inicia nuevamente el proceso.

D. Conociendo el caudal y el diferencial de presión, utilizando la curva característica de la bomba instalada se lee en la misma la nueva velocidad de operación.

E. Si la velocidad leída en la curva característica de la bomba es mayor que la velocidad máxima admitida por la bomba (RPM) (según catálogo de la bomba), se debe suponer una velocidad inferior y a su vez leer en dicha curva el caudal a producir a esa velocidad e iniciar el proceso nuevamente en el punto A.

F. Posteriormente se calcula la potencia hidráulica, con ella el torque y la tensión en la primera cabilla.

- Potencia hidráulica :

$$Phd = \frac{\Delta P * Qth}{657} \quad (26)$$

Donde:

ΔP = Presión diferencial de la BCP (Kgf/cm²)

Qth = Caudal teórico (m/d³)

657 = Valor para cambiar a HP

- Torque :

$$T = \frac{K * HP}{RPM} \quad (27)$$

Donde:

HP = Potencia de la bomba (HP)

K = 5252 para calcular el torque en (lb*pie)

RPM = Velocidad de la bomba

- Tensión en la 1era cabilla:

$$Tensión\ 1era\ cabilla = F_1 + F_2 \quad (28)$$

- Esfuerzo Axiales debido al peso de las cabillas

$$F_1 = Long.\ cabilla * Peso\ cabilla \quad (29)$$

Donde:

Long. cabilla (m)

Peso cabilla (Kgf/m)

- Esfuerzos Axiales debido la presión de la bomba

$$F_2 = Presión\ total * Área\ efectiva \quad (30)$$

Donde:

Área efectiva = Obtenida por catálogo según el tipo de bomba y cabilla.

$$Presión\ total = \left(\frac{ND * \rho\ fluido}{10} \right) + (P.\ bocadepozo) \quad (31)$$

Donde:

ND = Nivel dinámico (m)

ρ fluido = Densidad del fluido (gr/cm³)

G. Con el torque y la tensión en la primera cabilla se procede a calcular el esfuerzo combinado, el cual se compara con la tensión de fluencia y si dicho valor es mayor que un 80% de la tensión de fluencia, se debe suponer un caudal menor en el punto A e iniciar nuevamente el proceso.

- Tensión combinada :

$$Tensión\ comb. = \sqrt{\sigma^2 + 4 * T^2} \text{ (kgf/cm}^2\text{)} \quad (32)$$

Donde:

- Tensión a la Torsión (T)

$$T = \frac{M.torsor}{W_t} \text{ (Kgf/cm}^2\text{)} \quad (33)$$

M.torsor = Torque calculado en (kgf*m) * 100 para pasar Kgf/cm.

W_t = Módulo de resistencia polar

$$W_t = \frac{\pi * diámetro\ cabilla^4}{32 * radio\ cabilla} \quad (34)$$

- Tensión a la tracción (σ)

$$\sigma = \frac{F}{\text{Área cabilla}} \quad (\text{Kgf/cm}^2) \quad (35)$$

F = Esfuerzo total = Tensión en la primera cabilla.

- Tensión de fluencia

$$\text{Tensión de fluencia} = \sigma \text{ admisible de la cabilla utilizada} \\ (\text{Kgf/cm}^2). \quad (36)$$

H. Se procede a verificar si los equipos de superficie están capacitados para manejar las nuevas condiciones. La tensión en la primera cabilla se compara con la capacidad del cabezal de rotación, el torque calculado con el torque disponible en la salida de la caja reductora y la potencia requerida no debe exceder el 80% de la potencia instalada. Si todas las condiciones resultan favorables se realiza el ajuste de la velocidad, establecido en el punto D.

Una vez estabilizado el pozo bajo las nuevas condiciones de operación, se verifica si se ha alcanzado la tasa máxima por condiciones del pozo o yacimiento, lo cual indicaría que el pozo está optimizado. Sin embargo en algunos casos puede ocurrir que las limitaciones las imponga el sistema de levantamiento, es entonces cuando será necesario estudiar la posibilidad de cambiar algún equipo o partes de dicho sistema de manera que no limiten la producción del pozo.

I. Finalmente se calcula el porcentaje de gas libre en la bomba.

$$\%GLB = \frac{q_o \beta g (RGP - R_s)}{(q_o \beta o) + (q_w \beta w) + (q_o \beta g (RGP - RS))} \quad (37)$$

Donde:

q_o = Tasa de petróleo (BY)

q_w = Tasa de agua (BY)

β_o = Factor volumétrico del petróleo (BY/PCN)

β_w = Factor volumétrico del agua (BY/BN)

β_g = Factor volumétrico del gas (BY/PCN)

RGP = Relación gas-petróleo

R_s = Razón de gas disuelto-petróleo (PCN/BN)

Cabe agregar que la hoja de Excel diseñada a su vez fue programada mediante Visual Basic de manera de generar una interfaz entre la hoja de cálculo y un código de programación, que especifique de manera directa la tasa óptima mediante la creación de módulos Visual Basic para cada pozo (ver Anexo H).

Inicialmente se generó una curva de tendencia para una bomba, a través de valores provenientes de una curva característica ya establecida para dicha bomba a 100, 200 y 300 RPM (ver Fig. 23); estableciendo así, para cada pozo una curva de tendencia ajustada a datos reales reportados para cada pozo y de esta manera generar una ecuación que permitiera determinar las RPM (ver Fig. 24)

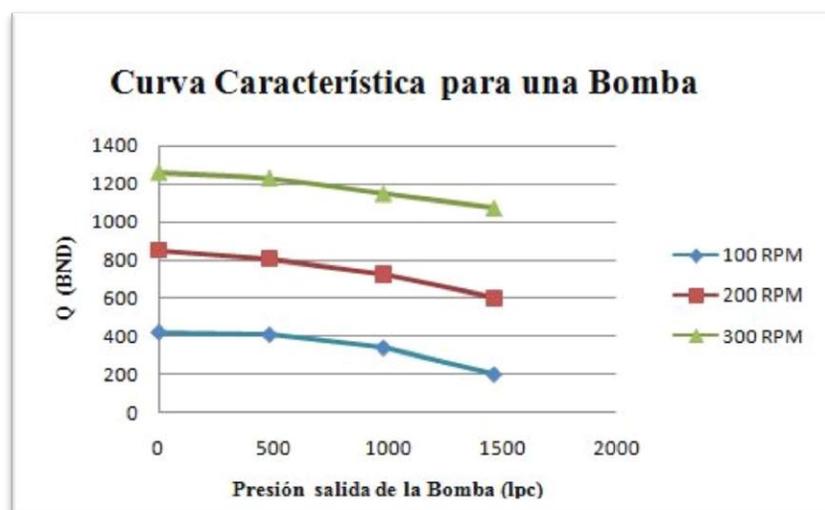


Fig.23: Curva Característica para una Bomba. (Tomado de Hirschfeldt, 2008)

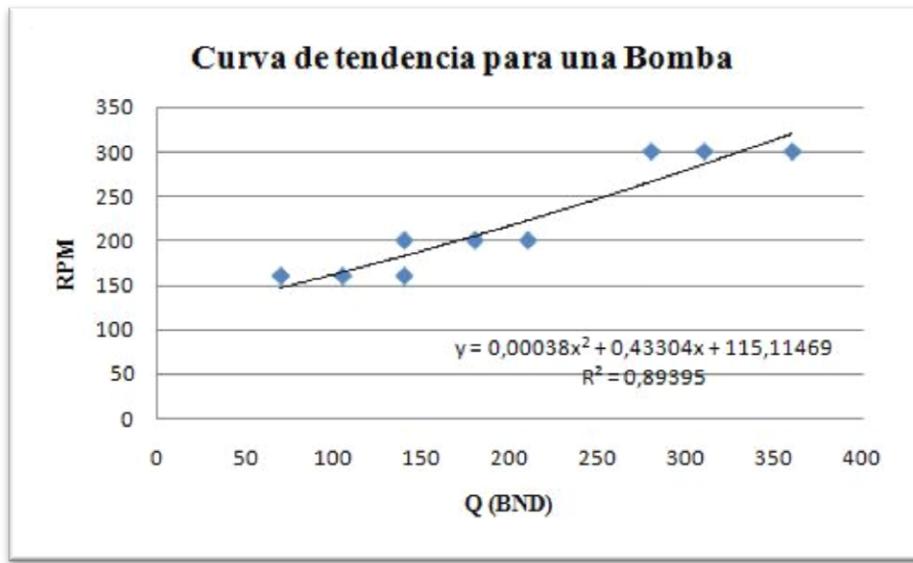


Fig.24: Curva de tendencia para una Bomba

Con referencia a lo anterior, dichas curvas fueron utilizadas con la finalidad de establecer parámetros que se relacionaran entre sí y de esta manera realizar la ejecución del código en Visual Basic, obteniéndose el valor de la tasa óptima con su respectiva velocidad de la bomba (RPM), para lo cual se realizó una curva de tendencia donde se podía observar el comportamiento de la tasa de petróleo en función de la tasa de agua (ver Fig. 25)

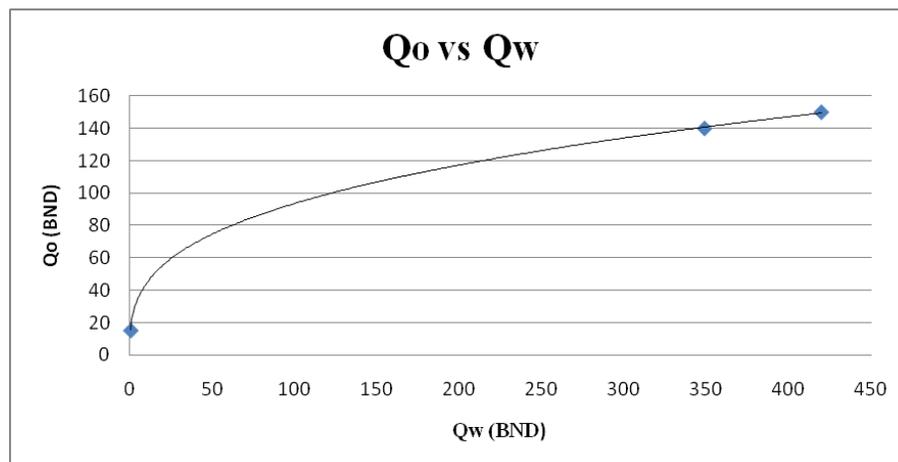


Fig.25: Curva de tendencia Qo vs Qw

En el orden de ideas, en el punto 2.7.2.2 y 2.7.2.3 se precisó los parámetros que pueden afectar la producción de los pozos. Evaluando ciertos parámetros como la tasa de petróleo producido, porcentaje de agua y sedimentos (%AyS), Relación Gas-Petróleo, se pudo observar a través de la data de producción que para algunos de los 8 pozos correspondientes a los Yacimientos MPG1 y MPG2 se presenta un alto %AyS así como valores altos de RGP. La RGP es la relación de volumen de gas que viene en solución en el volumen de petróleo en superficie, donde la producción de gas puede ser causada por la formación de una capa de gas libre como resultado de una presión estática menor a la presión de burbuja; o si por el contrario como gas en solución producido como resultado de una presión estática mayor a la presión de burbuja.

Asimismo, el porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) es un indicador de impurezas propias del petróleo que determinan la calidad del mismo, así como de la tasa de agua que se puede estar produciendo en el pozo.

$$\%A \text{ y } S = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} \quad (38)$$

Particularmente los pozos horizontales proveen una opción para poder minimizar las caídas de presión, las tendencias a conificación y sustentar altas tasas de producción de petróleo, sin embargo se hace necesario estimar las tasas críticas mediante la correlación de Dikken (1990), debido a la producción de agua y la relación gas-petróleo.

Para la tasas críticas inicialmente se procedió a determinar la tasa crítica adimensional mediante la ecuación de Dikken, la cual se basa en la conificación de gas y encrestamiento de agua para pozos horizontales. Cabe agregar, que la conificación de gas o agua es el movimiento de los fluidos del yacimiento en la

dirección de menor resistencia, provocando una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la relación gas-petróleo o en la producción de agua.

Adicionalmente se procedió a calcular la tasa crítica real mediante la siguiente ecuación (Mejías, 2011):

$$q_o = 4.888 \times 10^{-4} \frac{\Delta\rho h \sqrt{K_h K_v L}}{\mu_o} * q_c \quad (39)$$

Todos los cálculos anteriores fueron realizados en un formato hoja de cálculo Excel, como se muestra en las Figuras 26 y 27.

CÁLCULO DE LA TASA DE PRODUCCIÓN					
Método de Dikken					
Datos:					
Pozo	Yacimiento	Espesor Arena (h) (pies)	Kh (mD)	Kv (mD)	ρ_o (gr/cc)
MOR1	MPG1	110	5300	4800	0,96
MOR2	MPG1	110	3310	3110	0,96
MOR3	MPG1	110	1300	1050	0,96
MOR4	MPG1	110	4300	3000	0,96
MOR5	MPG1	110	2500	2125	0,96
MOR6	MPG2	110	2300	1930	0,96
MOR7	MPG2	110	3350	2975	0,96
MOR8	MPG2	110	2550	2100	0,96

Fig.26: Base de datos pozos Campo Morichal

Cálculos de la Tasa Crítica por el Método de Dikken				
Pozo	Yacimiento	qc**	qoc real -Gas (BND)	qoc real - Agua (BND)
MOR1	MPG1	0,0450	61,2769	15,3314
MOR2	MPG1	0,0442	19,1382	4,7883
MOR3	MPG1	0,0477	1,8777	0,4698
MOR4	MPG1	0,0513	45,9242	11,4901
MOR5	MPG1	0,0465	14,4473	3,6147
MOR6	MPG2	0,0468	11,2446	2,8134
MOR7	MPG2	0,0455	24,5742	6,1484
MOR8	MPG2	0,0472	18,6984	4,6783

qc**: Tasa crítica adimensional por unidad de longitud
qoc real 1: Tasa crítica real de petróleo respecto al gas
qoc real 2: Tasa crítica real de petróleo respecto al agua

Fig.27: Tasas Críticas calculadas para cada pozo

3.5.4 Generación de una Matriz de Evaluación

Es de importancia que durante la puesta en marcha del sistema BCP es necesario medir y registrar las variables de operación, las cuales forman parte de la información necesarias para realizar posteriormente un adecuado diagnóstico y optimización del sistema.

Para las mediciones es necesario desacoplar la carga del sistema motriz, en los sistemas de cabezal de eje fijo y así medir variables como velocidad de rotación (RPM), frecuencia, tensión, potencia, torque con el fin de determinar las capacidades de los equipos instalados. Toda esta información será registrada en el expediente del pozo en conjunto con las propiedades de la bomba instalada, los cual serán empleados para el inicio del sistema BCP, determinación del sistema “yacimiento-pozo-equipos de producción” estén estabilizados y así llevar a cabo el proceso de optimización.

La Generación de una Matriz de Evaluación para los pozos, se realizó con la finalidad de diagnosticar e identificar los pozos con oportunidades para la optimización. La evaluación de los pozos permitió seleccionar los pozos con las mejores características para llevar a cabo la simulación.

Los criterios de selección establecidos fueron (Marín, 2018):

- Porcentaje de la eficiencia de bombeo en superficie

$$\% Eff_s = \frac{Ql}{(RPM)(CB)(0.0629)} \quad (40)$$

- Porcentaje de la eficiencia volumétrica de la bomba

$$\% Eff_v = \frac{Qequiv.}{(RPM)(CB)(0.0629)} \quad (41)$$

Donde:

CB: Capacidad de la bomba (m³/d)

Qequiv.: Qo +Qg +Qw a condiciones de fondo

- Porcentaje de esfuerzos en las cabillas

Se estableció como nivel crítico un torque de 1890lbs-pie para cabillas de 1-1/8 grado D, valor tomado como referenciasegún especificaciones de los catálogos Alberta Oil Tool, TENARIS Siderca, Manual ABC para servicio técnico en bomba BCP (ver Anexo D).

$$\% RodStress = \frac{(Torque) * (100)}{(1890 lbs - pie)} \quad (42)$$

Máximo Rod Stress (máximo stress en las cabillas) $\leq 70\%$, para garantizar el buen funcionamiento de las cabillas, es decir, para evitar que falle las sartas de cabillas.

