

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE UN MEZCLADOR
ESTÁTICO EN FONDO DEL POZO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL
MANEJO DE GAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
EN EL ÁREA SINOVENSA, ESTADO MONAGAS”**

**REALIZADO POR:
MARÍA ELENA MIGUEZ ALFARO
C.I. 15.845.521**

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Enero de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE UN MEZCLADOR
ESTÁTICO EN FONDO DEL POZO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL
MANEJO DE GAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL
EN EL ÁREA SINOVENSA, ESTADO MONAGAS”**

ING. JOSÉ RAMÓN RODRÍGUEZ

Asesor Académico

Firma

ING. STEVE MARFISSI

Asesor Industrial

Firma

Barcelona, Enero de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“EVALUACIÓN DE LA APLICABILIDAD DE UN MEZCLADOR
ESTÁTICO EN FONDO DEL POZO PARA LA OPTIMIZACIÓN
DEL MANEJO DE GAS EN EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL EN EL ÁREA SINOVENSA, ESTADO MONAGAS”**

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

ING. JOSÉ RODRÍGUEZ

Asesor Académico

ING. JAIRO URICARE

Jurado Principal

ING. CARMEN VELÁSQUEZ

Jurado Principal

Barcelona, enero de 2011

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DE TRABAJOS DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”.

DEDICATORIA

Primeramente a DIOS Padre Todopoderoso y mi Virgencita del Valle. Quienes han iluminado el sendero de mi vida llenándome de fortaleza, fe y esperanza en momentos difíciles; cuando una puerta se cierra se abren muchas más. Sé que guiarán mis pasos mientras tenga aliento pues aquí no se detienen nuestras metas, todavía quedan muchas más por alcanzar.

A mis padres Enrique y Santa por darme la vida, velar por mi alimentación, educación y salud, gracias a ustedes he llegado hasta aquí. Mi título también es suyo así como todas las maduras que con el vienen. MAMI eres el ser que yo mas quiero, eres lo que venero, de ti me siento orgullosa, tú me has colmado de bendiciones, a ti por tu amor incondicional y tu ejemplo de constancia, perseverancia, sacrificio y esfuerzo hoy soy una ingeniero, tú como mi pilar más grande, por tus palabras, por escucharme y aconsejarme cuando más lo he necesitado, por la paciencia con tu niña malcriada, siempre con tu frase “el Señor es mi Pastor y nada me falta” muy efectiva por cierto, las palabras que hoy y siempre definirán mis sentimientos por ti: TE AMO...!!

A mis hermanas y amigas María Teresa, Carolina e Ivonne quienes me han dado todo su apoyo y confianza, por sus incansables consejos en las conversaciones de la mesa redonda con el infaltable cafecito, por ser ustedes mis ganas de salir adelante y llenarlas de orgullo, este logro también es suyo, Ivo “la gota no rompe la piedra por su fuerza sino por su constancia” las AMO mucho.

A mi hermano Enrique que junto a Caro fueron mi fuente de inspiración desde muy pequeña, mis ejemplos a seguir. A mi hermano Iván por su apoyo y fé en mi, ustedes también han sido mis pilares ante las los tropiezos por los que he tenido que pasar, aunque no se los diga saben bien que los AMO con todo mi corazón.

A mis sobrinos, guaooo...!!! son muchos, Dios son 10 ja ja ja ja ja... Junior, Edgar, Jhojan, Eder, Lehumily (beba), Eber (el catire), Adrián, Gabriel (el moreno), Ángelo (el chino) y mi santico bello Ángel Sebastián para que les sirva de ejemplo y sepan que SI SE PUEDE, con fe y constancia las metas pueden ser alcanzadas, los quiero mucho.

Por último pero no por ello menos importante, a mis cuñados, quienes me han apoyado desde el momento en que me conocieron, unos más temprano que otros como es el caso de Lumi que me vio crecer desde los 9 años y así Edgar desde los 16 y Roimar desde los 21, ustedes han demostrado que no hace falta tener la misma sangre corriendo en las venas para defender el sentimiento de afinidad familiar que nos une, los quiero mucho.

AGRADECIMIENTOS

A la Casa más Alta de Oriente, por forjarme como profesional y darme los conocimientos que una Universidad como ésta puede ofrecer.

A PDVSA Petrolera Sinovensa, principalmente al personal de la gerencia de Ingeniería de Producción, por la oportunidad y el apoyo brindado en el desarrollo de este proyecto, entre ellos el Ing. Virgilio Mezones por su ayuda y colaboración. A Irene Álvarez y Carlitos Osuna por su paciencia y cooperación, me ayudaron en innumerables situaciones. Al equipo de Servicio y Mantenimiento de Pozos Aryumari, Yajaira y muy especialmente a Leidis Guzmán quien me apoyo y orientó de forma incondicional, más que compañera amiga.

A todo el personal del Área Sinovensa particularmente Estación de Flujo, supervisores y operadores, gracias a ustedes se obtuvo el seguimiento adecuado y en tiempo real de la data del pozo, a todos en general, por el apoyo e interés, siempre tuvieron un tiempo para mí.

A mi tutor empresarial estrella Steve Marfissi, porque me orientaste en los momentos más difíciles, me enseñaste a pensar y decidir como profesional con la frase: “ya tú eres Ingeniero”, gracias a tu ayuda pude sacar este proyecto adelante. Este logro también es tuyo.

A mi tutor académico José Ramón Rodríguez “Moncho” por ayudarme, orientarme y apoyarme en todo momento, no solamente con este proyecto sino desde el momento que entre a Escuela, profesor y amigo, aunque tus chistes no son buenos tus conversaciones si, enriquecedoras seria la palabra adecuada. Siempre he podido contar contigo para aclarar mis dudas. Mil GRACIAS por todo y sobre todo por creer en mí, disculpa tantas molestias durante estos años ja ja ja...!!

A los profesores Rafael Barrueta y Roberto Salas, quienes con sabios consejos y buenas palabras me guiaron por un excelente camino. Mi aprecio por ustedes es grande.

A mis compañeros de universidad y amigos Annys Márquez “Mejetek” y Alfredo Martínez “mi mor bello” quienes han compartido incontables noches y amaneceres de estudio, acompañado durante todos estos años desde el inicio de mi carrera, como ustedes nadie. Gracias por todo su cariño, apoyo y paciencia.

A mis grandes amigas y hermanas Claudy “la Niña”, Isabel (hu...) y Ámbar “Esvira”, a ustedes por estar en los momentos más difíciles, por acompañarme, escucharme y apoyarme, por todos los buenos ratos juntas. Estar con ustedes es otro mundo, ESTOY RODEADA, ja ja ja ja ja... las quiero mucho.

A mis amigos Giovanni y Francis, gracias por su ayuda desde mi entrada a escuela..!

A Carlos Quintero por creer en mí, dándome un voto de confianza ayudándome a entrar en Sinovensa. Siempre pendiente de mis avances y de cuidarme a distancia, todo el tiempo estuve enterada ja ja ja ja...

Marisela, Lissandra, Sr. César, Jesús Sánchez, Pauso, José Jiménez, Joaniel Quintero “Ameche”, Compa, Luis, Eugenio, Mayo. A ustedes por brindarme su amistad y compañía en Morichal haciendo mi estadía más llevadera y teniendo un consejo cuando lo necesitaba. La empresa me otorgó la oportunidad de conocerlos. De allí, hemos cultivado una linda amistad.

A todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron con la realización de este proyecto y me ayudaron de forma incondicional durante toda mi carrera.

RESUMEN

El Área Sinovensa comprende una extensión total de 150,07 Km² enmarcados dentro del Bloque Carabobo en La Faja Petrolífera del Orinoco. Dicha zona presenta yacimientos constituidos por arenas no consolidadas saturadas por crudo pesado y extrapesado. Por tal motivo, se hace necesaria la aplicación de métodos de levantamiento artificial como Bombeo Electrosumergible (BES) y Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP). Considerando la historia del Área Sinovensa, se ha observado una alta liberación de gas en algunos de sus pozos que limita la eficiencia de la bomba de cavidad progresiva y por consiguiente, la extracción de crudo. De allí, la Gerencia de Producción de PDVSA PETROLERA SINOVENSA/Morichal, planteó evaluar la instalación de un mezclador estático en fondo del pozo cuya completación sea del tipo BCP, conectado directamente a la succión de la bomba con la finalidad de homogeneizar las fases. La evaluación del mezclador se llevó a cabo mediante el monitoreo diario de ciertos datos operacionales como: presión de revestidor, presión de cabezal, torque y velocidad de operación de la bomba. Los resultados de la evaluación reveló la reducción en la presión de revestidor indicando mayor cantidad de gas en la entrada de la tubería de producción mejorando la densidad del fluido procesado por la bomba y optimizando la dinámica yacimiento-pozo. Adicionalmente, con la disminución de la densidad del fluido se obtuvo un torque estable, manteniéndose una columna de flujo homogénea. De igual forma se redujo la inyección de diluyente en un 47,8%; permitiendo mantener la mezcla en 14,8 °API. Resulta oportuno mencionar que los barriles adicionales extraídos por la aplicación de la tecnología permiten tener un tiempo de pago por la inversión de 4,3 años según la evaluación económica realizada en el proyecto, demostrando rentabilidad. Con todo lo anterior es conveniente recomendar la instalación de mezcladores estáticos en pozos de crudo extrapesado con alta Relación Gas-Petróleo mayor a 170 MPCN/BN y completados por Bombeo de Cavidad Progresiva.

TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
RESUMEN.....	ix
TABLA DE CONTENIDO.....	x
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.1. El problema	1
1.1.1. Planteamiento del Problema.....	1
1.2. Objetivos de la investigación.	2
1.2.1. Objetivo General.	2
1.2.2. Objetivos Específicos.....	2
CAPITULO II	3
ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO.....	3
2.1. Antecedentes.	3
2.2. Características generales del área.....	4
2.2.1. Faja Petrolífera del Orinoco.....	4
2.2.2. Geología y Ubicación del Área Sinovensa.....	5
2.2.3. Estratigrafía y Litología.	6
2.3. Pozos horizontales.....	9
2.4. Bombeo de cavidad progresiva (BCP).....	10
2.4.1. Configuración del equipo de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidad Progresiva.	11
2.4.1.1. Equipos de Subsuelo.....	11
2.4.1.2. Equipos de Superficie.	14
2.4.2. Ventajas de la Bombas de Cavidad Progresiva.....	16

2.4.3. Desventajas de la Bomba de Cavidad Progresiva.....	16
2.5. Eficiencia de la bomba.....	17
2.6. Comportamiento de flujo en tuberías eductoras.....	17
2.6.1. Hagedorn & Brown.....	17
2.6.2. Orkiszewski.....	18
2.6.3. Beggs y Brill.....	20
2.7. Mezcladores estáticos.....	21
2.7.1. Características generales de los mezcladores estáticos.....	22
2.7.2. Principal rango de unidades de proceso cubiertas mediante mezcladores estáticos.....	22
2.7.3. Mezcladores más utilizados en la industria.....	25
2.7.3.1 Helicoidal.....	25
2.7.3.2. Entrelazado.....	27
2.7.4. Aplicaciones de los mezcladores estáticos.....	28
2.7.4.1. Grupo 1: Fluidos miscibles.....	28
2.7.4.2. Grupo 2: Sistemas inmiscibles.....	29
2.7.4.3. Grupo 3: Transferencia de calor.....	31
2.7.5. Tendencias futuras.....	31
2.8. Indicadores económicos.....	32
2.8.1. Valor Presente Neto (VPN).....	32
2.8.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	32
2.8.3. Eficiencia de la Inversión (EI).....	33
2.8.4. Tiempo de pago dinámico (TP).....	33
CAPITULO III.....	34
DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN.....	34
3.1. Selección del pozo que cumpla con las premisas para la aplicación del mezclador estático.....	34
3.2 Modelaje del comportamiento del pozo seleccionado mediante uso del simulador PC PUMP.....	37

3.3. Comparación del desempeño de los diferentes tipos de mezcladores estáticos.....	39
3.4 Evaluación de la aplicabilidad del mezclador estático en el pozo seleccionado.....	40
3.5. Realización de la evaluación económica de acuerdo al alcance y resultados de este proyecto.....	42
3.6. Herramientas y técnicas de recopilación de datos.....	43
3.6.1. Herramientas.....	43
3.6.2. Técnicas.....	45
3.6.3. Recursos.....	46
CAPÍTULO IV.....	47
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	47
4.1 Selección del pozo que cumpla con las premisas para la aplicación del mezclador estático.....	47
4.2 Modelaje del comportamiento del fluido con la instalación del mezclador estático mediante simuladores.....	49
4.3 Comparación del desempeño de los diferentes tipos de mezcladores estáticos.....	54
4.4 Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en el pozo seleccionado.....	56
4.5 Realización de la evaluación económica de acuerdo al alcance y resultados de este proyecto.....	65
4.6 CONCLUSIONES.....	71
4.7 RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	116

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. El problema

1.1.1. Planteamiento del Problema.

PETROLERA SINOVEN S.A., es una empresa mixta, constituida con la participación de CVP (60%) y CNPC VENEZUELA B.V. (40%), cuya actividad principal es la explotación de crudos pesados utilizando pozos horizontales. Según gaceta oficial N° 38.861 el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo delimitó el área que se denominará en adelante Área Sinovensa, con una superficie de ciento cincuenta kilómetros cuadrados (150,07 km²), ubicada a 150 km al Suroeste de Maturín, Estado Monagas, Campo Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco. Dicha área limita hacia el Oeste por el Área Morichal Extra-Pesado, al Sur por los Bloques Carabobo 2-3 y hacia el Este por el Bloque Carabobo 4; y esta conformada por una población total de noventa y nueve (99) pozos para julio de 2009, distribuido en cincuenta y ocho (58) con completación tipo Bombeo Electrosurgible (BES), seguido de cuarenta y uno (41) tipo Bombeo de Cavidad Progresiva (BCP).

Los métodos para la extracción y explotación en yacimientos de crudos pesados han mostrado una evolución constante producto del desarrollo de nuevas tecnologías que permiten aumentar la producción. Considerando la historia del Área Sinovensa se ha observado una alta liberación de gas en algunos de sus pozos y en lo que respecta a aquellos con completación del tipo BCP, el manejo de gas en la bomba ocasiona deterioro en el elastómero, penetración del gas en la matriz y

desprendimiento del mismo reduciendo la eficiencia del equipo y por consiguiente, la producción del crudo.

En tal sentido, la Gerencia de Producción de PDVSA PETROLERA SINOVENSA/ Morichal, ha planteado evaluar la instalación de un mezclador estático en fondo del pozo cuya completación sea del tipo BCP y con alta Relación Gas-Petróleo (RGP), conectado directamente en la succión de la bomba con la finalidad de homogenizar las fases a través de sus insertos idénticos y sin movimientos, dividiendo y redistribuyendo las líneas de corrientes usando solamente la energía del flujo de fluido, mejorando el transporte de gas en la entrada. En función de los resultados obtenidos en esta investigación servirán como punto de partida para su masificación en pozos con alta RGP.

1.2. Objetivos de la investigación.

1.2.1. Objetivo General.

Evaluar la aplicación de un mezclador estático en fondo del pozo para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el Área Sinovensa. Estado Monagas.

1.2.2. Objetivos Específicos.

1. Seleccionar el pozo que cumpla con las premisas para la aplicación del mezclador estático.
2. Modelar el comportamiento del fluido en el pozo seleccionado con la instalación del mezclador estático mediante simuladores.
3. Comparar el desempeño de los diferentes tipos de mezcladores estáticos.
4. Evaluar la aplicación del mezclador estático en el pozo seleccionado.
5. Realizar una evaluación económica de acuerdo al alcance y resultados de esta propuesta.

CAPITULO II

ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO


ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes.

A partir de los resultados obtenidos de los separadores de gas en fondo en las últimas evaluaciones realizadas, la tendencia de los mismos muestra una función distinta a la separación como es la homogeneización de las fases, permitiendo que la bomba de subsuelo maneje un fluido con menor variación y concentración de gas. Adicionalmente, se conoce que en el ámbito de superficie han sido utilizados ampliamente mezcladores estáticos para corrientes de fluidos, favoreciendo así la operatividad de los procesos.

- ✚ **Guzmán, L. (2007)** realizó una evaluación de tecnologías para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el área de extrapesado del Distrito Morichal. Las tecnologías consistían en la aplicación de un separador lográndose aumentar la eficiencia volumétrica de la bomba de 30% a 50% y la otra fue la evaluación del sistema de presurización del espacio anular que consistió en aumentar la velocidad del mismo, influyendo de forma positiva en la producción de crudo. ^[1]
- ✚ **Marfissi, S. (2006)** efectuó una evaluación con separadores de gas en dos pozos horizontales que producen por Bombeo de Cavidad Progresiva (CHB 40 y CO 06), obteniendo como resultado incremento de la eficiencia de la bomba de 6,5% y aumento de la producción de 11%. ^[2]
- ✚ **Romero, O. (2003)** analizó el efecto del gas sobre la eficiencia volumétrica de las bombas de cavidad progresiva instalada en los pozos de los Campos Jobo y Morichal, obteniéndose un incremento de 9% en la eficiencia volumétrica de la

bomba, causado por la elevación de la presión en el espacio anular y concluyendo que la presión ejercida por el gas contribuye al mejoramiento de la eficiencia de la bomba.^[3]

 **Ramos, M. (2002)** evaluó separadores de gas en bombas de cavidad progresiva en el Campo Cerro Negro, Área Bitor. Observó durante un año aproximadamente el comportamiento de la tasa de producción y los niveles de fluido en una muestra representativa de 17 pozos completados con BCP, notando un incremento en la producción de 48% y de la eficiencia de separación desde 15% hasta 70%.^[4]

2.2. Características generales del área.

2.2.1. Faja Petrolífera del Orinoco.

Ubicada en el margen izquierdo del Río Orinoco, para un área total de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², ubicada al Sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas. Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo, las reservas de petróleo original en sitio según PDVSA, alcanzan hasta ahora 1,36 billones de barriles.^[5]

La Faja Petrolífera del Orinoco (**Figura 2.1**) se encuentra dividida de oeste a este en cuatro distintas zonas de producción: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo y a su vez segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente. El rango de las propiedades del crudo y arenas de La Faja se ubican entre 7,5 y 8,5 °API, 3,9% de azufre, 30% de porosidad, 5-20 darcy de permeabilidad, 8 y 35% saturación de agua y viscosidad de 1.500 y 15.000 centipoise.

La Faja cuenta con cuatro empresas mixtas, todas con mayoría accionaria de 60% por parte de PDVSA, producto de la nacionalización en 2007: Petrocedeno (Total y Statoil), Petropiar (Chevron), Petromonagas (BP), Petrolera Sinovensa (CNPC).