- Potencial

El potencial AOF (Tasa Máxima), es un punto teórico de producción donde el Drawdown del pozo es muy alto, debido a que se genera entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente igual a cero. Dicha condición suele ser imposible de alcanzar debido a diferentes factores que pueden presentarse durante el proceso de producción, por lo que se estima que el potencial real de un pozo se encuentra entre el 70-80% de la tasa máxima determinada.

$$\text{Potencial} = \text{AOF} * 0.7 \quad (43)$$

- Porcentaje de Optimización

Finalmente se determina el porcentaje de optimización que pueden llegar alcanzar los pozos en estudio, a través de la implementación de la metodología propuesta para la optimización de pozos con sistema de levantamiento artificial BCP.

$$\%Optimización = \frac{(Q_l) * (100)}{AOF - (AOF * 0,3)} \quad (44)$$

Pozo Optimizado: 70-85%

Pozos con posibilidades de incremento de la producción: <70%

Pozos con drawdown cercano o mayor al crítico: >85%

- Caída de presión en la formación

Es de conocimiento que en los yacimientos se establece una relación entre la tasa de fluidos aportados por el mismo y un diferencial de presión inducido por el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, donde dicho diferencial se conoce con el nombre de Drawdown ($\Delta P = P_e - P_{wf}$). Donde para una formación en específica el caudal aumenta a medida que se incrementa esta caída de presión lo que a su vez representa una menor presión en el yacimiento ejercida por una columna fluyente de fluido en el espacio anular (P_{wf}) (Chacín, 2003).

Sobre la base de las consideraciones anteriores, siendo el objetivo producir a altas tasas prolongando la energía natural del yacimiento, tomando en cuenta que un drawdown excesivo genera la caída de la presión poral en las inmediaciones del pozo, fenómeno que es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz de la roca se traduce en un aumento progresivo de la producción de arena. Por lo cual se estableció tomar en cuenta para la optimización un drawdown con el cual se pueda controlar problemas de producción originado por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, así como una menor producción de gas y/o agua, evaluando el comportamiento de la relación gas-petróleo (RGP) y porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) en función del drawdown para cada uno de los pozos (ver Anexo I) partiendo de valores reportados de los mismos, así como el valor para cada factor a la tasa crítica de petróleo.

En la Fig. 28 se observa el comportamiento del porcentaje de agua y sedimentos en función del drawdown para el pozo MOR1.

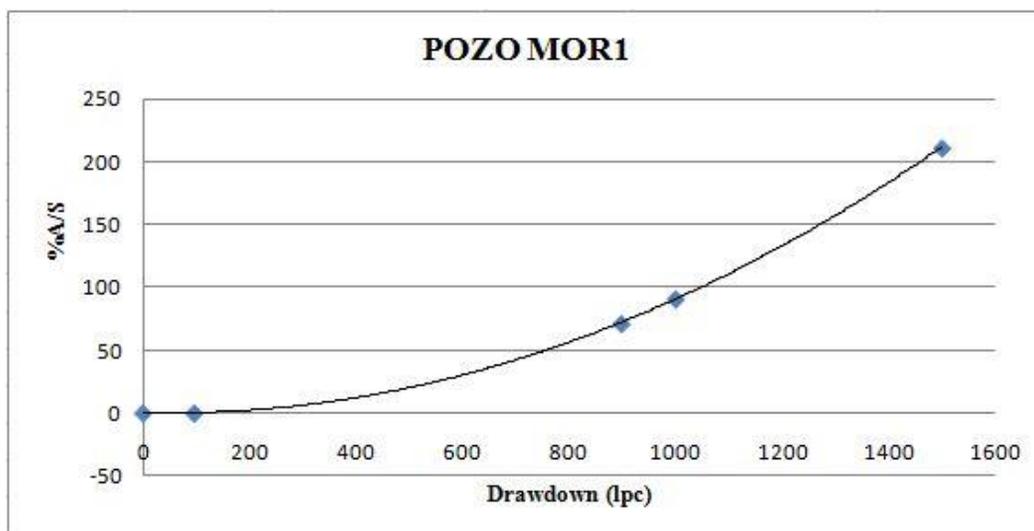


Fig.28: Curva %AyS vs Drawdown para el pozo MOR1

Se estableció el drawdown como se observa en la Tabla 7 para los pozos MOR1, MOR2, MOR3, MOR7, MOR8 en función del comportamiento del porcentaje de agua y sedimentos, tomando en cuenta que estos pozos presentan altos valores de dicho porcentaje.

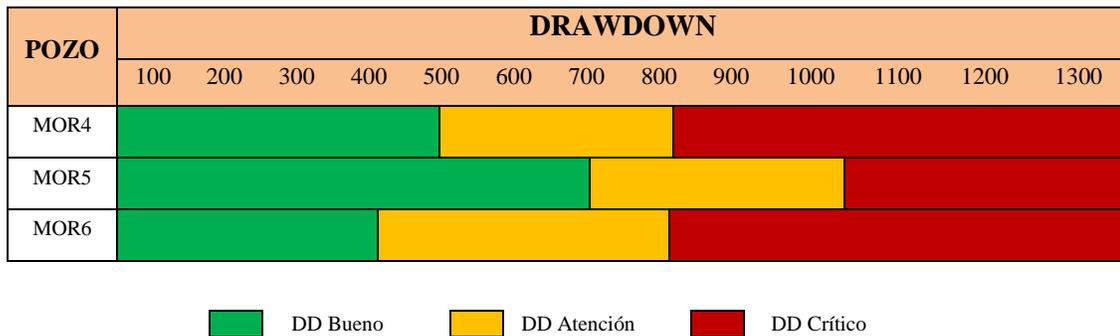
Tabla 7: Drawdown establecido para cada pozo en función del comportamiento del %AyS

POZO	DRAWDOWN												
	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200	1300
MOR1	DD Bueno					DD Atención					DD Crítico		
MOR2	DD Bueno						DD Atención						DD Crítico
MOR3	DD Bueno									DD Atención			DD Crítico
MOR7	DD Bueno								DD Atención				DD Crítico
MOR8	DD Bueno					DD Atención					DD Crítico		

DD Bueno
 DD Atención
 DD Crítico

Se estableció el drawdown como se observa en la Tabla 8 para los pozos MOR4, MOR5, MOR6 en función del comportamiento de la relación gas-petróleo, tomando en cuenta que estos pozos presentan altos valores de dicha relación.

Tabla 8: Drawdown establecido para cada pozo en función del comportamiento de la RGP



3.5.5 Evaluación y Análisis de sensibilidad de los pozos

Con el propósito de llevar a cabo la evaluación y análisis de sensibilidad de los pozos se empleó el programa computacional PIPESIM, el cual constituye una herramienta de simulación multifásico de estado estable, utilizado para diseñar, analizar la producción y conocer el potencial del yacimiento. PIPESIM no sólo modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, sino que además toma en cuenta el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

En este mismo sentido permite modelar sistemas de levantamiento artificial dentro de los cuales se encuentra el sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas, en el cual se ha incluido una gran variedad de bombas.

Asimismo, para realizar el modelado de los pozos con sistemas BCP en PIPESIM, se lleva a cabo una serie de etapas:

- Selección de los diferentes objetos o elementos, desde la completación del pozo hasta el cabezal o separador y definir las propiedades de los mismos (ver Anexo A). En la Fig.29 se muestra la tabla de las especificaciones con la información de completación para cada pozo que debe ser suministrada al simulador:

General							
Tubulars							
Deviation survey							
Downhole equipment							
Artificial lift							
Heat transfer							
Completions							
Surface equipment							
Mode:		<input type="radio"/> Simple <input checked="" type="radio"/> Detailed					
Dimension option:		<input type="radio"/> OD <input checked="" type="radio"/> Wall thickness					
^ CASINGS/LINERS							
Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness	
		ft	ft	in	in	in	
1	Casing	CsgSn	0	3900	8,625	0,9784	0,001
2	Liner	CsgSn Hor	3850	7370	6	0,317	0,001
+							
^ TUBINGS							
Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness			
	ft	in	in	in	in		
1	TSn	3700	5	0,317	0,001		
+							

Fig.29: Tabla para la definición de la configuración mecánica del pozo. (Schlumberger, 2017)

- Definir el Modelo IPR y Presión Estática para la completación: Es necesario indicar la información como presión estática y el modelo IPR. Igualmente se debe introducir información de la tubería de producción como la profundidad de asentamiento, así como también especificaciones de la tubería de revestimiento.

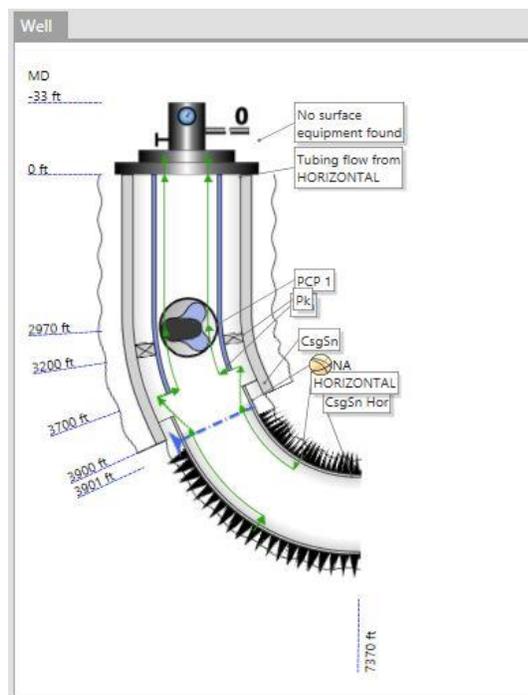


Fig.30: Configuración mecánica del pozo Pipesim. (Schlumberger, 2017.2)

- Seleccionar el tipo de fluido existente en el pozo, el cual puede ser flujo por la tubería, por el anular y por la tubería y el anular. Se debe incluir del sistema de levantamiento artificial.
- Calibrar el modelo de fluido definido, para lo cual se debe introducir las propiedades del fluido, y el modelo a utilizar puede ser blackoil o composicional y va a depender de la información disponible.
- Ajustes de las correlaciones de flujo, donde se requiere conocer la presión en algunos puntos clave como el cabezal del pozo, la presión a la entrada de la bomba, la presión de fondo fluyente. Se debe colocar valores de presiones medidos en diferentes puntos del sistema como se muestra en la Fig.31.

Survey data

Name: Pozo MOR1

Type: Well Flowline

Date/Time: 09-02-2019 07:11 p.m.

Oil flowrate: 140 STB/d

Water flowrate: 349 STB/d

Gas flowrate: 7420 scf/d

GOR: 53 SCF/STB

Watercut: 71,37014 %

COMMENTS

Survey comments:
 Max. characters 2000

PROFILE DATA

Fluid phases: 2-phase 3-phase

	Measured depth	Pressure	Temperature	Liquid holdup	Gas holdup
	ft	psia	degF	%	%
1	0	223	115		
2	3900	1577	134		
+					

PIPESIM

OK Cancel

Fig.31: Tabla ajuste de correlación. (Schlumberger, 2017)

- Análisis y revisión del comportamiento, después de lograr un ajuste apropiado se realiza el análisis nodal para evaluar la producción del pozo a diferentes velocidades de la bomba. Se realiza el análisis nodal para evaluar la producción del pozo como se muestra en la Fig.32.

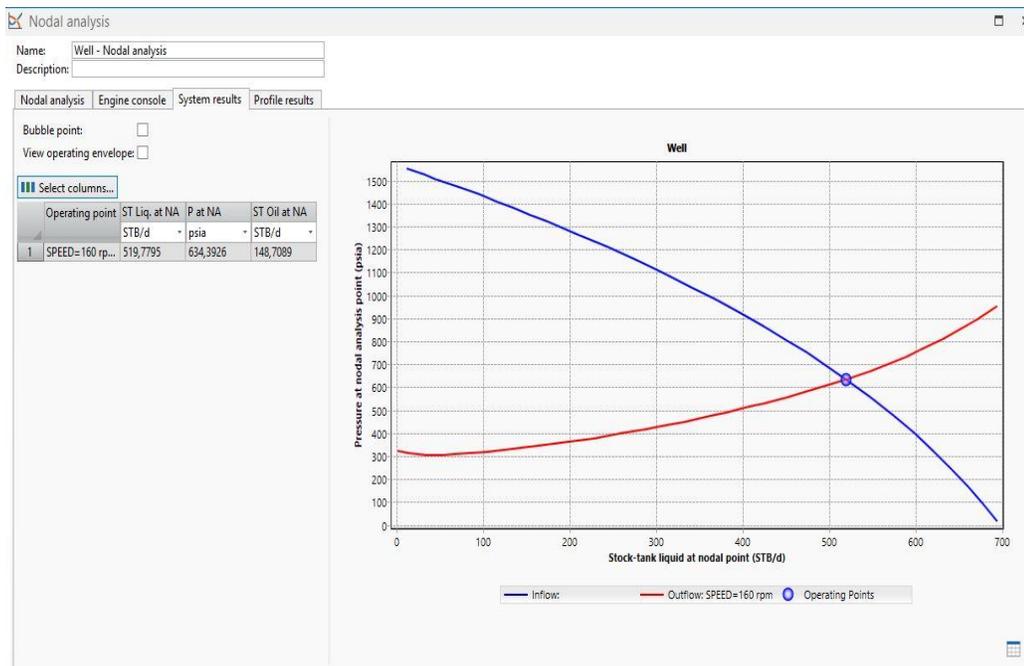


Fig.32: Análisis nodal para un pozo realizado en PIPESIM. (Schlumberger, 2017)

3.5.6 Comparación entre las tasas de producción

En esta etapa de la metodología se llevó a cabo el análisis de los resultados de tasa óptima de los pozos en estudio obtenidos a través de la metodología expuesta en la herramienta computacional Excel, validado a su vez mediante la simulación de los mismos en PIPESIM.

De igual manera se realizó el análisis de la tasa crítica adimensional (q_c) con los valores de tasa crítica real (q_o), calculados mediante las correlaciones seleccionadas.

3.5.7 Análisis de los resultados

En el marco de las consideraciones anteriores, acerca del análisis de los resultados de tasa óptima generados a través de la herramienta computacional Excel y del simulador PIPESIM, donde el propósito es dar como resultado la tasa óptima para cada pozo en estudio, así como factores operacionales tomados en cuenta en el proceso de optimización como la velocidad de operación de la bomba (RPM). Igualmente resulta oportuno que dichos resultados sean analizados en función de lo establecido en el Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos.

Por otra parte, el análisis de las tasas críticas (q_c) determinadas se realizó con la finalidad de no exceder dicha tasa y producir de manera más eficiente y lo más importante evitando la producción de agua y/o gas.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Evaluación del Índice de Productividad Teórico vs Real

Con las ecuaciones seleccionadas para cada pozo de los yacimientos MPG1 y MPG2 del Campo Morichal, mediante la herramienta computacional Excel, se permitió evaluar y determinar la ecuación que se adaptara mejor al índice de productividad real reportado para cada pozo. Siendo importante mencionar que se realizaron sensibilidades a los parámetros de espesor, permeabilidad horizontal y vertical debido a que no fue reportado su valor real para cada pozo; dichas sensibilidades se realizaron con la finalidad de obtener la ecuación que reflejara través del menor error relativo las condiciones reales del pozo.

En la Tabla 9 se puede observar el índice de productividad calculado mediante las diferentes ecuaciones seleccionadas así como el índice de productividad real para cada pozo.