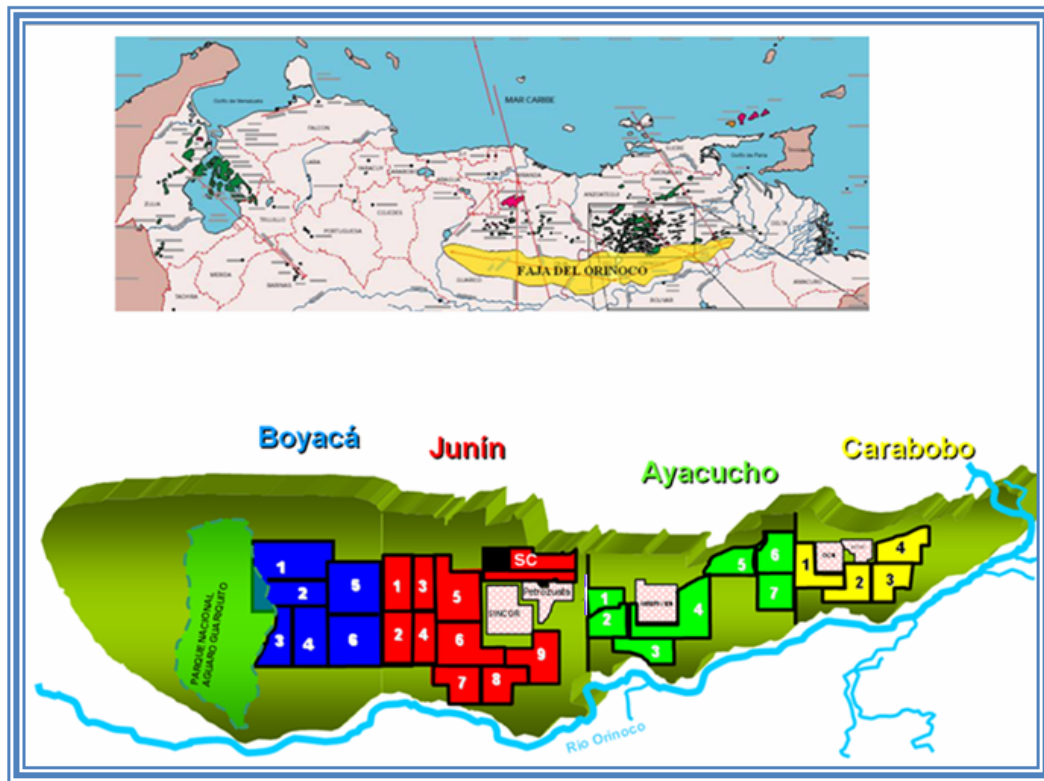


Fig. N° 2.1. Faja Petrolífera del Orinoco. [5]

2.2.2. Geología y Ubicación del Área Sinovensa.

El Área Sinovensa (**Figura 2.2**) está localizada en el margen Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La porción norte de la Cuenca la constituye una depresión al sur de los levantamientos de la Cordillera Oriental de Venezuela, causados por el choque de las Placas Caribe y Suramericana, donde los sedimentos son principalmente del Cretáceo y Terciario. El Área se localiza a 150 km al Suroeste de Maturín, estado Monagas, Campo Carabobo de La Faja Petrolífera del Orinoco. Limita hacia el Oeste por el Área Morichal Extra-Pesado, al Sur por los Bloques Carabobo 2-3 y hacia el Este por el Bloque Carabobo 4. [6]

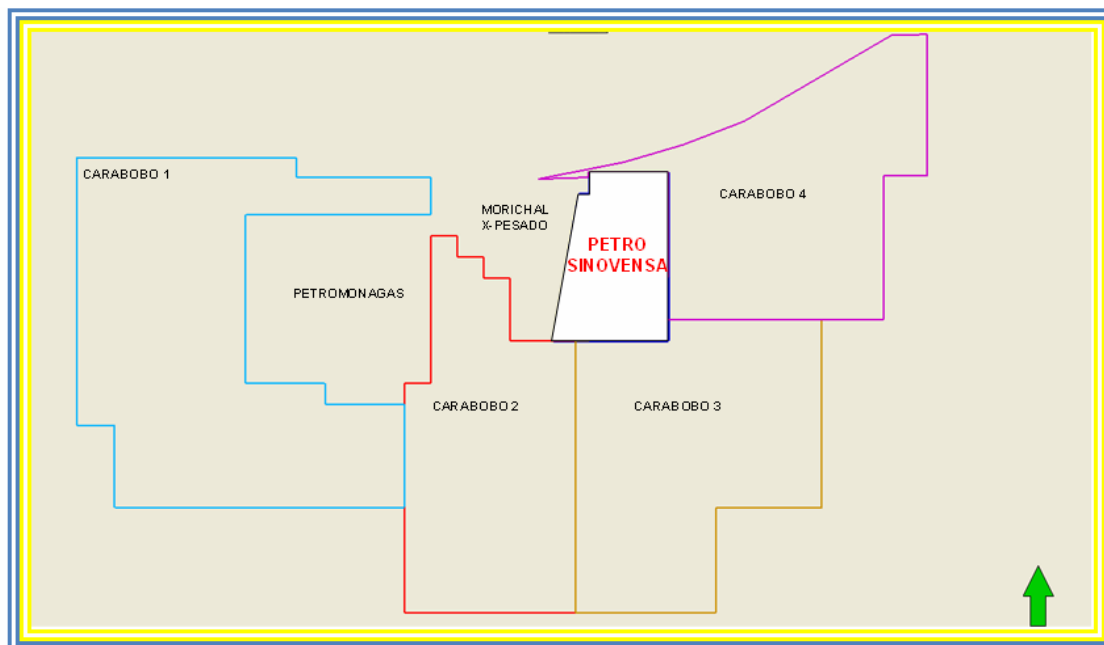


Fig. N° 2.2. Bloque (150,1 Km²) asignado a Petrolera Sinovensa y su ubicación dentro del Área de Carabobo. ^[6]

El Bloque Carabobo está conformando por cuatro yacimientos, OFIM CNX 9, OFIM CNX 24, OFIM CN 42, OFIM CNX 3 con 21.426,57 MMBN de petróleo originalmente en sitio (P.O.E.S) de los cuales 2.554,5 MMBN pertenecen a reservas recuperables y 2.254,6 MMBN a reservas remanente con un factor de recobro estimado de 12,2 %. ^[7]

2.2.3. Estratigrafía y Litología.

El Área Sinovensa es un monoclinas asimétrico con buzamiento norte de 4 grados. El miembro Morichal inferior está constituido por canales distributarios entrelazados y agrupados en tres cuerpos de arenas principales. Dentro de ellas, los intervalos O-11B a O-13 tienen buena continuidad lateral, con dirección dominante de deposición hacia el Noreste. El tope de Morichal se depositó en un ambiente

transgresional, por lo que el intervalo O-11A tiene una calidad inferior, con dirección dominante hacia el Norte.^[8]

La columna estratigráfica (**Figura 2.3**) comprende el basamento Precámbrico, con estratos suprayacentes que incluyen sedimentación secundaria, terciaria y cuaternaria, teniendo aproximadamente 2.700 a 2.800 pie de espesor. Está formada por la Formación Mesa y Las Piedras (Pleistoceno/Plioceno), seguidamente en orden descendente a estas unidades se tiene la Formación Freites (Mioceno Superior) y por último la Formación Oficina de edad Mioceno Medio Inferior que constituye la roca yacimiento principal.

Las formaciones contentivas de hidrocarburos se encuentran en los Miembros Jobo, Yabo y Morichal de la Formación Oficina, de los cuales el último es el más importante porque agrupa las arenas con mayor potencial petrolífero las cuales son masivas, cuarzosas, de color marrón, de granos subangulares y del tamaño de arena medio, con algunas limolitas, lutitas y lignitos. El tope de Morichal se encuentra a 2.170-3.510 pie de profundidad y tiene un espesor de 300 - 470 pie, con un espesor promedio de 385 pie.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA				
Periodo	Edad	Formación	Miembro	Descripción
Cuaternario	Pleistoceno	Mesa		Arenas grises, arcillas color gris oscuras.
Terciario	Plioceno	Las Piedras		Lutitas gris clara. Arenas limolíticas grises, granos finos, micáceas, carbonáceas. Arenas grises, arcillosas, granos finos a grueso, poco consolidadas. Lutitas grises, carbonáceas. Lignitos abundantes. No contiene petróleo ni gas.
				Lutitas verdes arenosas y fosilíferas. Pocas arenas, granos finos a medio, grises. Ocasionalmente glauconíticas. Lutitas negras cerca de la base. Contiene petróleo en algunas zonas. Hay gas.
	Mioceno	Oficina	Pilón	Sedimentos finos de limos a limolitas.
			Jobo	Arenas productoras de petróleo y gas, intercaladas con lutitas.
			Yabo	Lutitas intermedias de carácter marino.
			Morichal	Areniscas de gran espesor de carácter masivo, intercaladas con lutitas. Son productoras de agua y petróleo.
	Oligoceno			
	Eoceno			
	Paleoceno			
	Secundario	Cretácico	Canoa	Temblador
Tigre				
Primario	Basamento Precámbrico			Granito rosado y gris claro. Micasquitos. Dioritas cuarcíferas.

Fig. N° 2.3. Columna Estratigráfica del Sur de Monagas.^[1]

La extensión en el subsuelo de este miembro está restringida a la depresión del Basamento, relleno mayormente por sedimentos pobremente consolidados, fluviales, provenientes del Escudo de Guayana y algunos sedimentos marinos procedentes del norte, bordeada por los altos estructurales de Barranca al Este y Soledad al Oeste. En el sector Oeste donde la cuenca profundiza, el espesor total de Morichal es mayor, siendo el desarrollo escaso y lenticular. Una característica de la formación es que poseen alta porosidad y son poco consolidadas.

2.3. Pozos horizontales.

Los pozos horizontales (**Figura 2.4**) se definen como aquellos pozos perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento (o hasta alcanzar 90° de desviación con respecto a la vertical); a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento objetivo. ^[1]

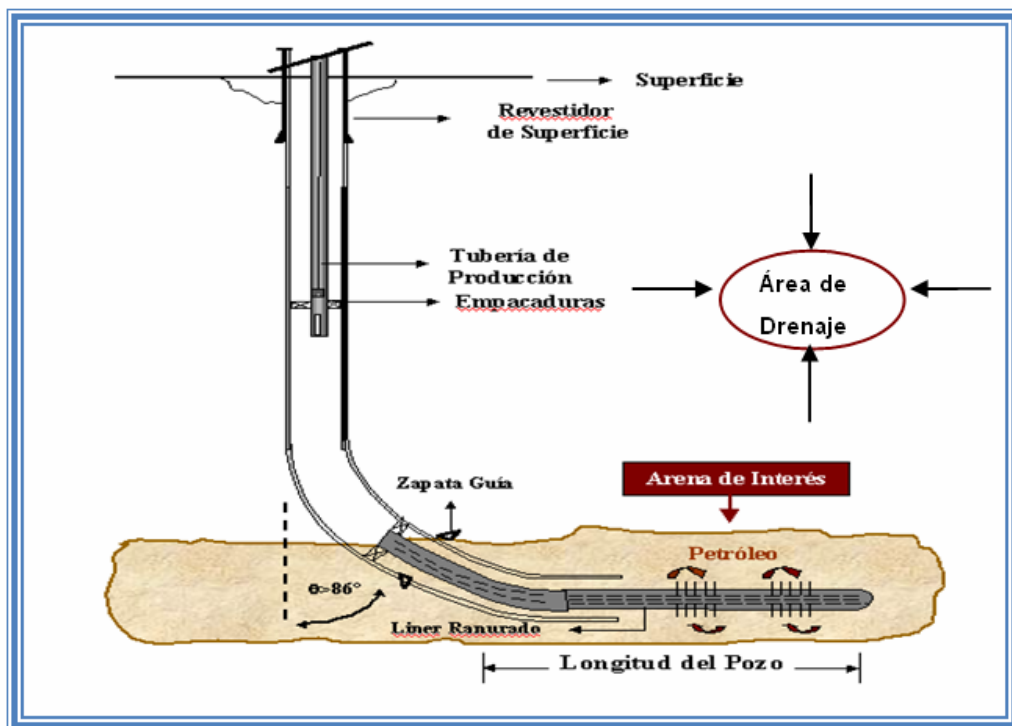


Fig. N° 2.4. Diagrama de un pozo horizontal. ^[1]

La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar del mismo. Esta técnica consiste básicamente en penetrar en forma horizontal un estrato productor. Así se aumenta el área de exposición al flujo dentro del yacimiento reduciendo a su vez la caída de presión entre el borde exterior del mismo y el pozo.

2.4. Bombeo de cavidad progresiva (BCP).

Las bombas de cavidades progresivas son llamadas como bombas de desplazamiento positivo, está compuesta por un estator fabricado de material elastómero, y un rotor metálico con recubrimiento de cromo para reducir fricción. El principio de funcionamiento de la bomba se basa en la geometría helicoidal reflejada entre el estator y el rotor, donde el paso del estator es el doble del paso del rotor, lo cual permite la formación de cavidades entre ambos elementos, ello debido a que cuando estas dos piezas están interconectadas, forman una cadena interna de cavidades. Éstas se llenan de fluido, el cual es desplazado desde la succión hasta la descarga de la bomba, a continuación se muestra una sección transversal de una BCP convencional (1x2 lóbulos), donde se observa como el diámetro del rotor es un poco mayor que el ancho de la cavidad, produciendo la interferencia (*i*) que crea el sello (Figura 2.5).^[9]

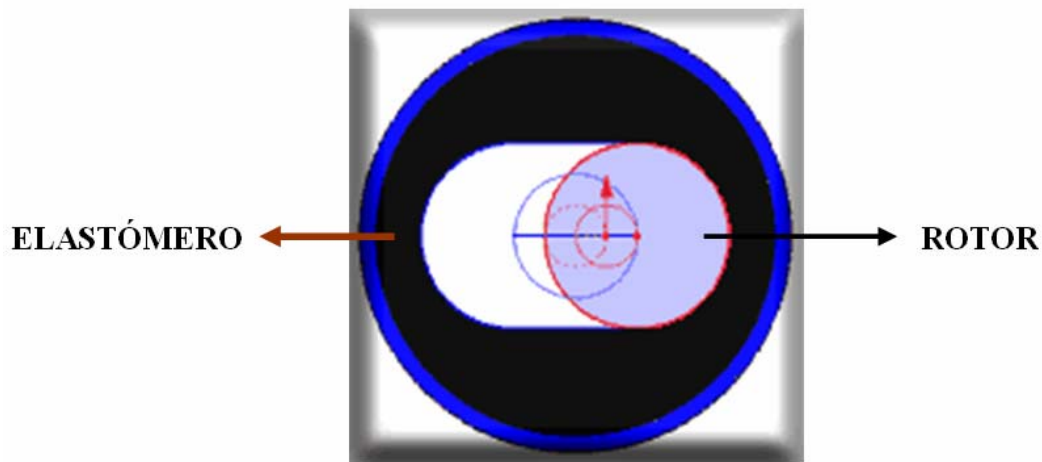


Fig. N° 2.5. Sección transversal de una BCP. ^[10]

El accionamiento de la bomba es realizado mediante una sarta de cabillas que transmite el movimiento giratorio al rotor desde superficie, donde un cabezal especial

cumple con todas las funciones de suministrar el torque y velocidades requeridas, así como soportar la carga axial generada por el peso de las cabillas y por el peso de la columna de fluido. Este sistema ofrece la eficiencia mecánica y termodinámica más alta de todos los métodos de levantamiento.

2.4.1. Configuración del equipo de Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidad Progresiva.

Los componentes del equipo de levantamiento se dividen en equipos: subsuelo y superficie. ^[9]

2.4.1.1. Equipos de Subsuelo.

✚ **La Sarta de Cabillas.** Es la responsable de accionar el rotor transmitiendo un movimiento giratorio desde la superficie, esto a su vez ocasiona que el rotor gire en dirección opuesta sobre el eje del estator, manteniéndose ambos ejes paralelos, dicho proceso permite la formación de cavidades cerradas, delimitadas por el rotor y el estator, que se mueven axialmente desde la admisión hasta la descarga de la bomba.

✚ **Rotor.** Está fabricado con acero de alta resistencia mecanizado con precisión y recubierto con una capa de material altamente resistente a la abrasión. Se conecta a la sarta de cabillas (bombas tipo Tubular) las cuales le transmiten el movimiento de rotación desde la superficie (accionamiento o impulsor). Un Rotor se fabrica a partir de una barra cilíndrica de acero en un torno especial. Luego de ser mecanizado se recubre con una capa de un material duro. Generalmente se trata de un recubrimiento con un proceso electro químico de cromado. Los rotores se mecanizan con varios diámetros y se recubren de varios espesores de cromado. Las variaciones de estos dos parámetros diámetro y espesor, son los que permiten un ajuste fino de la *interferencia*.

- ✚ **Estator.** Es un cilindro de acero (o Tubo) revestido internamente con un *elastómero sintético* (polímero de alto peso molecular) moldeado en forma de dos hélices adherido fuertemente a dicho cilindro mediante un proceso especial. Para la selección del elastómero hay que tomar en cuenta la dureza, resistencia al desgarre, la fatiga dinámica, a fin de evaluar la resistencia del material cuando es sometido a un estado de esfuerzos cíclicos prolongados, además de la deformación permanente que experimentan los materiales cuando son sometidos a la acción de una carga estática por un período de tiempo estandarizado. Un estator se obtiene por inyección de un elastómero a alta temperatura y a alta presión entre la camisa de acero y un núcleo. Antes de la inyección del elastómero, se recubre con un adhesivo la superficie interna de la camisa de acero (tubo). Luego del vulcanizado el elastómero, se enfría y se contrae, lo que permite extraer el núcleo.
- ✚ **El Elastómero.** Reviste internamente al Estator y en sí es un Polímero de alto peso molecular con la propiedad de deformarse y recuperarse elásticamente, esta propiedad se conoce como resiliencia o memoria, y es la que hace posible que se produzca la interferencia entre el rotor y el estator (**Figura 2.6**), la cual determina la hermeticidad entre cavidades contiguas y en consecuencia la eficiencia de la bomba (bombeo). Los elastómeros deben presentar resistencia química para manejar los fluidos producidos y excelentes propiedades mecánicas para resistir los esfuerzos y la abrasión. Los elastómeros más utilizados en la aplicación BCP, poseen base nitrílica (convencionales), hidrogenación catalítica (elastómeros hidrogenados) o fluoelastómeros. ^[10]

Características deseables en los Elastómeros.

Buena resistencia química a los fluidos a transportar, buena resistencia térmica, capacidad de recuperación elástica, adecuadas propiedades mecánicas, especialmente resistencia a la fatiga. Los cambios más comunes en las propiedades mecánicas de los elastómeros son: el Hinchamiento, el Endurecimiento y el Reblandecimiento.

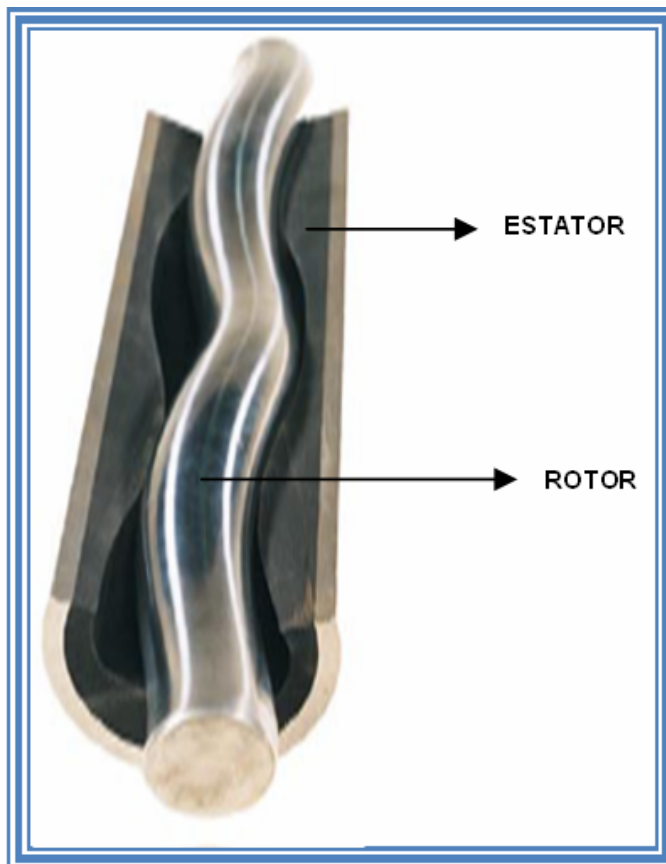


Fig. N° 2.6. Interferencia Rotor-Estator. ^[9]

El hinchamiento origina una excesiva interferencia y como consecuencia, un torque excesivo en las cabillas y calentamiento (y posible destrucción) del elastómero. Se debe destacar que un hinchamiento del 3 al 5 % puede ser manejado con rotores de menor diámetro y que algunos fabricantes inclusive garantizan algunos de sus materiales para hinchamientos mayores, no obstante se debe tener presente que estos elastómeros pudieran ser utilizados siempre y cuando las propiedades mecánicas de los mismos no se vean afectadas mas allá de los límites permisibles. El endurecimiento afecta negativamente a la resiliencia y como consecuencia la eficiencia de la bomba. El reblandecimiento deteriora la hermeticidad entre las cavidades y por ende la eficiencia de la bomba. Cada fabricante posee sus propios desarrollos y por lo general utilizan nomenclaturas propias, no obstante, las bases son

nitrilos, bases hidrogenadas o fluoelastómeros. Esta diversidad permite manejar la mayor parte de las condiciones encontradas en los pozos de petróleo y agua.