Tabla 9: Índices de Productividad reales y calculados para cada pozo

Pozo	Yac.	J real (BND/lpc)	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R.-J (BND/lpc)	J Frick-E. (BND/lpc)	J Cho- S. (BND/lpc)	J Dikken (BND/lpc)
MOR1	MPG1	1,82	1,816	2,135	2,056	1,818	2,113	2,077
MOR2	MPG1	0,21	0,213	0,231	0,229	0,214	0,231	0,228
MOR3	MPG1	0,014	0,018	0,019	0,019	0,018	0,018	0,018
MOR4	MPG1	1,23	1,069	1,237	1,194	1,069	1,229	1,213
MOR5	MPG1	0,57	0,517	0,563	0,563	0,517	0,561	0,552
MOR6	MPG2	0,12	0,131	0,141	0,139	0,131	0,141	0,139
MOR7	MPG2	0,4	0,399	0,449	0,439	0,399	0,447	0,443
MOR8	MPG2	0,71	0,622	0,702	0,687	0,623	0,698	0,689

Con los resultados obtenidos de la aplicación de las diferentes ecuaciones para el cálculo del índice de productividad en pozos horizontales, posteriormente se determinó el error que genera cada una de las ecuaciones con respecto al valor real como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10: Porcentaje de error promedio relativo de los índices de productividad calculados con respecto a los reales para cada pozo

	J Joshi (BND/lpc)	J Borisov (BND/lpc)	J G-R.-J (BND/lpc)	J Frick-E. (BND/lpc)	J Cho- S. (BND/lpc)	J Dikken (BND/lpc)
Error Relativo Promedio %	0,915	11,466	9,858	0,988	10,959	9,230

En la Tabla 10 se observa claramente que de las seis ecuaciones aplicadas para evaluar la capacidad de producción de los pozos horizontales (índice de productividad) con respecto al real y a su vez llevando a cabo el cálculo del error relativo, la ecuación que mejor cotejo dichas condiciones reales fue la de Joshi, con un total de 6 pozos ajustados con un grado de desviación casi nulo, presentando un error promedio para los 8 pozos de 0,915 %; sólo los pozos MOR2, MOR3 y MOR6 se ajustaron sin mayor desviación para los diferentes autores. Por su parte, la ecuación de Borisov arrojó el mayor error (11,466%) con respecto a la medida del índice de productividad real.

En el orden de las ideas anteriores, la ecuación de Joshi fue presentada para estimar el índice de productividad para un pozo horizontal en un reservorio isotrópico tomando en cuenta y determinando a la vez que la anisotropía, espesor, área de drenaje son factores importantes para el cálculo de dicho índice de productividad; donde la importancia de una relación entre la permeabilidad vertical y horizontal dependiendo del yacimiento permitirá que el crudo tenga mayor probabilidad de entrar a la sarta de producción, a su vez la influencia del espesor del yacimiento se muestra en función de la longitud del pozo obteniendo mejoras en la productividad, donde para un pozo

horizontal se puede obtener de 2,5 a 3,8 veces mayor productividad que la de un pozo vertical, de igual manera la longitud de los pozos horizontales drenarían una mayor área del yacimiento debido a que conociendo que un pozo vertical drena un área circular de cierto radio de drenaje el cual a su vez es empleado para el cálculo del área de drenaje de los pozos horizontales definido por Joshi como el área de una elipse.

Asimismo es de importancia mencionar que en base a la clasificación de los valores típicos de índice de productividad, los valores reales así como los calculados por medio de la ecuación de Joshi se encuentran entre índices de productividad de bajos a medio, catalogando así a los pozos como pozos con productividad media ($1,0 < J_{\text{medio}} < 2,0$) y pozos con baja productividad ($J_{\text{bajo}} < 1,0$) teniendo en cuenta este aspecto de importancia para el campo de la industria petrolera planificando así a través del mismo el desarrollo de los sistemas de producción de los pozos, la instalación de los equipos de levantamiento artificial y el costo económico para llevar a cabo la producción de cada uno de los pozos.

4.2 Optimización de los pozos del Campo Morichal con BCP

Con la finalidad de obtener la optimización de cada uno de los pozos instalados con BCP, se presentó un procedimiento llevado a cabo mediante la herramienta computacional Excel y Visual Basic. En las Tablas 11 y 12 se muestra los resultados de optimización de los diferentes parámetros establecidos en la metodología anteriormente descrita para cada uno de los pozos de los yacimientos MPG1 y MPG2.

Tabla 11: Parámetros Optimizados para cada uno de los pozos instalados con BCP mediante la Metodología aplicada (Herramienta computacional, Excel)

Pozo	Yac.	Qopt. (BND)	RPM	ΔP bomba (lpc)	Nivel de fluido (pies)
MOR1	MPG1	150	166	1262	2470
MOR2	MPG1	70	161	1248	2485
MOR3	MPG1	100	82	1607	3224
MOR4	MPG1	160	80	1503	3198
MOR5	MPG1	90	80	1704	3550
MOR6	MPG2	50	150	1669	3093
MOR7	MPG2	131	103	1726	3503
MOR8	MPG2	150	166	1725	3270

Tabla 12: Parámetros Optimizados para cada uno de los pozos instalados con BCP

Pozo	Yac.	Torque (lb*pie)	Potencia (HP)	Tensión 1er cabilla (kgf/cm ²)	Esfuerzo comb. (kgf/cm ²)	% GLB
MOR1	MPG1	365	11,5449	373	2235	0,0947
MOR2	MPG1	189	5,8083	1093	2560	0,0135
MOR3	MPG1	188	2,9385	453	1069	7,0899
MOR4	MPG1	280	4,2674	1478	3075	70,3258
MOR5	MPG1	167	2,5423	689	1468	15,7192
MOR6	MPG2	67	1,8478	782	1584	74,1742
MOR7	MPG2	288	5,6499	887	1976	2,5692
MOR8	MPG2	222	7,0043	590	1357	36,2195

La optimización de un pozo instalado con BCP inicialmente debe operar a velocidades que permita que las condiciones de producción se estabilicen, principalmente la presión de cabezal, el nivel dinámico de fluido, el ajuste elastómero-rotor, etc. Una vez estabilizado el sistema se procede a realizar mediciones de las variables más importantes como tasa de producción, nivel de fluido, relación gas-petróleo, porcentaje de agua y sedimentos, presión de cabezal, velocidad de rotación, frecuencia, torque, potencia, etc. Dicha información se coteja ajustando el simulador de manera de reproducir las condiciones del campo (pozo) y así posiblemente predecir nuevas condiciones de operación a una nueva velocidad; la optimización también se puede llevar a cabo sin la necesidad de utilizar un programa avanzado, pero posiblemente requiere de mucho más tiempo.

Con la implementación del procedimiento descrito en el marco metodológico para la optimización de un pozo instalado con BCP, en las Tablas 11 y 12 se puede observar un resumen de los resultados obtenidos de los distintos parámetros optimizados para cada uno de los pozos.

En este mismo sentido, inicialmente con el procedimiento programado en la hoja de Excel se estableció un caudal igual o menor que el establecido como caudal máximo del pozo, donde con dicho caudal se procede a realizar el cálculo de diferentes variables que al cumplir con una serie de especificaciones establecidas en el procedimiento, generará finalmente el valor de esa tasa óptima con sus diferentes parámetros optimizados.

Seguidamente con el caudal establecido en la herramienta computacional se calcula las pérdidas de fricción en la tubería y en la línea de producción, y a su vez la presión de salida de la bomba, donde el programa por medio de una instrucción verifica que para cada pozo se cumple que dicha presión no debe superar el 80% del máximo diferencial de presión. Estableciendo el caudal y la presión de salida de la bomba, el programa procede a calcular el valor de la velocidad de operación, a través de una

ecuación generada a partir de una curva de tendencia ajustada a los datos reales de cada pozo proveniente de una curva característica ya establecida para una bomba, la cual relaciona tasa de petróleo, presión de salida de la bomba y RPM. Esta ecuación que permite determinar las RPM está en función de la tasa inicialmente establecida, donde si dicha tasa cumple con las especificaciones ya mencionadas anteriormente, las RPM calculadas serán las óptimas y posteriormente el programa mediante una instrucción verifica que esa velocidad de operación no debe superar el 80% de la velocidad máxima admitida por la bomba según catálogo.

Posteriormente en la secuencia de la ejecución del programa, se calcula el torque, el cual depende de las RPM y de la potencia.; y a su vez la potencia depende del caudal inicialmente establecido. El torque se comparó con el torque disponible en la salida de la caja reductora y se verificó que la potencia no excediera el 80% de la potencia instalada, tomando en cuenta que los pozos en estudio poseen una potencia instalada de 100 HP donde para después de la optimización se alcanzaron valores no mayor a 12 HP debido a los bajos caudales manejados por los pozos. Igualmente se calcula la tensión de la primera cabilla que conjuntamente con el torque, permite determinar el esfuerzo combinado, verificando que el mismo no exceda el 80% del sigma admisible para las cabillas. En aplicaciones BCP el torque puede ser definido como la energía necesaria para girar el rotor dentro del estator y la sarta de cabillas dentro de los fluidos contenidos en la tubería de producción llevándolos hasta superficie; no debe sobrepasar el valor máximo admisible, a fin de prevenir cualquier falla en las cabillas o daños permanentes de estas.

Finalmente, si mediante la ejecución del programa todas las condiciones establecidas en el procedimiento del Manual de BCP se cumplen (instrucciones dadas al programa realizado en la hoja de Excel), el resultado es la optimización del pozo.

Además, a la metodología implementada para la optimización se le incorporó un factor de gran importancia como lo es el porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba, ya que el gas que se pudiera encontrar dentro de la bomba ocasionaría una

variación de las propiedades mecánicas de la misma. Es importante mencionar que para los pozos MOR1, MOR2 Y MOR7 se obtuvieron bajos valores de porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba, tomando en cuenta que dichos pozos presenta baja relación gas-petróleo.

4.3 Evaluación y Análisis de sensibilidades en los pozos mediante PIPESIM

- **Pozo MOR 1**

En la Tabla 13, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR1, completado con BCP con producción de petróleo de 140 BND operando a 160 RPM, RGP de 53 PCN/BND; 71,39 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 680 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (160, 166, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 200 RPM donde se genera un drawdown inferior a 1000 lpc siendo el límite de atención de 500-1000 lpc para este pozo, a esta condición el pozo alcanzará un drawdown de 999 lpc, con una producción de líquido de 526 BND de los cuales 151 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 577 lpc.

Tabla 13: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR1

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
160	1576	681	895	489	140
166	1576	664	912	495	142
200	1576	577	999	526	151
250	1576	481	1095	558	160
300	1576	404	1172	581	166
350	1576	339	1237	599	171
400	1576	291	1285	612	175

En la Fig.33 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR1.

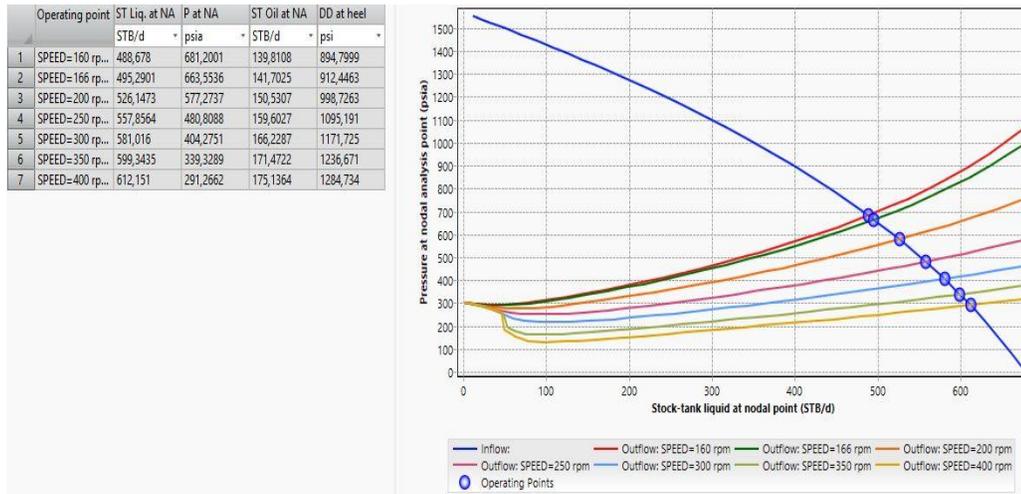


Fig.33: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR1

- **Pozo MOR 2**

En la Tabla 14, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR2, completado con BCP con producción de petróleo de 70 BND operando a 160 RPM, RGP de 14 PCN/BND; 61,51 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 280 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (160, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 160 RPM donde se genera un drawdown más cercano a 1000 lpc siendo el límite de atención de 600-1000 lpc para este pozo, a esta condición el pozo

alcanzará un drawdown de 995 lpc, con producción de líquido de 183 BND de los cuales 70 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 581 lpc.

Tabla 14: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 2

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
160	1576	581	995	183	70
200	1576	500	1076	200	77
250	1576	448	1128	211	81
300	1576	419	1157	217	84
350	1576	401	1175	221	85
400	1576	389	1187	224	86

En la Fig.34 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR2.

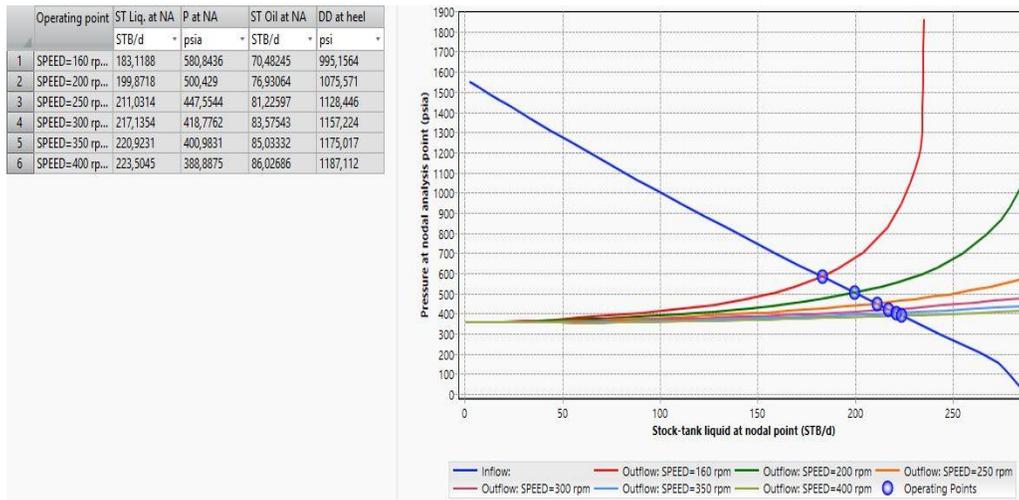


Fig.34: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR2

- **Pozo MOR 3**

En la Tabla 15, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR3, completado con BCP con producción de petróleo de 97 BND operando a 80 RPM, RGP de 76 PCN/BND; 12 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 240 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (80, 82, 90, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 150 RPM donde se genera un drawdown más cercano a 1000 lpc siendo el límite de atención de 900-1200lpc para este pozo, a esta condición el pozo alcanzará un drawdown de 1155 lpc, con producción de líquido de 172 BND de los cuales 151 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 421 lpc.

Tabla 15: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 3

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
80	1576	797	779	111	97
82	1576	781	795	113	100
90	1576	724	852	122	108
100	1576	659	917	133	117
150	1576	421	1155	172	151
200	1576	294	1282	193	170
250	1576	227	1349	205	180
300	1576	187	1389	212	186
350	1576	161	1415	216	190
400	1576	143	1433	220	193

En la Fig.35 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR3.