✚ **Niple de Paro.** Es parte integral de la bomba, va roscado al extremo inferior de la misma. Entre sus funciones están las de servir de tope al rotor cuando se realiza el espaciado del mismo; servir de “pulmón” a la elongación de la sarta de cabillas al funcionar la bomba y servir de succión de la bomba.

✚ **Ancla Anti-Torque.** El uso del ancla de torque evita el riesgo de desprendimiento o desenrosque de la tubería, ocasionado por la combinación de los efectos, fricción y vibración, vibraciones que tienden a ser más fuertes cuanto más aumenta el caudal.

En la **Figura 2.7** se pueden observar los componentes de Subsuelo de una BCP.

2.4.1.2. Equipos de Superficie.

✚ **El Cabezal.** Cumple con las funciones de soportar las cargas axiales generadas por el peso de las cabillas y por el peso del fluido sobre el rotor. El cabezal de rotación está provisto de dos tipos de rodamiento, los que soportarán la carga axial y los que absorberán la carga radial y a su vez el sistema es operado desde superficie por un accionamiento que suministra el torque y velocidad requerida.

✚ **Sistema Motor.** Es el que suministra y transmite el par motriz al eje de impulsión. Consta de un motor y de un sistema reductor de velocidad.

a) **Motor.** Se utiliza generalmente un motor eléctrico, pero cualquier otro tipo de motor aceptable en el campo petrolero puede ser utilizado, tal como un

motor hidráulico, o si no hay disponibilidad de potencia eléctrica, un motor de combustión interna o un motor de gas.

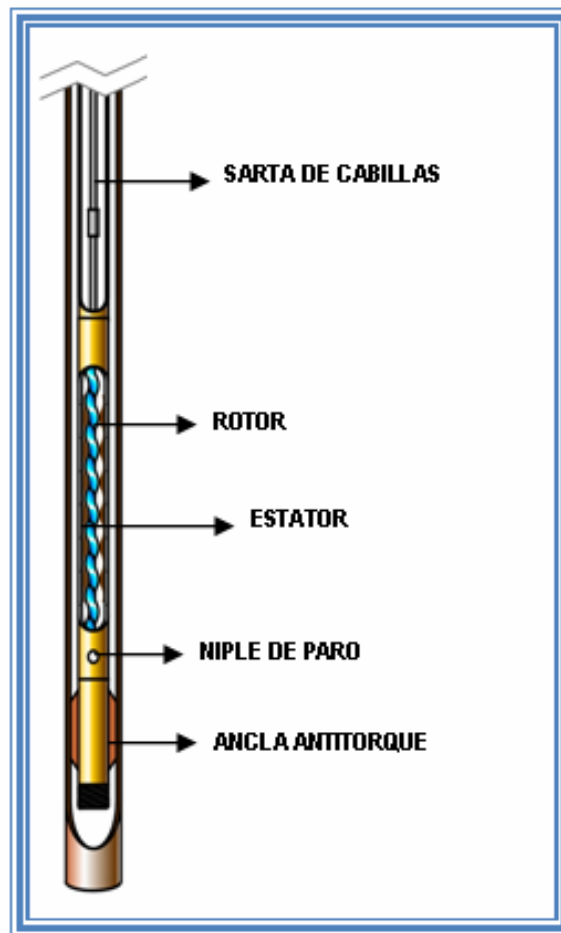


Fig. N° 2.7. Componentes de Subsuelo de una BCP. ^[10]

- b) *Sistema Reductor de Velocidad.* El sistema motor puede ser de velocidad fija o variable.

2.4.2. Ventajas de la Bombas de Cavidad Progresiva.

- ✚ Es aplicable en crudos altamente viscosos.
- ✚ La eficiencia varía entre 55 y 75%.
- ✚ Habilidad para manejar altos cortes de arena.
- ✚ Buena resistencia a la abrasión.
- ✚ Bajas tasas de corte internas (limita la emulsificación del fluido debido a la agitación).
- ✚ Bajo costo.
- ✚ Bajo consumo de Potencia.
- ✚ Puede manejar altos cortes de gas libre a condiciones de la entrada de la bomba (según el fabricante), pero debido a que es una bomba de desplazamiento positivo, cada unidad de volumen de gas bombeado es una unidad de volumen menos de petróleo producido.

2.4.3. Desventajas de la Bomba de Cavidad Progresiva.

- ✚ Tasas de producción hasta de 2.000 BN/D (máximo 4.000 BN/D).
- ✚ Limitada resistencia a la temperatura (250 °F).
- ✚ Levantamiento neto de hasta 6.000 pie (máximo 9.000 pie).
- ✚ Compatibilidad del elastómero con fluidos con alto contenido de aromáticos. El elastómero se puede hinchar o deteriorar con la exposición a ciertos fluidos. El contenido de aromáticos, la presencia de los gases ácidos, dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrogeno (H₂S) afectan la integridad del elastómero.
- ✚ Sujeto a bajas eficiencias en pozos con alto RGP.
- ✚ Limitado a la capacidad de torque de la sarta de cabillas.
- ✚ Desgaste de la sarta de cabillas y tubería.
- ✚ Tendencia a alta vibración a altas velocidades.

- ✚ En la mayoría de los casos se tiene que sacar la sarta de tuberías para reemplazar la bomba, a menos que se utilice una bomba insertable (baja capacidad 1.750 BN/D).
- ✚ Requiere de taladro de rehabilitación para el cambio de equipos de subsuelo.

2.5. Eficiencia de la bomba.

- ✚ La eficiencia de la bomba depende de muchos factores: el tipo de elastómero, RGP, viscosidad del fluido, tipo de fluido (agua/crudo), presión de la línea de flujo, temperatura del fluido y diferencial de presión.
- ✚ Bombas poco ajustadas (ajuste entre el rotor y el estator) son buenas, pero muy poco ajustadas o muy ajustadas presentarán resultados indeseables.
- ✚ Una bomba adecuadamente ajustada (baja eficiencia) es buena ya que permite obtener una máxima producción sin crear histéresis o escurrimiento de fluido a través de la bomba. Las bombas se hincharán cuando sean sumergidas en un pozo.
- ✚ Una bomba muy poco ajustada, no es bueno ya que no se tendrá un sello adecuado, por lo tanto perdiendo las líneas de sello, arruinando el estator.
- ✚ Una bomba muy ajustada causará histéresis y esto calentará la bomba, destrozando el estator.

2.6. Comportamiento de flujo en tuberías eductoras.

A continuación se describen los métodos más usados para determinar el comportamiento de flujo en tuberías eductoras.

2.6.1. Hagedorn & Brown.

Estos investigadores presentaron dos trabajos en relación al comportamiento de flujo bifásico en tuberías verticales. En el primero se analizó el efecto de la

viscosidad en tuberías de 1 ¼" y 1.500 pie de longitud. Para las pruebas se utilizaron cuatro muestras líquidas de diferentes viscosidades, cada una de las cuales fue probada para rangos variados de relación gas-líquido. El segundo trabajo es una extensión del primero. Trabajaron con tuberías de 1" y 1 ½" de diámetro usando datos experimentales de Otis Eng. Co. y anexaron los datos obtenidos por Fancher y Brown en tuberías de 2". [11]

El método está basado en los mismos principios de Poettman y Carpenter, pero se incluyen los efectos de viscosidad e introducen el concepto de atrapamiento de líquido (Liquid Holdup). Además, toman en cuenta el término de energía cinética en sus ecuaciones de flujo, omitido en los métodos anteriores. [11,12]

2.6.2. Orkiszewski.

Orkiszewski hizo un estudio comparativo con datos de 148 pozos productores, de los cuales 22 son crudo mediano y pesado de Venezuela, además de los datos de otros investigadores. Concluyó que ninguna de las correlaciones existentes hasta ese momento (1967) reproducía adecuadamente los resultados medidos y decidió desarrollar su propia correlación basada en los patrones de flujo de Griffith y Wallis, para flujos tapón y burbuja, y de Ros para flujo neblina (**Figura 2.8**). [13-15] Orkiszewski describió estos patrones de flujo de la manera siguiente:

Flujo Burbuja: Este patrón es caracterizado por pequeñas burbujas de gas dispersas en una fase líquida continua. La diferencia entre las densidades de ambas fases causa que las burbujas se muevan a una velocidad mayor que la velocidad promedio del líquido o de la mezcla como un todo. La pared de la tubería estará siempre contactada por la fase líquida.

Flujo Tapón: La fase gaseosa es más pronunciada. Aun cuando la fase continua sigue siendo el líquido, el aumento de flujo de gas libre, debido a la liberación de gas en solución, causa un aumento de tamaño en las burbujas de gas formando colchones que cubren el área seccional de la tubería separados por tapones de líquido. La velocidad de las burbujas es mayor que la velocidad del líquido, la cual es variable. Aun cuando el tapón de líquido se mueva siempre hacia arriba, la película líquida que bordea las burbujas de gas podría moverse hacia abajo a bajas velocidades, pudiendo resultar en un entrapamiento ó resbalamiento de líquido, lo cual afectaría la densidad fluyente. En este tipo de patrón de flujo, ambas fases tienen un efecto significativo en el gradiente de presión.

Flujo neblina: El gas constituye la fase continua y el líquido está totalmente disperso. Una película de líquido moja la pared de la tubería, pero la fase gaseosa controla, predominantemente, el gradiente de presión.

Flujo transición: Este tipo de patrón de flujo fue definido para caracterizar la condición transitoria en la cual la fase continua cambia de líquido a gas. El tapón de líquido entre las burbujas desaparece y una cantidad significativa de líquido entra en la fase gaseosa. En este caso, aunque el efecto del líquido sea significativo, los efectos de la fase gaseosa son predominantes.