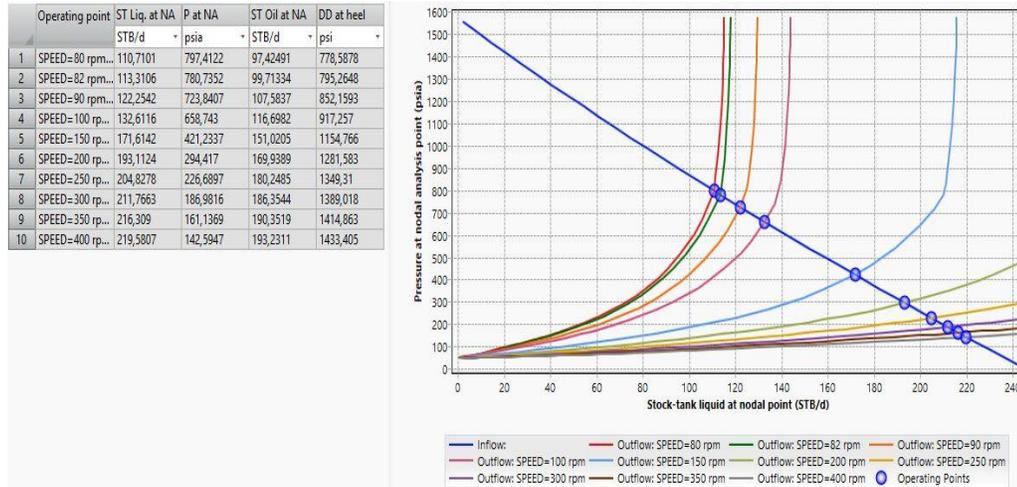


Fig.35: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR3

• **Pozo MOR 4**

En la Tabla 16, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR4, completado con BCP con producción de petróleo de 160 BND operando a 80 RPM, RGP de 1665 PCN/BND; 10 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 400 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (80, 90, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 100 RPM donde se genera un drawdown inferior a 800 lpc siendo el límite de atención de 500-800 lpc para este pozo, a esta condición el

pozo alcanzará un drawdown de 755 lpc, con producción de líquido de 200 BND de los cuales 180 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 821lpc.

Tabla 16: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 4

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
80	1576	934	642	177	159
90	1576	875	701	189	170
100	1576	821	755	200	180
150	1576	616	960	236	213
200	1576	486	1090	256	230
250	1576	399	1177	268	241
300	1576	337	1239	276	248
350	1576	292	1289	281	253
400	1576	258	1318	285	256

En la Fig.36 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR4.

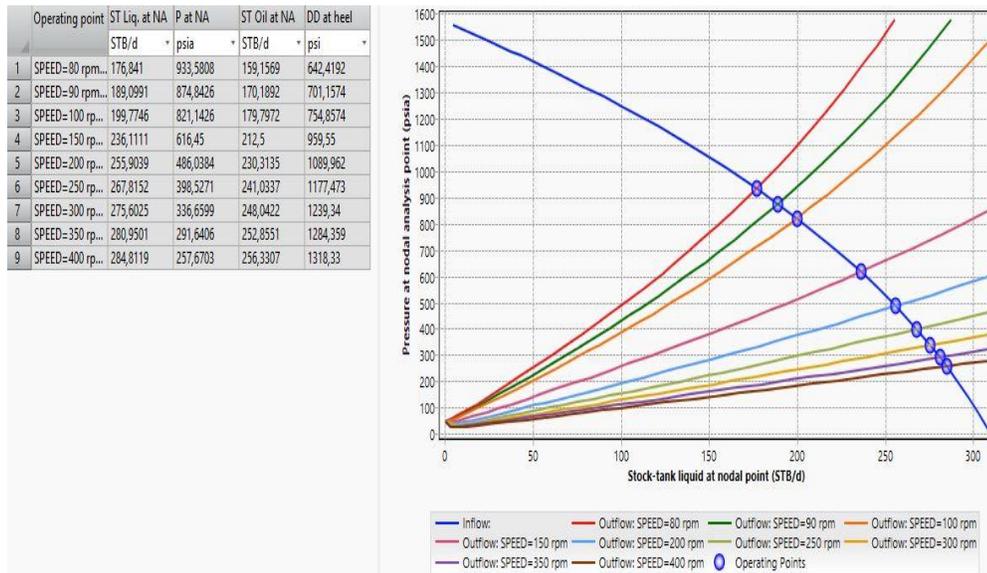


Fig.36: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR4

- **Pozo MOR 5**

En la Tabla 17, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR5, completado con BCP con producción de petróleo de 90 BND operando a 80 RPM, RGP de 223 PCN/BND; 3 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 145 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (80, 90, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 100 RPM donde se genera un drawdown más cercano a 1000 lpc siendo el límite de atención de 700-1000 lpc para este pozo, a esta condición el pozo alcanzará un drawdown de 846 lpc, con producción de líquido de 104 BND de los cuales 101 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 730 lpc.

Tabla 17: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 5

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
80	1576	853	723	93	91
90	1576	788	788	99	96
100	1576	730	846	104	101
150	1576	519	1057	120	117
200	1576	396	1180	128	124
250	1576	318	1257	132	129
300	1576	266	1310	136	131
350	1576	228	1348	137	133
400	1576	199	1377	139	135

En la Fig.37 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR5.

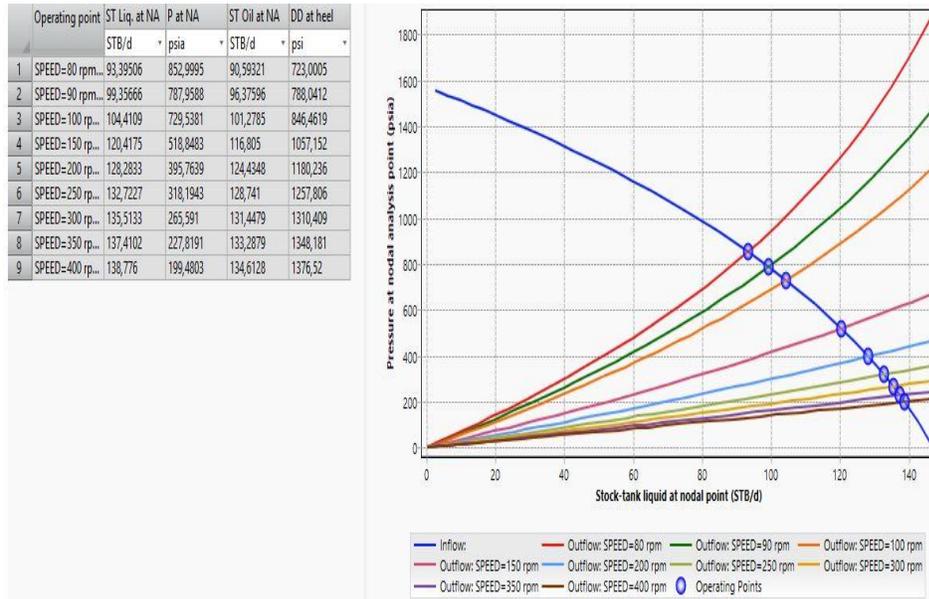


Fig.37: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR5

• **Pozo MOR 6**

En la Tabla 18, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR6, completado con BCP con producción de petróleo de 50 BND operando a 150 RPM, RGP de 2405 PCN/BND; 28 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 100 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (150, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 150 RPM donde se genera un drawdown inferior a 850 lpc siendo el límite de atención de 400-850 lpc para este pozo, a esta condición el pozo alcanzará

un drawdown de 831 lpc, con producción de líquido de 70 BND de los cuales 50 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 746 lpc.

Tabla 18: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 6

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
150	1577	746	831	70	50
200	1577	598	979	78	56
250	1577	496	1081	84	60
300	1577	424	1153	87	63
350	1577	371	1206	90	65
400	1577	331	1246	91	66

En la Fig.38 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR6.

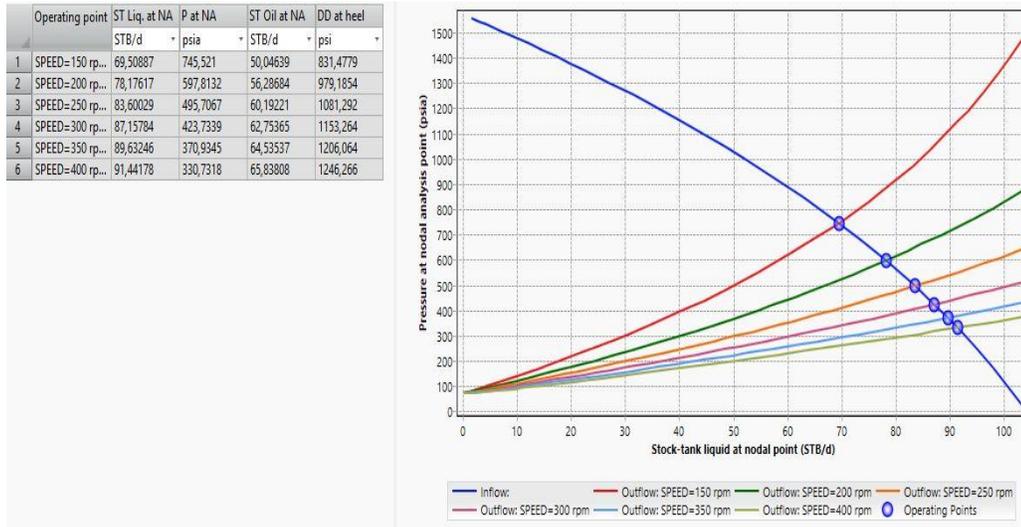


Fig.38: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR6

- **Pozo MOR 7**

En la Tabla 19, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR7, completado con BCP con producción de petróleo de 125 BND operando a 100 RPM, RGP de 79 PCN/BND; 30,69 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 230 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (100, 103, 150, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 103 RPM donde se genera un drawdown más cercano a 1000 lpc siendo el límite de atención de 800-1200 lpc para este pozo, a esta condición el pozo alcanzará un drawdown de 1069 lpc, con producción de líquido de 187 BND de los cuales 130 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 508 lpc.

Tabla 19: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 7

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
100	1577	531	1046	185	128
103	1577	508	1069	187	130
150	1577	269	1308	208	144
200	1577	165	1412	216	150
250	1577	117	1460	219	152
300	1577	91	1486	221	153
350	1577	75	1502	221	154
400	1577	64	1513	222	154

En la Fig.39 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR7.

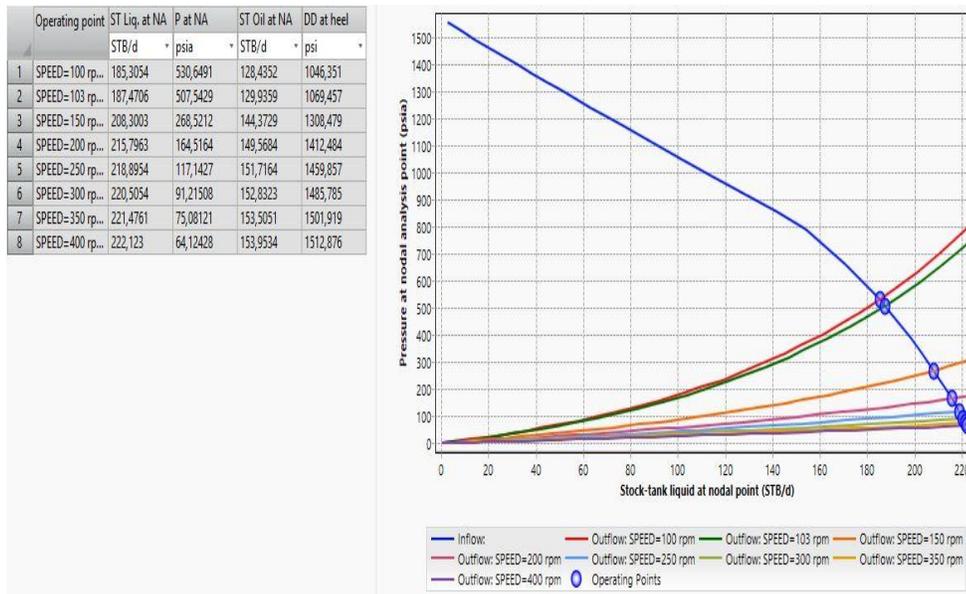


Fig.39: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR7

• Pozo MOR 8

En la Tabla 20, se observa un resumen de resultados de las sensibilidades realizadas en el Simulador PIPESIM a diferentes velocidades de operación. El pozo MOR8, completado con BCP con producción de petróleo de 140 BND operando a 160 RPM, RGP de 578 PCN/BND; 36,29 %AyS y con un potencial máximo del pozo reportado por el simulador de 400 BND.

Al realizar la simulación en PIPESIM con sensibilidades a diferentes velocidades (160, 166, 200, 250, 300, 350, 400) se determinó que la velocidad de operación que pueda controlar problemas de producción de agua y/o gas, y a su vez problemas de producción originados por el acarreo de sólidos del flujo de fluidos del yacimiento al pozo, es operar a 250 RPM donde se genera un drawdown inferior a 900 lpc siendo el límite de atención de 500-900 lpc para este pozo, a esta condición el pozo alcanzará un drawdown de 878 lpc, con producción de líquido de 294 BND de los cuales 188 BND corresponde a la producción de crudo a Pwf de 699 lpc.

Tabla 20: Resultados de sensibilidad con variación de RPM para el pozo MOR 8

RPM	Pe (LPC)	Pwf (LPC)	DRAWDOWN (LPC)	Ql (BND)	Qo (BND)
160	1577	953	624	229	146
166	1577	933	644	235	150
200	1577	828	749	263	168
250	1577	699	878	294	188
300	1577	597	980	317	202
350	1577	517	1060	333	212
400	1577	454	1123	344	219

En la Fig.40 se muestra el resultado de las sensibilidades a diferentes velocidades de rotación realizadas en el simulador PIPESIM para el pozo MOR8.

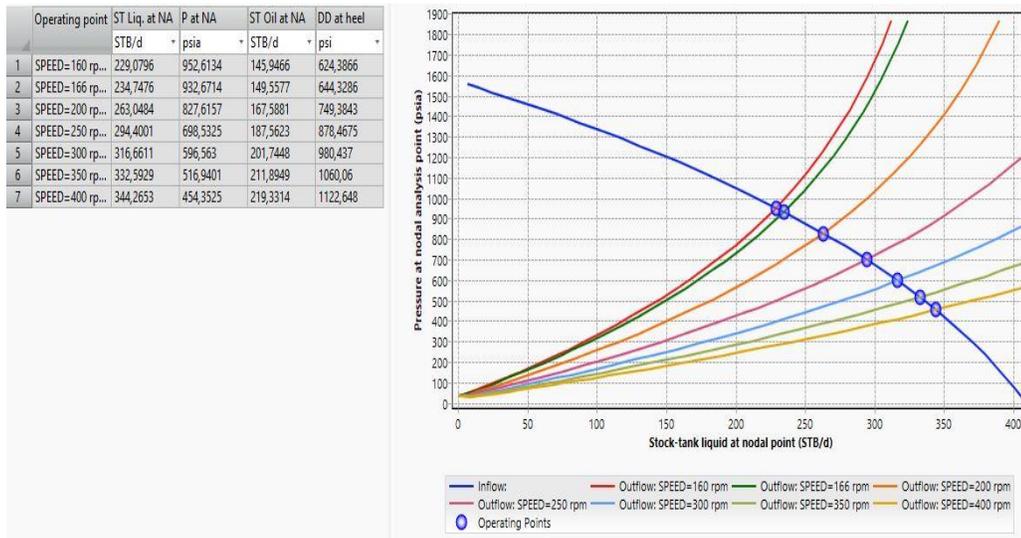


Fig.40: Curvas de Oferta y Demanda para el pozo MOR8

4.4 Generación de una matriz de evaluación del Campo Morichal

En la Tabla 21 se muestra un resumen de los resultados obtenidos del cálculo de los parámetros establecidos a evaluar para cada pozo, la determinación de los mismos se realizó con la finalidad de que los resultados de optimización generados a través de la metodología de optimización implementada en la hoja de Excel así como de algunos parámetros de la simulación en PIPESIM, permitiera la evaluación de la producción de cada uno de los pozos.

Tabla 21: Parámetros de evaluación para cada pozo

Pozo	%Effs Bombeo	%Effv Bomba	%Road Stress	Potencial (BND)	%Opt	DD (lpc)
MOR1	49	51	5	476	105	958
MOR2	94	98	2	196	112	995
MOR3	122	134	9	168	67	795
MOR4	33	52	13	280	63	642
MOR5	41	47	9	102	92	723
MOR6	49	80	2	70	99	831
MOR7	52	56	10	161	119	1069
MOR8	57	67	7	280	82	644

Al evaluar la eficiencia de bombeo medida en superficie, se observa que el pozo MOR3 presenta una eficiencia mayor al 100% lo cual puede ser un indicativo de que la bomba actual en el pozo no coincide con la utilizada para los cálculos, no se reproduce el aporte real del pozo, el pozo fluye naturalmente por el casing y la acción del bombeo de la BCP incrementa el aporte del pozo. Para el caso de la eficiencia volumétrica de la bomba al encontrar valores inferiores al 60% es un indicativo de posibles fallas en la bomba; siendo estos valores usualmente altos 80-90%. Sin embargo, al ser dicha eficiencia mayor al 100%, puede indicar que no se reproduce el aporte real del pozo o existe una pequeña desviación en la confiabilidad en la seleccies importante observar que para el pozo MOR3 que presenta el mayor

porcentaje de eficiencia volumétrica 134%, se reportó que la bomba empleada en dicho pozo posee tan sólo una capacidad de $18\text{m}^3/\text{d}@100\text{RPM}$.

En este mismo sentido, la evaluación del %Road Stress para las cabillas el cual debe ser menor o igual a 70% para garantizar el buen funcionamiento de las mismas y así evitar que falle la sarta de cabillas. El cálculo de la tasa máxima de flujo representa un punto de producción donde se genera un alto drawdown en el pozo, punto que es casi posible de alcanzar por lo que se estableció el 70% de la tasa máxima. Por otra parte, el pozo que alcanzó una optimización óptima 70-85% con 82% fue el pozo MOR8, lo cual representa pozo con un óptimo drawdown de operación, los pozos con porcentaje de optimización menor a 70% son pozos con posibilidades de incremento en su producción, sin embargo, es de importancia evaluar en dichos pozos las condiciones de %Roas Stress, %Effs, %Effv, porcentaje de gas que maneja la bomba, entre otros; dicho es el caso de los pozos MOR3, MOR4. Y finalmente los pozos con porcentaje de optimización mayor a 85% lo cual es un indicador de alto drawdown.

4.5 Comparación entre las Tasas Óptimas de Producción

En la Tabla 22 se observa un resumen de los resultados obtenidos de las tasas óptimas generadas por la metodología implementada en la hoja de Excel y el simulador PIPESIM, se realizó dicha comparación con la finalidad de validar la tasa óptima de la metodología expuesta en la hoja de Excel con la simulación en PIPESIM, el cual se cotejó para reproducir las condiciones reales reportadas para cada pozo. Es importante mencionar que para los pozos donde se observan diferencias entre los potenciales reportados y el potencial máximo obtenido a través de la simulación, puede ser indicativo que los pozos han disminuido su potencial posiblemente a causas como mala completación del pozo, daños en la formación, disminución de la capacidad de producción del yacimiento, incremento en la producción de fluidos indeseables. Además, la optimización en la herramienta computacional se llevó a cabo en función de parámetros operacionales como presión a la salida de la bomba, velocidad de rotación, potencia hidráulica, torque, tensión en la primera cabilla, por su parte la optimización de los resultados del simulador se realizó en función de un

rango de operación de drawdown establecido para cada pozo. En conclusión, llevando a cabo un chequeo de los diferentes parámetros operacionales así como del drawdown, el incremento de la velocidad de rotación (RPM) partiendo de la optimización obtenida de la herramienta computacional ocasionará un incremento de la tasa de producción.

Tabla 22: Tasas Óptimas de Producción para cada pozo

Pozo	Yacimiento	Qopt Metodología (BND)	Qopt PIPESIM (BND)
MOR1	MPG1	150BND@166RPM	151BND@200RPM
MOR2	MPG1	70BND@161RPM	70BND@160RPM
MOR3	MPG1	100BND@82RPM	151BND@150RPM
MOR4	MPG1	160BND@80RPM	180BND@100RPM
MOR5	MPG1	90BND@80RPM	101BND@100RPM
MOR6	MPG2	50BND@150RPM	50BND@150RPM
MOR7	MPG2	131BND@103RPM	130BND@103RPM
MOR8	MPG2	150BND@166RPM	188BND@250RPM

Después de lo anteriormente expuesto, es de gran importancia la determinación de las condiciones óptimas de producción de un pozo con el fin de alargar la vida útil del pozo y producir el mismo a las condiciones más económicamente rentables. En ese mismo sentido, el reporte del valor de la tasa óptima permitirá dar a conocer a los entes públicos correspondientes, como es el caso del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, las condiciones en la que se están produciendo los pozos, lo cual es evaluado por el mismo en su Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de Hidrocarburos donde la importancia del mismo radica en que regula uno de los recursos más importante del país. Por medio de las condiciones óptimas reportadas, se evaluará que la producción del pozo no se encuentre por encima de su tasa más eficiente controlando las relaciones gas-petróleo, agua-petróleo, donde sí se

presentara una condición anormal acerca de lo anteriormente expuesto, el Ministerio tomará medidas correctivas y en caso de que la anomalía presente no se corrija, dicho ente podrá ordenar el cierre del pozo.

4.6 Determinación de la Tasa Crítica Real de Petróleo

Se aplicó la metodología de Dikken (1990) para la determinación de las tasas críticas adimensionales y reales de los pozos de los yacimientos MPG1 Y MPG2, la cual se basa en la canalización de gas y conificación de agua para pozos horizontales. En función de lo anteriormente planteado se procedió al cálculo de las mismas mediante una base de datos en la herramienta computacional Excel, como se muestra en las Tablas 23 y 24.

Tabla 23: Base de datos para la determinación de la Tasa Crítica para cada pozo

Pozo	Yac.	Xe (pies)	h (pies)	Kh (mD)	Kv (mD)	μ_o (cp)
MOR1	MPG1	2500	110	5300	4800	765
MOR2	MPG1	2500	110	3310	3110	765
MOR3	MPG1	2500	110	1300	1050	765
MOR4	MPG1	2500	110	4300	3000	765
MOR5	MPG1	2500	110	2500	2125	765
MOR6	MPG2	2500	110	2300	1930	904,2
MOR7	MPG2	2500	110	3350	2975	904,2
MOR8	MPG2	2500	110	2550	2100	904,2

Tabla 24: Base de datos para la determinación de la Tasa Crítica para cada pozo

Pozo	Yac.	ρ_o (gr/cc)	ρ_{gas} (gr/cc)	ρ_{agua} (gr/cc)	Long. Horizontal (pies)	C1	C2
MOR1	MPG1	0,96	0,0007	1,2	4000	0,9437	-0,9896
MOR2	MPG1	0,96	0,0007	1,2	2000	0,9437	-0,9896
MOR3	MPG1	0,96	0,0007	1,2	500	0,9437	-0,9896
MOR4	MPG1	0,96	0,0007	1,2	3700	0,9437	-0,9896
MOR5	MPG1	0,96	0,0007	1,2	2000	0,9437	-0,9896
MOR6	MPG2	0,96	0,0007	1,2	2000	0,9437	-0,9896
MOR7	MPG2	0,96	0,0007	1,2	3000	0,9437	-0,9896
MOR8	MPG2	0,96	0,0007	1,2	3000	0,9437	-0,9896

De acuerdo con los razonamientos que se han venido realizando acerca de la tasa crítica, la cual es la tasa máxima donde se puede producir petróleo sin inducir la conificación de agua o canalización de gas, siendo esta tasa de producción, por lo general, baja para considerarla económicamente rentable.

En la Tabla 25, se observa un resumen de los resultados obtenidos del cálculo de la tasa crítica de petróleo respecto al agua y al gas en función de sus respectivas densidades, donde las mismas presentan valores bajos indicando que la tasa de producción de petróleo para cada pozo se encuentra por encima de dicha tasa crítica. Asimismo, es importante tomar en cuenta características, propiedades de la roca yacimiento, de los fluidos, de la completación del pozo y los esquemas de producción involucrados en el cálculo de dicha tasa.

Tabla 25: Determinación de la Tasa Crítica para cada pozo

Pozo	Yacimiento	qc** (Adimensional)	qoc real-gas (BND)	qoc real-agua (BND)
MOR1	MPG1	0,0450	61,2	15,3
MOR2	MPG1	0,0442	19,1	4,7
MOR3	MPG1	0,0477	1,8	0,46
MOR4	MPG1	0,0513	45,9	11,4
MOR5	MPG1	0,0465	14,4	3,6
MOR6	MPG2	0,0468	11,2	2,8
MOR7	MPG2	0,0455	24,5	6,1
MOR8	MPG2	0,0472	18,6	4,6

Con referencia en lo anterior, la tasa crítica de petróleo respecto al agua para cada pozo, está relacionada con la viscosidad, donde mientras más viscoso sea el crudo, mayor será la movilidad de la fase desplazante (agua); el efecto de la relación entre la permeabilidad vertical y horizontal, donde a medida que aumenta la permeabilidad vertical de la formación, los fluidos tienen mayor facilidad al flujo en esa dirección y por consiguiente la tendencia a conificar aumenta y en casos donde dichas permeabilidades fuesen casi iguales, se observaría una máxima tendencia a la conificación de agua y/o canalización de gas puesto que dichos fluidos pueden moverse con la misma facilidad en ambas direcciones; para los pozos en estudio los valores de permeabilidades se encuentran muy cercanos, lo cual sería indicativo del desplazamiento de estos fluidos en ambas direcciones.

Asimismo, controlando la tasa de producción a tasas inferiores a la crítica o a la de mantenimiento donde ya la producción de agua se ha hecho presente, se puede evitar y en muchos casos controlar problemas de alta producción de agua.

Al igual que en la conificación de agua, existen parámetros involucrados en el fenómeno de canalización de gas, donde uno de ellos es la viscosidad que a medida que disminuye la viscosidad del crudo y/o aumenta la viscosidad del gas, se retarda la canalización por gas. La diferencia de densidades entre los fluidos del yacimiento, también es un indicador de conificación de agua y/o canalización de gas, donde a

mayor valor de dicha diferencia de densidad, mayor será la tasa crítica y menor tendencia a la conificación de algunos de estos fluidos; para los pozos en estudio se presenta mayor diferencia de densidad entre el petróleo y el gas, con lo que se puede observar en la Tabla 25 mayores tasas críticas con respecto al gas, sin embargo las tasas de producción de cada uno de los pozos se encuentra por encima de la misma. Es importante mencionar que el pozo MOR3 presenta los valores más bajos de tasa crítica de petróleo respecto al agua y al gas, debido a que presenta una baja productividad.

De acuerdo a los resultados obtenidos es posible determinar que existen pozos afectados de una u otra manera por estos fenómenos, mientras que por otra parte el grado de incidencia no es tan grave para el resto.

Para el caso de los pozos horizontales, donde los mismos penetran el horizonte productor paralelo al plano de estratificación creando mayor contacto entre el pozo y el yacimiento, lo que se vería reflejado en un aumento de la tasa crítica a medida que aumenta la longitud de la sección horizontal y a su vez retardando la aparición de la conificación por agua y/o canalización de gas. El espesor del yacimiento es directamente proporcional a la tasa crítica, es decir, a medida que aumenta el espesor del yacimiento, tiende a aumentar la tasa crítica.

4.7 Resumen de las Tasas de Producción para los pozos del Campo Morichal

En la Tabla 26 se muestra un resumen de la producción para cada uno de los pozos del Campo Morichal mediante la implementación de la metodología de optimización para pozos con sistema de levantamiento artificial BCP, así como de la determinación de la tasa crítica de petróleo por efecto del gas y del agua.

Tabla 26: Tasas de Producción para los pozos del Campo Morichal

Pozo	Tasa de Producción Actual (BND)	Tasa Óptima de Producción (BND)	Tasa Crítica de Petróleo por efecto del gas (BND)	Tasa Crítica de Petróleo por efecto del agua (BND)
MOR1	140	150	61,2	15,3
MOR2	70	70	19,1	4,7
MOR3	97	100	1,8	0,46
MOR4	160	160	45,9	11,4
MOR5	90	90	14,4	3,6
MOR6	50	50	11,2	2,8
MOR7	125	131	24,5	6,1
MOR8	140	150	18,6	4,6

Cabe destacar que no debe confundirse el concepto de tasa crítica de petróleo por efecto del gas o agua con la tasa a cual ocurre la irrupción de agua y/o gas por conificación o canalización, siendo la tasa crítica una estimación teórica a la cual la producción de crudo es libre de agua y/o gas. Las tasas críticas estimadas presentan valores muy bajos con respecto a la tasa óptima de producción, debido a que los pozos evaluados presentan baja productividad, teniendo valores de incluso 0,014 BND/lpc en el caso del pozo MOR3. Establecer una producción cercana a las tasas críticas estimadas no es una estrategia económicamente rentable para ninguno de los pozos evaluados.

CONCLUSIONES

- Fue posible estimar de manera acertada y precisa la tasa óptima de producción de crudo de los ocho pozos evaluados pertenecientes al Campo Morichal de la Faja Petrolífera del Orinoco, con lo cual se determinó que la mitad de ellos se encontraban produciendo dentro de sus valores óptimos.
- Con el desarrollo de las ecuaciones de los autores Borisov, Giger-Reiss-Jourdan, Joshi, Frick y Economices, Cho y Shah y Dikken se puede determinar la productividad para los pozos horizontales y así a través del mismo generar un buen programa de producción para un pozo o campo determinado. De la aplicación de estas ecuaciones, la ecuación de Joshi fue la que mejor se aproximó a las condiciones reales de los pozos presentando un error promedio de 0,915%.
- La optimización de la producción de petróleo mediante el análisis nodal con los diversos software que existen en el mercado de la industria petrolera, es una herramienta con la cual se puede determinar el incremento de la producción de un pozo o campo. En ese mismo sentido, la elaboración de una herramienta computacional de fácil acceso que permita dar a conocer las condiciones óptimas en la que se puede producir un pozo y a su vez lograr el incremento de la respuesta del mismo es de gran importancia, sobre todo cuando no se cuenta con la disponibilidad de software avanzados.
- La herramienta computacional elaborada fue programada con la finalidad de conocer los parámetros de funcionamiento que permitan lograr la optimización de un pozo, aún y cuando exista producción de agua y/o gas. Esto cumpliendo con condiciones establecidas en catálogos (máximo diferencial de presión, velocidad máxima de rotación, sigma admisible de las cabillas) que permitan mantener la vida útil de los equipos y así lograr tasas de mantenimiento o incremento de la producción.
- El software con el que se trabajó en este proyecto permitió analizar los sistemas de producción tomando en cuenta los sistemas de levantamiento artificial dentro de los

cuales se encuentra el Bombeo por Cavidades Progresivas, simular el potencial para cada pozo e incremento de la producción ajustando inicialmente el simulador de manera de reproducir las condiciones reales de los pozos y a su vez estableciendo la correspondencia entre el simulador y los resultados de la herramienta computacional predecir condiciones de operación que permitan la optimización de los pozos.

- En la evaluación de los pozos del Campo Morichal a través de la generación de una matriz, la mayoría de los pozos presentan una eficiencia de bombeo en superficie entre 60% y 100%, lo cual podría ser un indicativo de posibles fallas en las bombas o manejo de gas libre en la entrada de la bomba. En los casos de eficiencia mayor al 100%, indica que no se pudo reproducir el aporte real del pozo porque la bomba empleada en el pozo no es la correcta, o posiblemente error en la información manejada para el pozo.
- Los pozos con porcentaje de optimización menor a 70% presentan posibilidades de incremento de producción, siempre y cuando a la vez se evalúen las condiciones de %Ross stress de las cabillas, %Effb, %Effs, %GLB; mientras que los pozos con porcentaje de optimización mayor a 85% es un indicador de alto drawdown.
- Altos valores de drawdown aceleran el agotamiento del yacimiento, producción de arena debido a que en formaciones no consolidadas la cementación de la matriz de la roca es pobre, producción de agua y/o gas en pozos con altos valores de RGP y %AyS.
- Con la comparación de la tasa óptima generada por la herramienta computacional creada, se logra dar a conocer las condiciones a las cuales se están produciendo los pozos y de esta manera dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 12 del Reglamento sobre la Conservación de los Recursos de hidrocarburos.