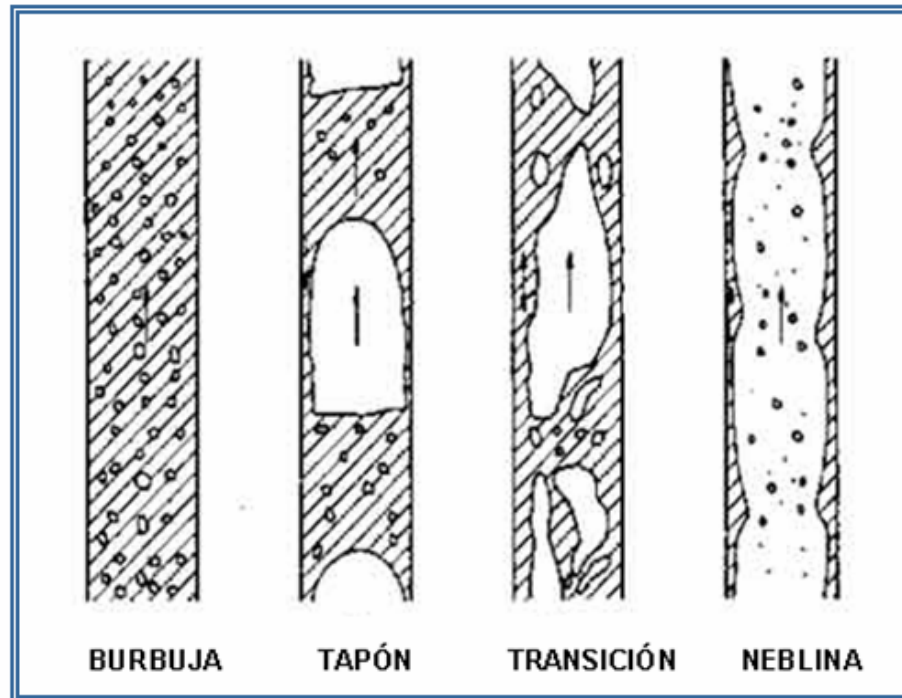


Fig. N° 2.8 Representación de los patrones de flujo en tuberías verticales.

2.6.3. Beggs y Brill.

Presentaron una correlación para flujo bifásico en tuberías inclinadas, basada en datos experimentales obtenidos en facilidades de pruebas a pequeña escala. Usaron secciones de tubería acrílica de 90 pie de longitud y diámetros de 1" y 1½". [16]

Los parámetros analizados y sus rangos de variaciones fueron:

- ✚ Tasa de flujo de gas (0 y 300 MPCN/día).
- ✚ Tasa de flujo de líquido (0 y 30 gal/min).
- ✚ Presión promedio del sistema (35 y 95 lpca).
- ✚ Diámetro de la tubería (1 y 1,5").
- ✚ Factor de entrapamiento del líquido (0 y 0,87).

- ✚ Gradiente de presión (0 y 0,8 lpc/pie).
- ✚ Angulo de inclinación de la tubería (-90° y +90°)
- ✚ Patrón de flujo horizontal.

Los fluidos utilizados fueron agua y aire. La correlación fue desarrollada después de 584 mediciones. Beggs y Brill definieron tres regímenes de flujo, a saber: Segregado, intermitente y distribuido, con una zona de transición entre los flujos segregados e intermitente. Para cada patrón de flujo correlacionaron el factor de entrapamiento de líquido, calculando primero el entrapamiento que existiría si la tubería fuera horizontal y, luego, corrigiendo de acuerdo al ángulo de inclinación de la tubería.

2.7. Mezcladores estáticos.

Existen aproximadamente dos mil patentes y más de ocho mil artículos de literatura que describen los mezcladores estáticos y sus aplicaciones. Una patente describe un elemento simple, un mezclador sin movimiento de tipo multicapa para mezclar aire con combustible gaseoso. Otra patente francesa menciona el uso de elementos helicoidales para promover mezcla en una tubería e igualmente otra patente francesa hace referencia a un diseño multi-elemento para mezcla de sólidos. Los mezcladores no habían sido establecidos en las industrias de procesos sino hasta los años 1970. ^[17-20]

Los mezcladores estáticos son internos tubulares de apropiada forma y resistencia para causar un efecto de mezcla o dispersión deseado, mediante el giro del fluido alrededor de elementos de mezcla inmóviles de adecuado diseño. El diseño típico de un mezclador estático es una serie de insertos sin movimiento idénticos que son llamados elementos y que pueden ser instalados en tuberías, columnas o reactores. El propósito de los elementos es redistribuir fluido en la dirección

transversa al flujo principal, en las direcciones radial y tangencial. La efectividad de esta re-distribución es una función del diseño específico y el número de elementos. Es importante diferenciar entre la mezcla o dispersión en regímenes turbulento y laminar. [21]

✚ **Mezcla laminar:** la mezcla en régimen laminar se alcanza a través de la división, transposición y recombinación repetida del flujo de líquido alrededor del elemento de mezcla. Los componentes a ser mezclados se propagan en un gran número de finas capas. A mayor número de elementos, más finas son las capas, y mejor la homogeneidad alcanzada. [22]

✚ **Mezclas turbulentas:** El mezclador estático deberá tener uno o varios elementos creando remolinos en el flujo, incrementan la turbulencia e intensifica el mezclado radial, aun cerca de la pared.

2.7.1. Características generales de los mezcladores estáticos.

✚ **Excelente eficiencia de mezclado:** altas velocidades de transferencia de calor y masa aun con fluctuaciones de flujo.

✚ **Bajo consumo de energía** por lo tanto bajos costos de operación.

✚ **Sin partes móviles:** bajo costo de inversión y de mantenimiento.

✚ **Mezclado de acuerdo a un principio geométrico:** no es aleatorio.

2.7.2. Principal rango de unidades de proceso cubiertas mediante mezcladores estáticos.

✚ **Mezcla:** la mezcla de productos miscibles entre ellos independientemente del volumen, densidad, viscosidad o propiedades de los medios.

✚ **Dispersión y contacto:** dispersar dos o más productos para procesos de lavado, extracción, transferencia de materia o reacción. Contactar gases y líquidos para

crear la máxima superficie de transferencia de materia y altas velocidades de absorción, reacción, evaporación y condensación.

- ✚ **Acondicionamiento:** acondicionamiento de los flujos de proceso aguas arriba de reactores e intercambiadores de calor o lechos de catalizador para aumentar eficiencia de operación.
- ✚ **Intercambio de calor y reacción:** intercambiadores de calor para procesos de reacción bajo control, con altas conversiones y temperatura homogénea. Distribución estrecha del tiempo medio de residencia y control T, permiten máximas conversiones y calidades más homogéneas.

Los mezcladores estáticos comerciales tienen una variedad amplia de geometría y muchos parámetros ajustables que pueden ser optimizados para aplicaciones específicas. El número de elementos en serie es ajustado rutinariamente. Otro parámetro importante es la relación de aspecto, definido como la relación de longitud a diámetro de un elemento. Diseños comerciales típicamente usan valores estándares para varios parámetros que suministran generalmente buen desempeño en el rango de aplicaciones. Como un grupo, los mezcladores estáticos exhiben un comportamiento altamente eficiente que equipos de mezcla rudimentarios tales como Codos o Te, y sus desempeños están mejor caracterizados. **La Tabla 2.1** contiene una lista de los fabricantes. En las **Tablas A.1 y A.2 del Apéndice A** muestra un resumen de las aplicaciones de los mezcladores estáticos en la industria de procesos. ^[17]

Las operaciones de mezclado son esenciales en las industrias de procesos. Ellas incluyen el mezclado clásico de fluidos en flujo de una misma fase como también transferencia de calor, dispersión de gas dentro de una fase líquida continua, dispersión de una fase orgánica inmiscible como gotas en una fase acuosa continua, contacto trifásico y mezcla de sólidos.

Tabla N° 2.1. Mezcladores Estáticos disponibles comercialmente. ^[17]

COMPAÑÍAS	MEZCLADORES
Chemineer-Kenincs	Mezcladores Kenics (KM)
	HEV (mezclador de vortex de alta eficiencia)
Koch-Sulzer	Mezcladores Sulzer: SMF, SMN, SMR, SMRX, SMV, SMX, SMXL
Charles Ross & Son	ISG (generador de superficie interfacial), LPD (baja caída de presión), LLPD
Wymbs Engineering	HV (viscosidad alta), LV (viscosidad baja)
Lightnin	Inliner serie 45, Inliner serie 50
EMI	Cleveland
Komax	Komax
Brann and Lubbe	Forma N
Toray	Mezclador Hi-Toray
Prematechnik	PMR (reactor mezclador pulsante)

Los mezcladores estáticos han sido empleados en todas estas aplicaciones, incluyendo sistemas líquido-líquido (por ejemplo extracción líquido-líquido), sistemas líquido-gas (absorción), sistemas líquido-sólido (lodo de pulpa) y sistemas sólido-sólido (mezcla de sólidos). Algunos procesos que usan mezcladores estáticos están resumidos en la **Tabla A.1 del Apéndice A**.

Los mezcladores estáticos son usados comúnmente en las industrias petroquímicas y químicas para mejorar las operaciones continuas. Ellas han encontrados también aplicaciones en las industrias farmacéuticas, ingeniería de alimentos, pulpa y papel (**Tabla A.2, Apéndice A**). La efectividad de los mezcladores estáticos para la mezcla de fluidos miscibles o incrementar la transferencia de calor es debido a sus habilidades para realizar mezclado radial mediante los elementos (secciones internas), ocasionando que la difusión y conducción procedan rápidamente.

2.7.3. Mezcladores más utilizados en la industria.

2.7.3.1 Helicoidal.

Es un mezclador estático de bajo rendimiento, que genera un modesto grado de mezclado en una longitud corta (**Figura 2.9**). Su principal ventaja, es que ofrece baja caída de presión. Este diseño simple fue el pionero en la industria del mezclado en 1968. ^[23]



Fig. N° 2.9. Mezcladores estáticos helicoidales. ^[23]

En las **Figuras 2.10 y 2.11**, se muestra una mezcla de resinas viscosas azul y blanca (relación volumétrica 1:1 y viscosidad similares, la resina azul se inyecta en el centro del tubo que contiene el mezclador).

El grado de mezcla obtenido en la salida de cada elemento es mostrado a través de cortes transversales. A partir del cuarto elemento de mezclado, se logra una buena calidad con un 80% de homogeneidad. Después del séptimo elemento se observa muy buena calidad con un 95 % de mezclado y luego del octavo elemento se obtiene una excelente calidad, alcanzando un 99%.