- La correlación Dikken permite el cálculo de la tasa crítica cuando existe canalización de gas y conificación de agua para pozos horizontales, a través de una diferencia de densidades entre el petróleo-gas y agua-gas.
- Los valores de tasa crítica son a menudo bastante bajos en comparación con las tasas de producción a las que por lo general se producen los pozos, por cual producir a esta tasa no resulta económicamente rentable. En cambio, producir por encima de la misma, puede traer como consecuencia la desestabilización del sistema roca-fluido y consigo la producción de fluidos indeseables así como que producir a altas tasas crea altos diferenciales de producción que no solo impulsan los fluidos líquidos sino también partículas sólidas.
- Del análisis de los parámetros que generan influencia en el cálculo de la tasa crítica, se encuentran:
 - La viscosidad, mientras menor sea la viscosidad del crudo y/o mayor sea la viscosidad del gas, retarda la canalización de gas; por otro lado mientras más viscoso sea el crudo, mayor será la movilidad de la fase desplazante (agua).
 - Diferencia de densidades, para mayor diferencia de densidades, mayor será el valor de la tasa crítica y menor la tendencia a la canalización de gas y/o conificación de agua.
 - Relación de permeabilidades (K_v/K_h), la disminución de esta relación retarda la canalización de gas y/o conificación de agua evitando que los mismos puedan desplazarse con la misma facilidad en ambas direcciones vertical y horizontal.

RECOMENDACIONES

- La clave para lograr el mejor ajuste a las condiciones reales de los pozos con las diferentes correlaciones de índice de productividad, es contar con una buena caracterización del yacimiento y/o pozo, por lo cual se recomienda obtener y confirmar la mayor cantidad de información del yacimiento y de los pozos en estudio.
- Utilizar la herramienta computacional programa en Excel para predecir las condiciones óptimas de producción de los pozos, tomando en cuenta que dicha herramienta desarrollada es una base inicial que permita en futuros trabajos de investigación mejorar la aplicación de la misma.
- Para los pozos con eficiencia volumétrica menor a 60% es importante realizar una evaluación del tipo de bomba que se está empleando, así como de otros parámetros de producción.
- Obtener la mayor información posible acerca de la completación de los pozos, a fin de que en futuras completaciones se evalúe el uso de separadores de gas en fondo para minimizar la producción de gas a través de la BCP.
- Para el cálculo de la tasa crítica es importante contar con datos completos de los yacimientos y/o pozos que permitan la aplicación de las diferentes correlaciones y así obtener resultados efectivos.
- Para el caso donde la producción de los pozos se encuentra por encima de la tasa crítica, evaluar los costos adicionales asociados a las operaciones de levantamiento, bombeo, separación y disposición de los fluidos indeseables producidos y su efecto sobre la disminución de la vida productiva de los pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alvarado Sánchez, M. Á. (2015). *Productividad de Pozos Horizontales en el Activo Integral Cantarell. Trabajo especial de grado*. Universidad Nacional Autónoma de México, Mexico, D.F.
- Arias Diaz, J. E. Conificación de agua. Consultado el 3 de octubre de 2018. Disponible en :
<https://es.scribd.com/document/270727585/Que-Es-La-Conificación>.
- Arteaga T., A. (2009). *Manual ABC para servicio técnico en bomba BCP*.
- Análisis Nodal para pozos de petróleo. Consultado el 10 de septiembre de 2018. Disponible en :
<https://es.scribd.com/document/288524841/4-Analisis-Nodal-Para-Pozos-de-Petroleo>.
- Bonilla Orífice, N. O. (2010). *Control de la Producción de agua mediante la determinación de la Tasa Crítica y la Aplicación de Geles Modificadores de Permeabilidad Relativa en el Yacimiento B-SUP VLG-3729 DEL Campo Ceuta. Trabajo especial de grado*. Universidad del Zulia, Maracaibo.
- Blann, J; Lozano P (1999). Advances in Heavy Oil Lifting in the Morichal Area of Venezuela (Paper en línea). Disponible en :
<https://www.onepetro.org>.
- Castro, L. E. Inyección de Diluentes. Consultado el 10 de septiembre de 2018. Disponible en:
<https://es.scribd.com/document/355299741/Inyeccion-de-Diluyente>.
- Chacín, N. (2003). *Programa de Adiestramiento Bombeo de Cavidad Progresiva*. Venezuela : ESP OIL Engineering Consultants.

- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. (2000, marzo 24).
- Díaz R., M. D. (2010). *Caracterización Geológicas de las Arenas E, F y G del Yacimiento Morichal 07, Formación Oficina, Área Mayor de Temblador, Estado Monagas, Distrito Morichal. Trabajo especial de grado.* Universidad de Oriente, Bolívar.
- Escalante, S. (2016). *Bombeo de Cavidades Progresivas BCP.* Subproyecto: Producción de Hidrocarburos II.
- Gasbarri, S. et al (2009). Inflow Performance Relationships for Heavy Oil. SPE, P.15.
- Galvis, A.(2012). Curvas IPR de producción. Consultado el 19 de septiembre de 2018. Disponible en:
<https://es.slideshare.net/AndreaGalvis2/123863598- curvasiprproduccion>.
- Gualdrón J.,A.(2017). Arenamiento en los pozos de petróleo. Consultado el 16 de enero de 2019. Disponible en:
<https://es.scribd.com/document/372253524/Trabajo-Arenamiento-en-Los-Pozos>.
- Guía de BCP. Consultado el 10 de septiembre de 2018. Disponible en:
<http://blogs.unellez.edu.ve/sharon/files/2014/01/Guia2-BCP>.
- Hernández, J. (2012). *Propuesta de Aplicación de Bombeo Multifásico en los Sistemas de Transferencia desde las Macollas del Área de Extrapesado, hasta las Estaciones de Flujo, Distrito Morichal.Trabajo especial de grado.* Universidad Central de Venezuela , Caracas.
- Hirschfeldt, M. (2009). *Análisis de un sistema de producción y Análisis nodal.* Argentina: oilproduction.
- Hirschfeldt, M. (Versión2008V1). *Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas.* Argentina: Oilproduction.

- La Comunidad Petrolera.(2008). Faja Petrolífera del Orinoco. Consultado el 28 de Octubre de 2018. Disponible en:
<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/11/faja-petrolifera-del-orinoco.htm>.
- Machuca, E. (2013). Bombas Centrífugas.Consultado el 10 de Septiembre de 2018. Disponible en:
<https://es.slideshare.net/eylinmachuca7/presentacin-bombas-centrfugas>.
- Maggiolo, R. (2008). *Optimización de la producción mediante Análisis Nodal*. Lima-Perú: ESP OIL Engineering Consultants.
- Marín H., M. (2018). *Optimización de la Producción en Pozos de un Campo de Crudo Pesado en el Área Sureste de la Cuenca Oriental de Venezuela.Trabajo especial de grado*. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Mejías Blanco, J. R. (2011). *Determinación del Efecto de la Caída de Presión sobre la Productividad de los Pozos Horizontales Completados en el Campo Corocoro,Golfo de Paria.Trabajo especial de grado*. Universidad de Oriente, Barcelona.
- Morales, K. (2012). *Optimización de la Productividad de los Pozos Horizontales de las Macollas 2,3 y 4 perforados en el Yacimiento Morichal del Campo Cerro Negro I. Trabajo especial de grado*. Universidad Central de Venezuela , Caracas.
- Nelvy, C. (2003). *Programa de Adiestramiento Bombeo de Cavidades Progresivas: Operaciones, Diagnóstico, Análisis de falla y Trouble Shooting*. Venezuela: ESP OIL Engineering Consultants.
- PDVSA. (2018). *Informe Oficio 313*. Dirección Ejecutiva Faja Petrolífera del Orinoco. División Carabobo. Distrito Morichal. Desarrollo de Yacimientos.

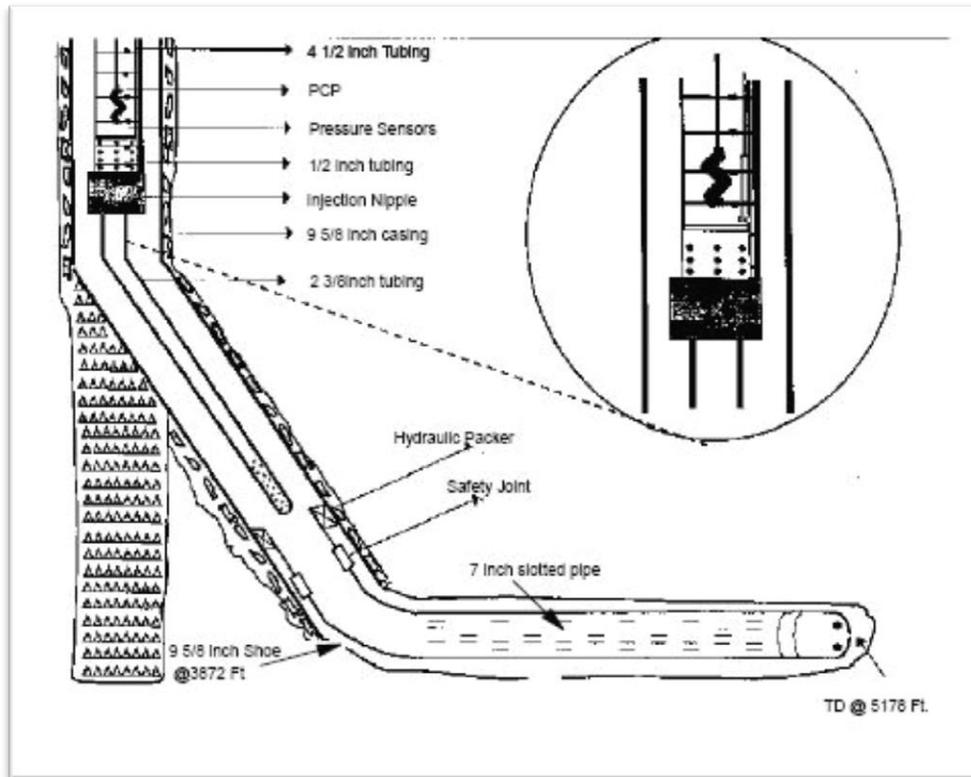
- Posadas Mondragón, R. (2014). Comportamiento de Afluencia. Consultado el 18 de Septiembre de 2018. Disponible en:
<https://es.slideshare.net/lexvandeacon/2-comportamiento-de-afluencia>.
- Reglamento sobre la Conservación de Recursos de Hidrocarburos. (Decreto N°1.316). (1969, febrero 13). Gaceta Oficial de la República de Venezuela, N°28.851, febrero, 1969.
- Villalobos Chaparro, J. (2010). *Evaluación de una Nueva Tecnología de Sistemas de Bombeo de Cavidad Progresiva en pozos con Alta Relación Gas Petróleo. Trabajo especial de grado*. Universidad del Zulia, Maracaibo.



ANEXOS

ANEXOS

Anexo A. Diagrama Instalación BCP



Anexo B. Pozos Activos del Campo Morichal

Pozo	Categoría	UBC	Campo	Yacimiento	Potenc	Qo Re	%A	RG	RPM	DF	IP	Método	Fecha_UPN	UPN	Suspendido
MPG 23	1		MORICHAL	OFIM MPG 1	150	140	71,39	53	160	398	1,82	BCP	18-APR-17	379	NO
MPG 39	1		MORICHAL	OFIM MPG 1	70	70	61,51	14	160	634	0,21	BCP	24-JUN-16	70	NO
MPG0233	1	MAC-7	MORICHAL	OFIM MPG 2	50	50	28	2405	150	732	0,12	BCP	08-APR-13	42	NO
MPG0263	1	M-14	MORICHAL	OFIM MPG 2	130	125	30,69	79	100	788	0,4	BCP	23-OCT-11	598	NO
MPG0273	1	O	MORICHAL	OFIM MPG 1	100	97	12	76	80	1195	0,01	BCP	20-MAY-16	92	NO
MPG0278	1	O	MORICHAL	OFIM MPG 2	150	140	36,29	578	160	626	0,71	BCP	19-JUL-15	232	NO
MPG0286	1	O	MORICHAL	OFIM MPG 1	160	160	10		80	299	1,23	BCP			NO
MPG0287	1		MORICHAL	OFIM MPG 1	90	90	3		80	216	0,57	BCP			NO

Anexo C. Pozos Inactivos del Campo Morichal.

Poz	Categ	UBC	Campo	Yacimiento	Poten	No F	%A	RG	RPI	D	IF	Méto	Fecha UF	JPI	uspendi	Fecha de ci	Explicación
MOR24	2		MORICHA	OFIM MPG 1	80		99,9	128				BCP	07-AUG-16	94	SI	18-APR-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
MOR30	2		MORICHA	OFIM MPG 1	50		40,8					BCP			SI	22-APR-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
MPG42	2		MORICHA	OFIM MPG 1	60		79,5	698				BCP	20-JUL-12	116	SI	02-JUL-18	TRABAJO EN CABEZOTES DEL POZO
MPG53	2		MORICHA	OFIM MPG 2	60		77,6	8				BCP	05-MAY-16	118	SI	04-APR-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
MPG59	2		MORICHA	OFIM MPG 2	70		99,9	11				BCP	27-NOV-11	270	SI	20-MAR-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
MPG60	2		MORICHA	OFIM MPG 1	50		20	70				BCP	28-JUL-12	244	SI	14-NOV-17	PROBLEMAS EN VARIADOR DE FRECUENCIA
VPG022	2		MORICHA	OFIM MPG 1	180		84,6	229				BCP	07-AUG-15	306	SI	17-JUL-18	ESPERANDO REPARACION MENOR
VPG022	2	MAC-5	MORICHA	OFIM MPG 2	160		87,2	16				BCP	31-OCT-15	189	SI	01-MAY-18	HURTOS GENERALES AL POZO
VPG023	2	MAC-6	MORICHA	OFIM MPG 1	60		32,7	20				BCP	20-MAY-12	100	SI	23-JAN-18	HURTOS GENERALES AL POZO
MPG023	2		MORICHA	OFIM MPG 1	140		82,4	621				BCP	02-SEP-15	203	SI	22-FEB-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG023	2	MAC-7	MORICHA	OFIM MPG 2	110		19	1474				BCP	08-MAY-13	137	SI	22-MAR-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG023	2	MAC-6	MORICHA	OFIM MPG 1	120		90,8	192				BCP	22-JUL-16	52	SI	23-JAN-18	REPARACION ELECTRICA MENOR
VPG023	2		MORICHA	OFIM MPG 1	75		30	99				BCP	23-DEC-15	91	SI	22-JUL-18	PENDIENTE POR REEMPLAZO DEL MOTOR ELECTRICO
VPG023	2	MAC-8	MORICHA	OFIM MPG 2	80		20	2357				BCP	01-OCT-15	98	SI	23-JAN-18	REPARACION ELECTRICA MENOR
VPG023	2	MAC-8	MORICHA	OFIM MPG 2	80		75,6	1542				BCP	07-APR-16	118	SI	06-AUG-18	REPARACION ELECTRICA MENOR
VPG024	2	MAC-7	MORICHA	OFIM MPG 2	100		95,3	143				BCP	26-MAY-13	150	SI	18-JAN-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG024	2	MAC-8	MORICHA	OFIM MPG 2	40		17,9	4010				BCP	13-NOV-12	197	SI	27-FEB-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG024	2	MAC-8	MORICHA	OFIM MPG 2	110		16	669				BCP	30-SEP-15	175	SI	20-MAY-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG025	2	MAC-9	MORICHA	OFIM MPG 2	50		16	229				BCP	25-AUG-12	35	SI	02-JUL-17	PRESENTA HUECO EN TUBERIA DE PRODUCCION
MPG025	2	MAC-9	MORICHA	OFIM MPG 2	130		8	161				BCP	07-SEP-16	31	SI	21-JUN-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG025	2		MORICHA	OFIM MPG 2	40		22,8	59				BCP	08-APR-16	34	SI	21-MAY-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG025	2	O	MORICHA	OFIM JOC 7	90		8	112				BCP	14-FEB-16	107	SI	30-MAY-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG026	2	MAC-7	MORICHA	OFIM MPG 2	200		22	179				BCP	27-OCT-12	123	SI	17-AUG-18	PROBLEMA EN VARIADOR DE FRECUENCIA
VPG026	2	M-13	MORICHA	OFIM JOC 7	90		87,9	36				BCP	13-APR-17	495	SI	19-AUG-18	REPARACION ELECTRICA MENOR
VPG026	2	M-14	MORICHA	OFIM MPG 2	150		59,4	1046				BCP	09-MAY-15	174	SI	10-JUL-18	REPARACION ELECTRICA MENOR
VPG026	2	M-17	MORICHA	OFIM MPG 1	60		65,6	2477				BCP	05-APR-16	44	SI	07-JUL-17	PRESENTA HUECO EN TUBERIA DE PRODUCCION
VPG026	2	M-16	MORICHA	OFIM MPG 1	140		62,8	148				BCP	10-NOV-16	244	SI	07-JAN-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG026	2	M-18	MORICHA	OFIM MPG 2	215		90,5	28				BCP	12-MAR-16	318	SI	22-NOV-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG026	2	M-16	MORICHA	OFIM MPG 1	70		13	212				BCP	29-APR-17	113	SI	24-MAY-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG027	2	M-16	MORICHA	OFIM MPG 1	130		86,3	37				BCP	15-JUN-14	214	SI	07-FEB-17	PRESENTA HUECO EN TUBERIA DE PRODUCCION
MPG027	2	M-15	MORICHA	OFIM MPG 1	70		57,5	1430				BCP	20-FEB-12	135	SI	20-FEB-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG027	2		MORICHA	OFIM MPG 2	130		71,1	7				BCP	30-SEP-16	285	SI	08-DEC-16	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG027	2		MORICHA	OFIM MPG 2	60		35,5	1352				BCP	27-MAR-16	54	SI	15-MAY-17	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG027	2		MORICHA	OFIM MPG 1	110		77,3	144				BCP	16-FEB-13	397	SI	21-FEB-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
VPG027	2		MORICHA	OFIM MPG 1	60		17	651				BCP	10-FEB-12	186	SI	16-MAY-17	PRESENTA HUECO EN TUBERIA DE PRODUCCION
VPG028	2	O	MORICHA	OFIM MPG 1	220		5	566				BCP	14-AUG-16	320	SI	30-JUL-18	ESPERANDO REPARACION DE LINEA DE FLUJO
VPG028	2		MORICHA	OFIM MPG 1	200		4					BCP			SI	01-DEC-17	PROBLEMA EN VARIADOR DE FRECUENCIA
MPG128	2		MORICHA	OFIM MPG 2	85		25,2	876				BCP	15-JAN-16	89	SI	14-JUL-18	REPARACION ELECTRICA MENOR
MPG169	2		MORICHA	OFIM MPG 1	180		24,7	41				BCP	02-APR-17	220	SI	20-JAN-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA
MPG171	2		MORICHA	OFIM MPG 2	50		95	844				BCP	29-AUG-16	64	SI	23-AUG-18	POZO CON BOMBA DE SUBSUELO DAÑADA

Anexo D. Valores de Rugosidad Absoluta para diferentes materiales.

RUGOSIDAD ABSOLUTA DE MATERIALES			
Material	ϵ (mm)	Material	ϵ (mm)
Plástico (PE, PVC)	0,0015	Fundición asfaltada	0,06-0,18
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0,01	Fundición	0,12-0,60
Tubos estirados de acero	0,0024	Acero comercial y soldado	0,03-0,09
Tubos de latón o cobre	0,0015	Hierro forjado	0,03-0,09
Fundición revestida de cemento	0,0024	Hierro galvanizado	0,06-0,24
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024	Madera	0,18-0,90
Fundición centrifugada	0,003	Hormigón	0,3-3,0

Anexo E. Valores de torque lb.pie para diferentes tipos de Cabillas.

Cabillas Tamaños	Grade D Carbón (54) lbs.pie	Grade D Alloy (78) lbs.pie	Grade D Especial Alloy (75) lbs.pie	Especial Service (97) lbs.pie
3/4"	510	550	560	600
7/8"	805	875	890	955
1"	1,205	1310	1325	1425
1 1/8"	N.A	1865	1890	2030
1 1/4"	N.A	2200	2300	N.A

Drive Rod® and Drive Pony Rod Torque Chart

Maximum Service Torque				
Non-API Drive Rods® designed specifically for torsional application.				
All torque values are ft.lbs				
Rod Size	Grade D Special Alloy (75)	Grade D Alloy (78)	Special Service (96)	Special Service (97)
3/8" (22.23mm) Drive Rod	750	735	800	800
1" (25.4mm) Drive Rod	1,110	1,100	1,200	1,200
1 1/8" (28.58mm) Drive Rod	1,570	1,570	1,700	1,700
1 1/2" (31.75mm) Drive Rod	2,100	2,000	2,500	2,500
1 3/4" (38.1mm) Drive Rod	3,150	3,000	3,750	3,750



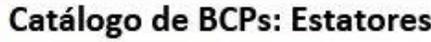
Asistencia Técnica
División Varillas de Bombeo

Varillas de Bombeo: Varillas Premium para torques altos

Torques máximos de trabajo en lb x ft (torques de rotura).

Grado	Premium			
	KD Special	Plus	UHS NR	Special
Acero	1530 M	4621 M	1530 M	4142 M
5/8"				
3/4"				
7/8"				
7/8" pin 1"				
1"		1090	1090	1090
1 1/8"	1140	1550	1550	1550
1 1/4" pin 1"	1570	2120	2120	2120

Anexo F. Rotores y Estatores para Bombas BCP TIERRA ALTA

									
Familia	Estator	Desplazamiento (m ³ /día/100RPM)	Desplazamiento (bbl/día/100RPM)	Levantamiento (m)	Levantamiento (ft)	Estator OD Máximo (in)	Conexión Acople	Longitud Total Estator (m)	Longitud Total Estator (ft)
B	008-1200	8	50	1200	3937	3,5	2-7/8 EUE BOX	2,49	8,18
	008-1500	8	50	1500	4921	3,5	2-7/8 EUE BOX	3,06	10,03
	008-1800	8	50	1800	5906	3,5	2-7/8 EUE BOX	3,62	11,87
	011-1200	11	69	1200	3937	3,5	2-7/8 EUE BOX	2,95	9,67
	011-1500	11	69	1500	4921	3,5	2-7/8 EUE BOX	3,63	11,90
	011-1800	11	69	1800	5906	3,5	2-7/8 EUE BOX	4,30	14,12
	022-1200	22	139	1200	3937	3,5	2-7/8 EUE BOX	5,08	16,67
	022-1500	22	139	1500	4921	3,5	2-7/8 EUE BOX	6,29	20,65
	022-1500	22	139	1500	4921	3,5	3-1/2 EUE BOX	6,29	20,65
	022-1800	22	139	1800	5906	3,5	2-7/8 EUE BOX	7,50	24,62
	022-2400	22	139	2400	7874	3,5	2-7/8 EUE BOX	9,92	32,56
	C	015-1200	15	95	1200	3937	4,18	3-1/2 EUE BOX	3,25
015-1500		15	95	1500	4921	4,18	3-1/2 EUE BOX	4,00	13,12
015-1800		15	95	1800	5906	4,18	3-1/2 EUE BOX	4,76	15,60
015-2400		15	95	2400	7874	4,18	3-1/2 EUE BOX	6,26	20,53
030-1200		30	189	1200	3937	4,18	3-1/2 EUE BOX	5,27	17,29
030-1500		30	189	1500	4921	4,18	3-1/2 EUE BOX	6,53	21,43
030-1800		30	189	1800	5906	4,18	3-1/2 EUE BOX	7,79	25,55
045-1200		45	284	1200	3937	4,18	3-1/2 EUE BOX	7,15	23,46
045-1500		45	284	1500	4921	4,18	3-1/2 EUE BOX	8,88	29,12
045-1500		45	284	1500	4921	5,56	4-1/2 EUE BOX	8,88	29,12
045-1800		45	284	1800	5906	4,18	3-1/2 EUE BOX	10,60	34,79
045-1800		45	284	1800	5906	3,94	2-7/8 EUE BOX	12,23	40,12
D	055-1600	55	347	1600	5249	5,56	4-1/2 EUE BOX	7,93	26,00
	055-1800	55	347	1800	5906	5,56	4-1/2 EUE BOX	8,89	29,15
	085-1400	85	536	1400	4593	5,56	4-1/2 EUE BOX	10,08	33,08
	085-1600	85	536	1600	5249	5,56	4-1/2 EUE BOX	11,49	37,69
E	105-1600	105	662	1600	5249	5,56	4-1/2 EUE BOX	12,52	41,07
	105-1600	105	662	1600	5249	6,05	5-1/2 LTC BOX	10,89	35,74
	130-1600	130	819	1600	5249	5,56	4-1/2 EUE BOX	13,13	43,06
	130-1600	130	819	1600	5249	6,05	5-1/2 LTC BOX	11,50	37,73
F	170-1600	170	1071	1600	5249	6,05	5-1/2 LTC BOX	12,75	41,84
	230-1500	230	1449	1500	4921	6,05	5-1/2 LTC BOX	13,54	44,41

Anexo G. Rotores y Estatores para Bombas BCP KUDU PCP

KUDU PCP

Series, in (mm)	Model	Pump Nominal Capacity at 100 rpm at Zero Head, bbl/d (m ³ /d)	Pump Lift Rating, ft (m)	Stator Outside Diameter, in (mm)	Stator Length, ft (m)	
3.5 (89) EUE pin	15 K 2800	101 (15)	9.186 (2.800)	3.780 (96)	26.26 (8.00)	
	15 K 3600	101 (15)	11.811 (3.600)	3.780 (96)	32.81 (10.00)	
	24 K 1300	158 (24)	4.265 (1.300)	3.780 (96)	13.35 (4.07)	
	24 K 1500	158 (24)	4.921 (1.500)	3.780 (96)	15.55 (4.74)	
	24 K 2000	158 (24)	6.562 (2.000)	3.780 (96)	20.01 (6.10)	
	24 K 2600	158 (24)	8.530 (2.600)	3.780 (96)	26.71 (8.14)	
	30 K 900 EW	194 (30)	2.953 (900)	3.780 (96)	7.41 (2.26)	
	30 K 1800 EW	194 (30)	5.906 (1.800)	3.780 (96)	14.83 (4.52)	
	30 K 2700 EW	194 (30)	8.858 (2.700)	3.780 (96)	22.24 (6.78)	
	32 K 750	209 (32)	2.451 (750)	3.780 (96)	9.02 (2.75)	
	32 K 1200	209 (32)	3.937 (1.200)	3.780 (96)	13.53 (4.13)	
	32 K 1500	209 (32)	4.921 (1.500)	3.780 (96)	18.04 (5.50)	
	32 K 2200	209 (32)	7.218 (2.200)	3.780 (96)	27.07 (8.25)	
	33 K 1200	209 (33)	3.937 (1.200)	4.252 (108)	12.47 (3.80)	
	33 K 1500	209 (33)	4.921 (1.500)	4.252 (108)	12.47 (3.80)	
	33 K 1800	209 (33)	5.906 (1.800)	4.252 (108)	18.70 (5.70)	
	33 K 2400	209 (33)	7.874 (2.400)	4.252 (108)	24.93 (7.60)	
	40 K 600	248 (40)	2.953 (900)	3.780 (96)	9.02 (2.75)	
	40 K 1200	248 (40)	3.937 (1.200)	3.780 (96)	18.04 (5.50)	
	40 K 1500	248 (40)	4.921 (1.500)	3.780 (96)	22.56 (6.88)	
	40 K 1800	248 (40)	5.906 (1.800)	3.780 (96)	27.07 (8.25)	
	40 K 2400	248 (40)	7.874 (2.400)	3.780 (96)	36.09 (11.00)	
	63 K 800	412 (63)	2.625 (800)	3.780 (96)	18.04 (5.50)	
	63 K 1200	412 (63)	3.937 (1.200)	3.780 (96)	27.07 (8.25)	
	63 K 1800	412 (63)	5.249 (1.600)	3.780 (96)	36.09 (11.00)	
	3.5 (89) EUE box	23 K 600	146 (23)	1.969 (600)	4.252 (108)	4.51 (1.38)
		23 K 1200	146 (23)	3.937 (1.200)	4.252 (108)	9.02 (2.75)
		23 K 1500	146 (23)	4.922 (1.500)	4.252 (108)	11.28 (3.44)
		23 K 1800	146 (23)	5.906 (1.800)	4.252 (108)	13.52 (4.12)
		23 K 2400	146 (23)	7.874 (2.400)	4.252 (108)	18.04 (5.50)
		23 K 3600	146 (23)	11.811 (3.600)	4.252 (108)	27.07 (8.25)
		42 K 1200	267 (42)	3.937 (1.200)	4.252 (108)	15.91 (4.85)
42 K 1500		267 (42)	4.922 (1.500)	4.252 (108)	19.89 (6.06)	
42 K 1800		267 (42)	5.906 (1.800)	4.252 (108)	23.85 (7.27)	
42 K 2400		267 (42)	7.874 (2.400)	4.252 (108)	31.82 (9.70)	
56 K 900		352 (56)	2.953 (900)	4.252 (108)	15.91 (4.85)	
56 K 1200		352 (56)	3.937 (1.200)	4.252 (108)	21.16 (6.45)	
56 K 1350		352 (56)	4.429 (1.350)	4.252 (108)	23.87 (7.28)	
56 K 1800		352 (56)	5.906 (1.800)	4.252 (108)	31.82 (9.70)	
75 K 800		472 (75)	2.625 (800)	4.488 (114)	15.08 (4.60)	
75 K 1500		472 (75)	4.921 (1.500)	4.488 (114)	29.50 (8.99)	
76 K 600		480 (76)	1.969 (600)	4.252 (108)	14.44 (4.40)	
76 K 900		480 (76)	2.953 (900)	4.252 (108)	21.65 (6.60)	

Anexo H. Código Visual Basic para la Metodología de Optimización BCP

```

'Variables _____ Sheets("Optimización BCP").Select
Dim Qmax As Double
Dim Qwmax As Double
Dim Qlmax As Double
Dim Qliq As Double
Dim Qopt As Double
Dim Qinicial As Double
Dim RPM As Double
Dim RPMmax As Double
Dim Psalida As Double
Dim HEAD As Double
Dim tao As Double
Dim Ec As Double
Dim DeltaPf As Double
Dim k As Single
'dato de tasa maxima _____
Qmax = Val(Range("K57"))
Qliq = 1

DeltaPf = (((Qliq * 0.02917) / ((61.88) * ((Val(Range("I11"))) ^ 2.63))) ^ 1.85) * (Val(Range("E11")))

Psalida = Val(Range("F11")) + (Val(Range("AB11")) * Val(Range("E11"))) + DeltaPf

RPM = 0.0732 * Qliq + 124.22

tao = 5252 * Val(Range("Q163")) / RPM

Ec = Sqr(((Val(Range("K186"))) ^ 2 + (4 * ((tao * 100 * 0.3048 * 0.453592) / (Val(Range("I186")))) ^ 2)))

HEAD = (Val(Range("R31"))) * (0.433) / (0.3048)

RPMmax = Val(Range("T31"))

Qlmax = (Qmax / 8.769) ^ (1 / 0.4474)