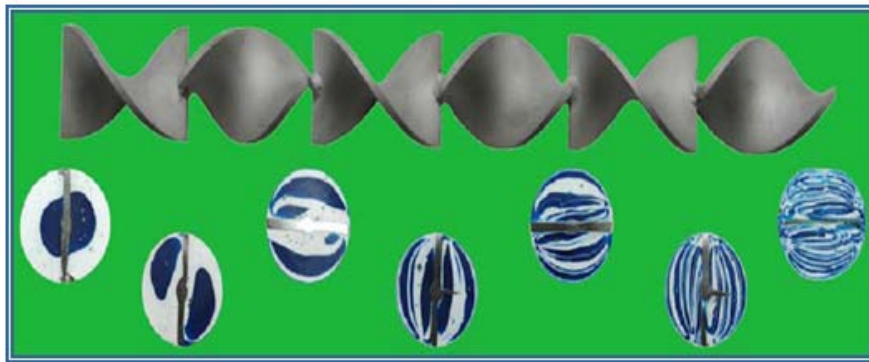


Fig. N° 2.10. Mezcla de resinas epóxicas azul y blanca en un mezclador helicoidal.^[23]

El número de elementos de mezclado requerido es aproximado y puede desviarse en función del comportamiento de viscosidad de las fases que puedan mezclarse.

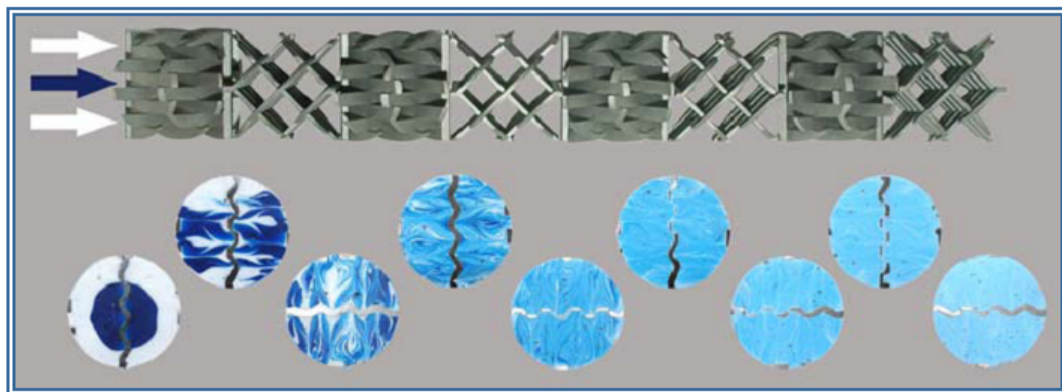


Fig. N° 2.11. Mezcla de resinas epóxicas azul y blanca en un mezclador entrelazado.^[23]

2.7.3.2. Entrelazado.

Es un mezclador estático de gran rendimiento que crea un alto grado de mezclado en una corta longitud. Tiene la estructura idéntica de barras entrelazadas. Se manufactura de placa de metal, se cortan y se sueldan las piezas entre ellas (**Figura 2.12**).

Un ensamble típico varía de 2 elementos de mezclado para aplicaciones simples hasta 20 elementos para aplicaciones muy difíciles. Las solicitudes de los elementos de mezclado incluyen la extrusión de plásticos, polímeros y la síntesis de fibras, así como el tratamiento general de los materiales viscosos como la silicona líquida de caucho (LSR), adhesivos, selladores, alimentos, etc. ^[22]



Fig. N° 2.12. Mezcladores estáticos entrelazados. ^[23]

2.7.4. Aplicaciones de los mezcladores estáticos.

Los mezcladores estáticos se comportan diferentemente, y sus esquemas de clasificación han sido propuestos para explicar estas diferencias basados en la geometría de los elementos de mezcla. Los mezcladores estáticos comerciales pueden ser divididos en cinco familias principales: diseños abiertos con hélices, diseños abiertos con alabes, platos corrugados, diseños multicapas y diseños cerrados con canales u orificios. Las aplicaciones de estos diseños pueden ser clasificadas en tres grupos: ^[24]

- ✚ **Grupo 1:** mezcla de fluidos miscibles.
- ✚ **Grupo 2:** generación de interfaces entre fases no miscibles.
- ✚ **Grupo 3:** operación de transferencia de calor y homogeneización térmica.

2.7.4.1. Grupo 1: Fluidos miscibles.

Este es el uso más común de los mezcladores estáticos en la industria. Dos o más fluidos miscibles son mezclados o una mezcla reactiva es mezclada para eliminar los gradientes de concentración que se incrementaría si la reacción ocurre en un tubo vacío. Los mezcladores estáticos re-emplazan o complementan los recipientes agitados convencionalmente y los mezcladores en línea accionado mecánicamente. Ellos han sido optimizados para flujo laminar y pueden reemplazar extrusores de tornillos gemelos y simples para algunas aplicaciones de polímeros. Ellos permanecen de alguna forma limitado en mezcla de fluidos que tienen sustancialmente viscosidad diferente.

En flujos turbulentos, los mezcladores sin movimiento son generalmente usados en procesos de intensificación, reduciendo el tamaño de las operaciones. Dos aplicaciones importantes son mezcla de gas en régimen laminar o turbulento, mezcla

de soluciones acuosas en flujo turbulento, especialmente para tratamiento de agua, y mezcla de polímeros fundidos o soluciones en régimen laminar. Ellos son usados también como reactores, particularmente para polimerización.

Los mezcladores estáticos pueden ser usados para flujo continuo, alimentación por lote, reacciones por lote. Un proceso semi-batch para la alquilación del fenol donde el agitador en el recipiente de reacción fue sustituido por un orificio, tipo de mezclador sin movimiento, donde mezcla el alqueno en la corriente de reciclo. Este es un ejemplo de un sistema miscible en equilibrio pero con dos fases.

2.7.4.2. Grupo 2: Sistemas inmiscibles.

Incluye reacciones multifásicas acopladas con procesos de separación tales como absorción reactiva. Rellenos estructurados, usado para reemplazar platos y reellenos en destilación y otras operaciones de transferencia de masa, son una forma de mezcladores estáticos y son brevemente discutidos, depende de la naturaleza de las fases: operaciones gas-líquido, líquido-líquido inmiscible, líquido-sólido y sólido-sólido. Este grupo incluye procesos para dispersar una fase en otra o para incrementar el coeficiente de transferencia de masa entre fases. Aplicaciones incluyen sistemas líquido-líquido, gas-líquido, sólido-fluido.

Sistema líquido-líquido.

Mezcladores estáticos están bien establecidos para procesos de extracción co-corriente. Ellos están en competencia con sistemas agitados mecánicamente tales como columnas de disco rotativo o tanques agitados en series. Una ventaja principal es su resistencia a las inundaciones aún cuando las fases tengan densidades similares. El principio es formar gotas lo suficiente pequeñas para suministrar alta área interfacial pero lo suficiente grande para evitar la formación de una emulsión. Han

sido reportadas aplicaciones industriales para lavado de amina, lavado cáustico, lavado con agua de orgánicos y extracción de H₂S proveniente de fracciones de petróleo usando dietanolamina. Extracción de cafeína con dióxido de carbono supercrítico con agua usando mezcladores estáticos han sido propuesta para reemplazar las columnas empacadas.

Sistema gas-líquido.

Mezcladores estáticos pueden ser adaptados a absorción y lavado. Ellos son particularmente útiles para procesos de absorción co-corriente de gases tales como dióxido de carbono, amoníaco y cloro donde menor cantidad de etapas de transferencia es requerida. El costo capital es menor para torres contracorrientes especialmente en aplicaciones de alta presión. Destilación y otras operaciones de columnas ahora usan rellenos estructurados en lugar de platos o empaques. Además existen plantas de procesamiento de gas natural que hacen uso extensivo de mezcladores estáticos entre las cuales podemos citar:

- ✓ Remoción de sulfuro de hidrógeno del gas natural usando soluciones de soda cáustica, aminas o solventes.
- ✓ Remoción de dióxido de carbono usando aminas o solventes.
- ✓ Remoción selectiva del sulfuro de hidrógeno en la presencia de dióxido de carbono.
- ✓ Deshidratación de gases con glicoles.

Sistema sólido-fluido.

Un uso de los mezcladores estáticos para sistemas sólidos-líquido es la dispersión de partículas de sólidos en líquidos, algunas veces incluyen rompimiento de agregados que son unidos por interacciones de Van der Waals. Otra operación que beneficia el uso de mezcladores estáticos es la mezcla de sólidos incluyendo la

mezcla de pigmentos y polvos de tintas, mezcla de aditivos de detergentes, mezcla de lubricantes en polvos metálicos o pellas de polímeros, mezcla de cementos o arcillas con catalizadores.

2.7.4.3. Grupo 3: Transferencia de calor.

Incluye homogeneización térmica tradicional y la transferencia de calor en intercambiadores de calor que involucran fluidos viscosos en régimen laminar, tales como soluciones de polímeros. Los elementos de mezcla pueden ser usados en flujo turbulento para reducir el tamaño del intercambiador. Estos mezcladores pueden ser usados para reacciones químicas altamente exotérmicas. Entre las aplicaciones de mezcladores metálicos para incrementar la transferencia de calor puede ser dividido en dos tipos: La primera es la homogeneización térmica, frecuentemente acoplado con la homogeneización de composición. La segunda es pura transferencia de calor en intercambiadores de calores.

2.7.5. Tendencias futuras.

El concepto básico de mezcladores sin movimiento es que manipulan los campos de flujo a través de geometría diseñadas inteligentemente de superficies “bounding”. La primera generación de diseños fue basada en intuición y percepción física. La segunda generación retiene los diseños conceptuales de la primera generación pero refina la geometría y sus aplicaciones. La tercera generación usa Dinámica de Fluido Computacional (CFD) para explorar nuevos diseños conceptuales.

La dinámica de fluido computacional (CFD) se ha transformado como una herramienta esencial para entender el desempeño de los mezcladores estáticos.