```

```

Flag = True
While Flag

If Ec < 0.8 * Val(Range("F186")) And Qliq < Qlmax And Psalida <= 0.8 * HEAD And RPM < 0.8 * RPMmax Then

Qliq = Qliq + 1

DeltaPf = (((Qliq * 0.02917) / ((61.88) * ((Val(Range("I11"))) ^ 2.63))) ^ 1.85) * (Val(Range("E11")))

Psalida = Val(Range("F11")) + (Val(Range("AB11")) * Val(Range("E11"))) + DeltaPf

RPM = 0.0732 * Qliq + 124.22

tao = 5252 * Val(Range("Q163")) / RPM

Ec = Sqr(((Val(Range("K186"))) ^ 2 + (4 * ((tao * 100 * 0.3048 * 0.453592) / (Val(Range("I186")))) ^ 2)))

HEAD = (Val(Range("R31"))) * (0.433) / (0.3048)

RPMmax = Val(Range("T31"))

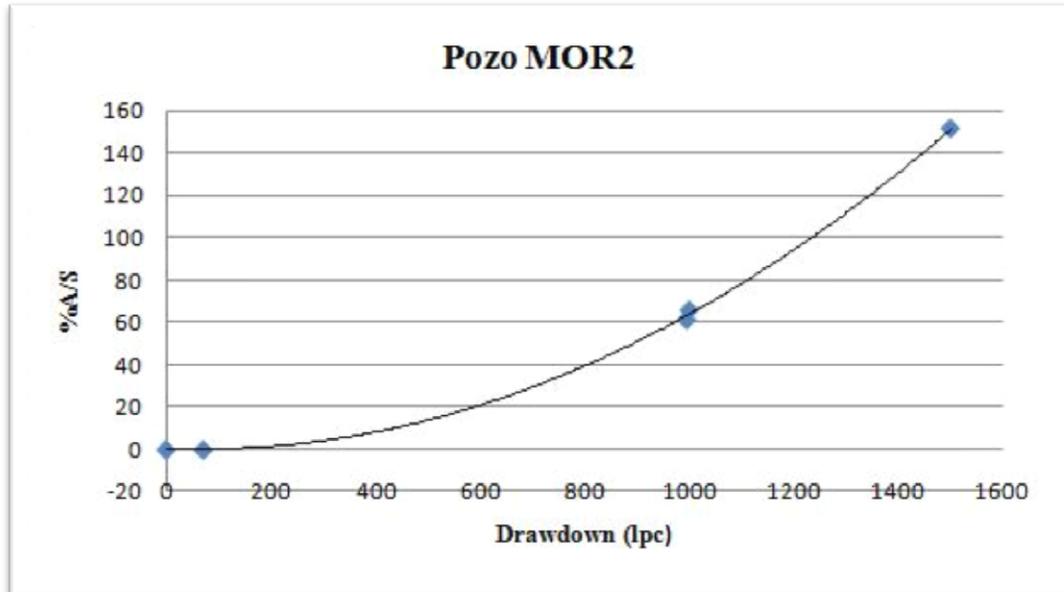
Else: Flag = False
End If
Wend

Qopt = 8.769 * Qliq ^ 0.4474

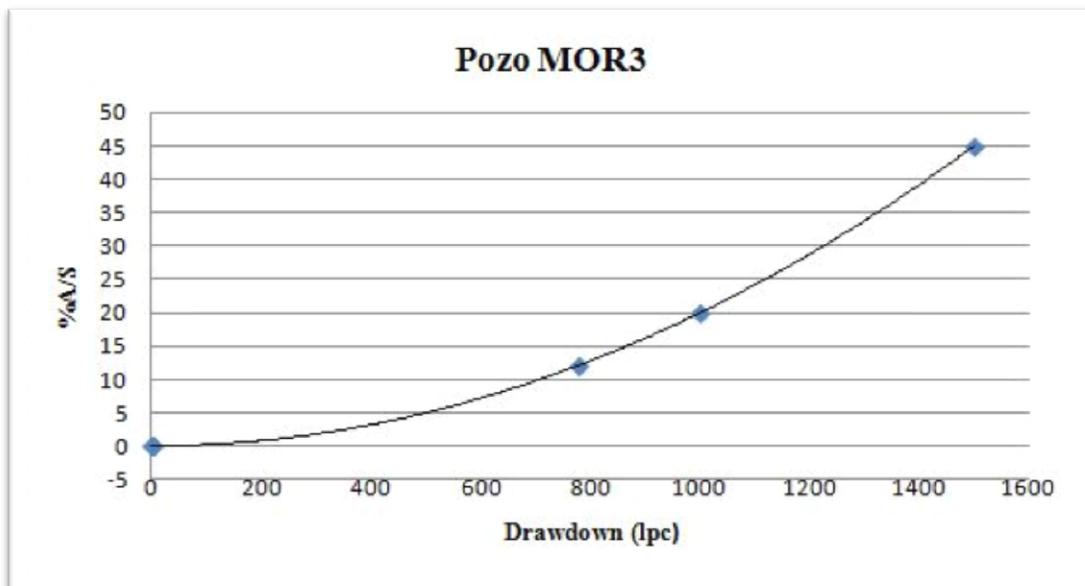
'Range("I80") = Qopt
Range("I80").Value = Qopt
Range("L57").Value = Qliq
MsgBox ("Qopt = " & Round(Qopt, 0) & " BND" & " @ " & Round(RPM, 0) & "RPM")
End Sub

```

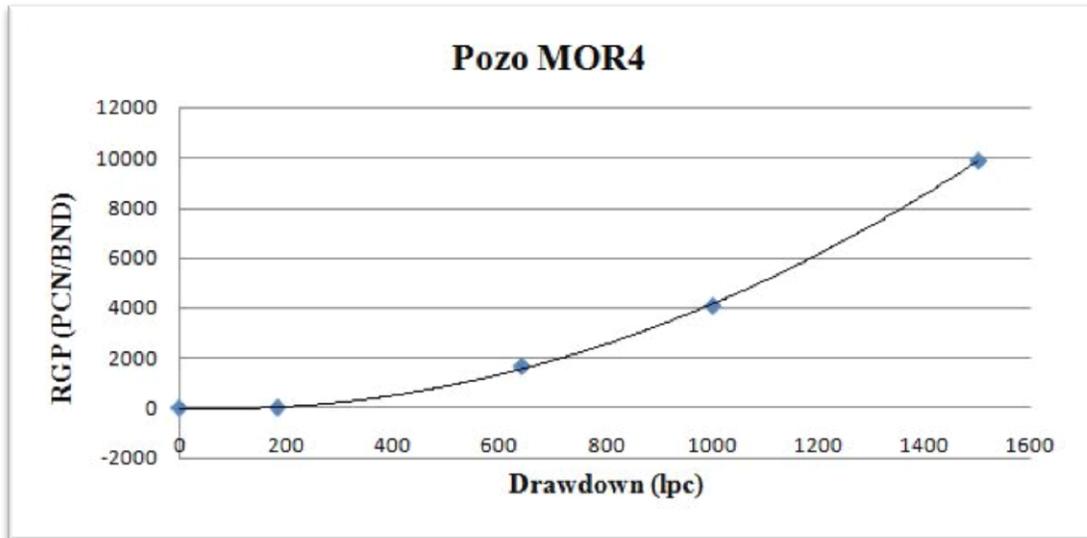
Anexo I. Curvas RGP vs Drawdown, %AyS vs Drawdown para cada uno de los pozos.



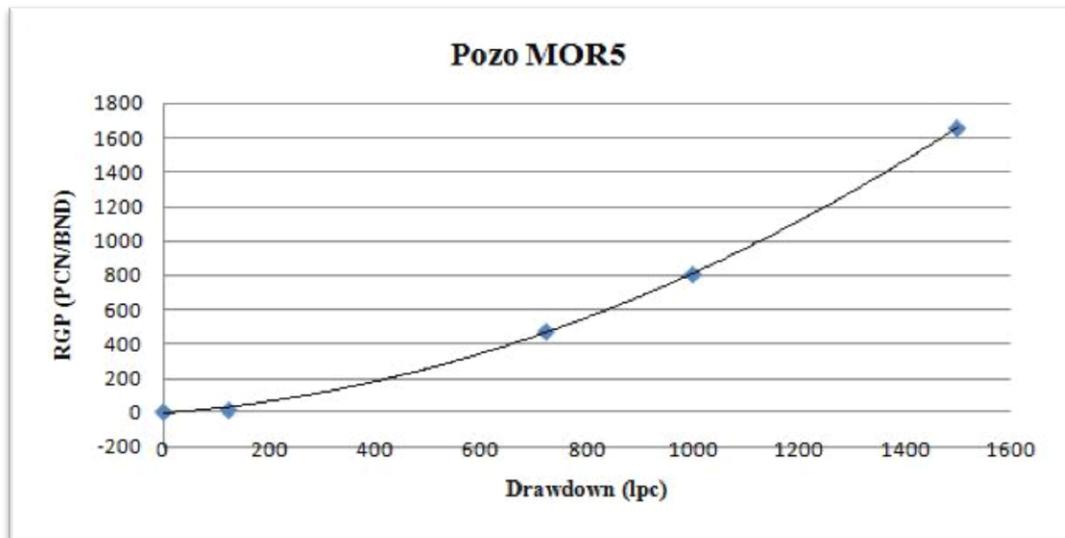
Curva % AyS vs DD pozo MOR2



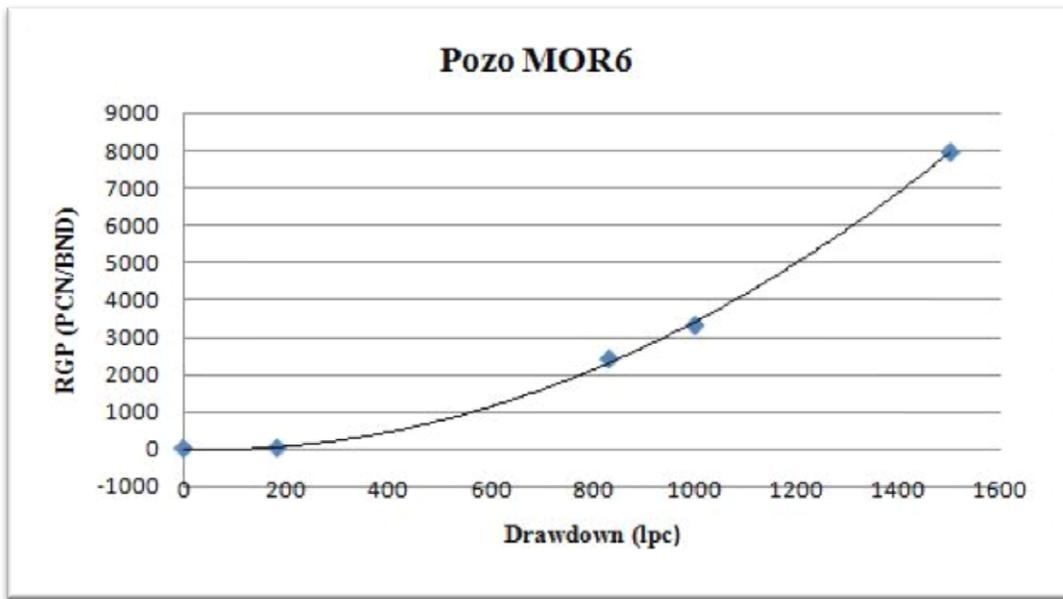
Curva % AyS vs DD pozo MOR3



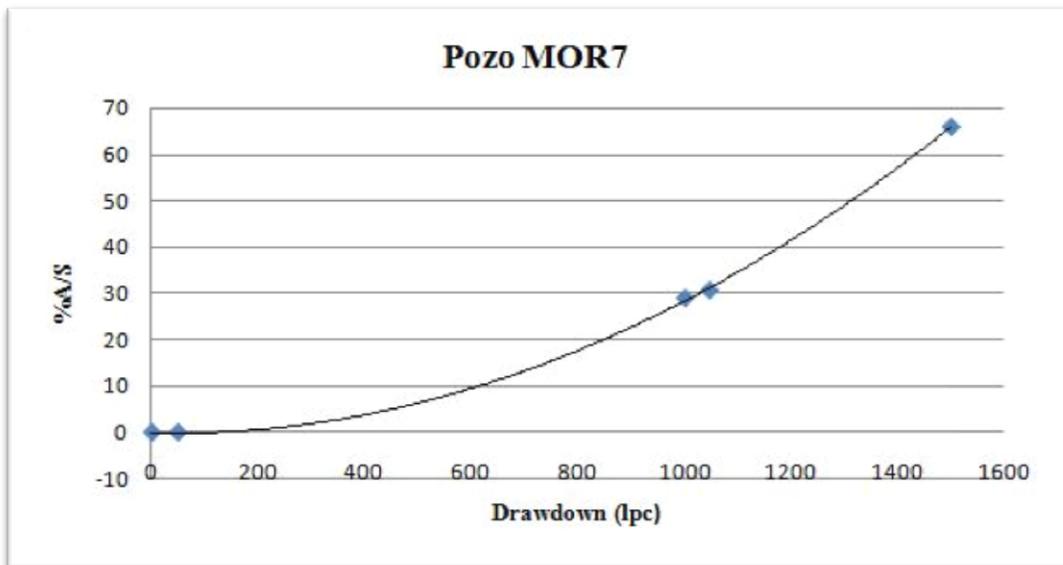
Curva RGP vs DD pozo MOR4



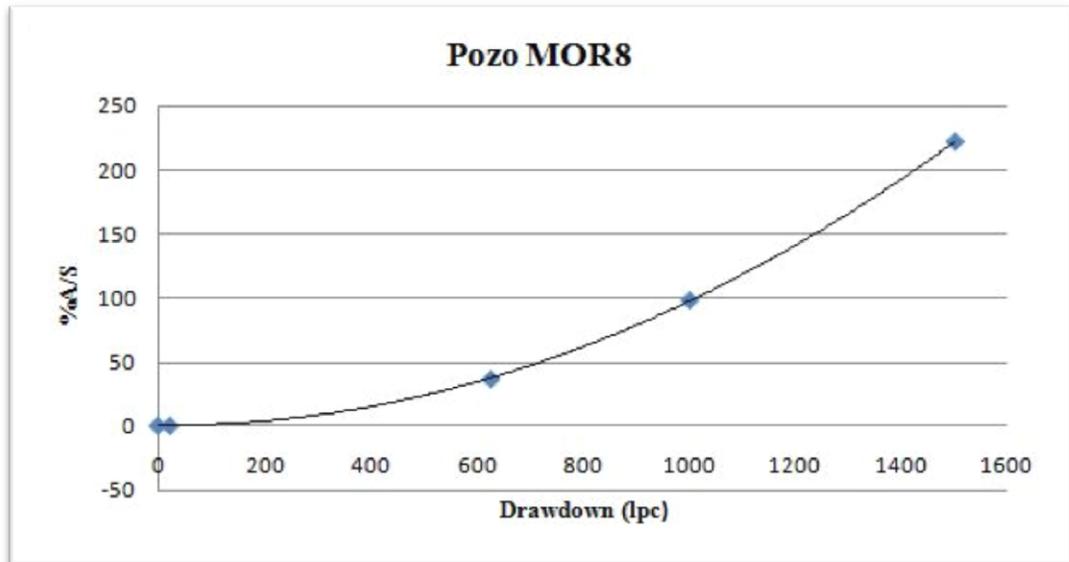
Curva RGP vs DD pozo MOR5



Curva RGP vs DD pozo MOR6



Curva %AyS vs DD pozo MOR7



Curva % AyS vs DD pozo MOR8

Anexo J. Curva de Afluencia del pozo MOR1

A) Curva de Afluencia del Pozo	
P_{wf} (lpc)	Q_o (BND) - Vogel
1500	29,97273917
1400	67,08104887
1300	101,5421938
1200	133,3561739
1100	162,5229892
1000	189,2023587
0	308,6450819