2.8. Indicadores económicos.

2.8.1. Valor Presente Neto (VPN).

Es una cifra relativa que mide el rendimiento del proyecto frente a la inversión en las alternativas convencionales, los cuales rinden a la tasa interés de oportunidad. Este se calcula a través de la siguiente relación: ^[1]

$$VPN = \text{Valor Presente de los Ingresos} - \text{Valor Presente de los Egresos} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Cuando el $VPN > 0$. Indica que los ingresos exceden a los egresos y, por tanto, se obtendrán beneficios adicionales.

Cuando $VPN = 0$. Indica que los ingresos son iguales a los egresos y no obtendremos beneficios adicionales. Es indiferente la aceptación o rechazo del proyecto.

$VPN < 0$. Tenemos que los ingresos son menores que los egresos y por tanto vamos a tener pérdidas, por lo que el proyecto se rechaza.

2.8.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).

La tasa interna de retorno es aquella tasa de interés que hace al VPN igual a cero, es decir, que iguala el valor presente de los ingresos al valor presente de los egresos.

Como criterio de decisión, la cartera de inversiones de la empresa PDVSA, resume que sí:

$TIR > 15\%$. Se acepta la realización del proyecto.

$10\% < TIR < 15\%$. Se analizará la propuesta para determinar su inclusión en el presupuesto de inversiones.

$TIR < 10\%$. Se rechaza la realización del proyecto.

El valor de la TIR como mínimo debe incluir en su estructura dos renglones básicos que son: el interés sobre el capital invertido y el riesgo de la inversión.

2.8.3. Eficiencia de la Inversión (EI).

Es una medida de la ganancia obtenida por cada bolívar invertido. Se define como el cociente entre el VPN del proyecto y el valor presente de las inversiones realizadas.

$$EI = \frac{VPN \text{ Proyecto}}{VP \text{ Inversiones}}$$

(Ec. 2.16)

2.8.4. Tiempo de pago dinámico (TP).

Es el tiempo en el cual se logra recuperar la inversión realizada, es decir, aquel tiempo para el cual el flujo de caja acumulado se hace positivo.

CAPITULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

El objetivo general, fue alcanzado mediante el cumplimiento de manera sistemática de los objetivos específicos propuestos, para esto se estableció un procedimiento metodológico que permita tener una idea confiable de cómo fue el desarrollo de la investigación. El mismo consta de las siguientes etapas.


3.1. Selección del pozo que cumpla con las premisas para la aplicación del mezclador estático.

Para el desempeño de esta etapa fue necesaria la elaboración de una base de datos que contiene todos los pozos activos del Área Sinovensa empleándose para ello las carpetas de pozos obtenidas del archivo Monitoreo de Pozos por Macollas con el fin de conocer los trabajos realizados a cada uno y la descripción de las respectivas completaciones, incluyendo el histórico de producción de los mismos.

Con relación a este último, muestra los parámetros adquiridos a través de las pruebas de producción y entre los cuales se mencionan los siguientes: Extrapesado Diluido (XPDH), Extrapesado Seco (XP), Porcentaje de Agua y Sedimentos (% A y S), Agua, Gas, RGP y Frecuencia (Hz/RPM). Igualmente en el historial de pozos posee el yacimiento al cual pertenecen, la arena donde se encuentran, la completación original, la fecha de completación, el modelo de la bomba y su capacidad, así como el número de intervenciones realizadas. Todo lo anterior demostró la necesidad de realizar un esquema para encontrar el pozo más adecuado a ser evaluado (**Figura 3.1**). Entre las premisas requeridas se encuentran:



Fig. N° 3.1. Esquema de Selección de Pozos.

 **Tipo de completación.** Los pozos del Área Sinovensa producen por bombeo de cavidad progresiva y bombeo electrosumergible. Este último posee un eje giratorio que va desde los motores hasta las bombas, impidiendo la instalación del mezclador en cualquier sección antes de la succión de la bomba, además la entrada del fluido es de forma lateral dificultando el uso del mezclador con el diseño actual. A diferencia de la BCP, que posee una succión de fondo lo cual permite asentar el mezclador dentro de un niple roscado e instalarlo a la parte inferior de la bomba.

✚ **Tipo de arena.** Se tomó la arena O-12 por presenta una producción estimada de 1.000 BPD siendo mayor que la O-11 (500 BPD) y menor que la O-13 (1.500 BPD). Adicionalmente ésta secuencia litológica horizontal se presentó como un cuerpo masivo de arena suprayacente de cuarzo cristalina, de grano fino a medio, color negro por la alta concentración de crudo pesado, muy friable, de pobre consolidación y con pocas intercalaciones arcillosas. En el caso de la arena O-11 es una arena pobre con muchas intercalaciones de arcilla atribuyéndose su bajo aporte a estas características, además no se observan aumentos de producción al incrementar las velocidades de las bombas, lo que demuestra que tomar pozos en esta arena no sería rentable para el proyecto. Mientras que la arena O-13 tiene una saturación de hidrocarburo total en todo el intervalo, es decir, una mayor y mejor producción que las anteriores indicando que a la hora de solicitar una intervención para colocar un pozo en observación por prueba piloto no sería aceptado, debido a que mermaría los niveles de producción de la empresa.

✚ **Pozos con relación gas-petróleo mayor a ciento setenta mil Pie Cúbicos Normales por Barril Normal (170 MPCN/BN).** Siendo este el promedio del campo, garantizando una alta producción de gas que es la problemática a minimizar y así justificar la instalación de la herramienta. Adicionalmente se realizó un promedio del comportamiento de producción del último año (2009) por pozo considerando los valores de extrapesado diluido, extrapesado, porcentaje de agua y sedimentos, agua, gas y RGP. Cabe agregar que el gas manejado por la bomba constituye una desventaja para cualquier método de bombeo, ya que cuando el objetivo es bombear líquido y si existe gas presente, parte del trabajo que realiza el equipo es invertida en compresión y transporte de gas, disminuyendo la cantidad de líquido bombeado

✚ ***Tiempo de producción superior a un año y medio.*** Esto con la finalidad de tener un histórico representativo y suficiente del comportamiento de los mismos en el cual sustentar el proyecto en vista de que la empresa Sinovensa cuenta con pozos recién completados para esa fecha y no sería rentable presentar una propuesta para un recompletación.

✚ Se escogieron pozos con un tiempo considerable de producción sin intervenciones (2,5 a 3 años) y con diagnóstico de baja eficiencia de la bomba para justificar los costos que generaría la parada del pozo y la pérdida de producción por día.

✚ ***Pozos con corte de agua inferior a 10 %.*** Esto debido a que la presencia de agua dificultaría la evaluación del mezclador en el pozo reduciendo su eficiencia.



3.2 Modelaje del comportamiento del pozo seleccionado mediante uso del simulador PC PUMP.

Para la realización de esta etapa se efectuó una corrida utilizando el simulador PC Pump versión 2.671 para observar el comportamiento del pozo con las propiedades del fluido, configuración mecánica y condiciones operacionales de la bomba sugerida.

La Figura 3.2 muestra la metodología utilizada en el simulador PC PUMP, la cual se explica de la siguiente manera.

Primero, fue necesario introducir los siguientes datos basándose en la Configuración del Pozo:

✚ Información de superficie relacionada con el motor del cabezal.

- ✚ El registro del pozo, donde muestra las profundidades en TVD y MD, grado de inclinación de la perforación y azimut.
- ✚ Tipo de completación que tiene el pozo, longitudes, diámetros, grados de las tuberías y cabillas.
- ✚ Modelo de bomba utilizada (de acuerdo al fabricante).
- ✚ Diámetro (pulg) y longitud de los revestidores (pie).
- ✚ Profundidad de asentamiento de la bomba (pie), y profundidad media de las perforaciones (pie).

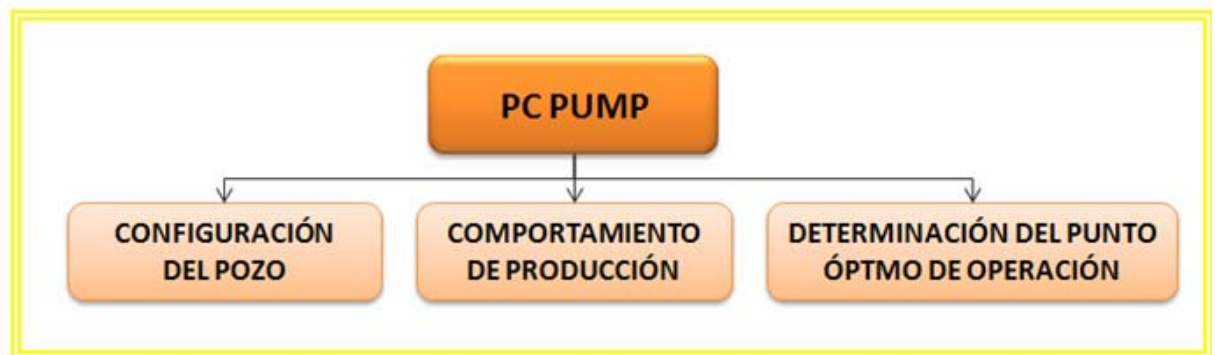


Fig. N° 3.2. Esquema para la entrada de datos para el simulador PC Pump.

Seguidamente de acuerdo al Comportamiento de Producción se incluyó la información general del fluido:

- ✚ Gravedad API, porcentaje de agua y sedimento, corte de agua, relación gas petróleo y densidad relativa del gas.
- ✚ Valores de viscosidad a diferentes temperaturas (cps).
- ✚ Caudal de crudo manejado (BN) y la velocidad de operación (RPM).
- ✚ Presión de entrada a la bomba (L_{pc}), temperatura promedio del yacimiento ($^{\circ}F$).

Y por último se utilizaron correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal específicas para crudo pesado y extrapesado del área (Hagedorn & Brown y Xiao, respectivamente). Luego de cargar la información requerida en el simulador, se procedió a efectuar la corrida del proceso

3.3. Comparación del desempeño de los diferentes tipos de mezcladores estáticos.

Los mezcladores estáticos tienen como finalidad la disolución de una mezcla gaseosa en un líquido. Mediante este elemento se logra disminuir el tamaño de burbuja de gas y aumentar la turbulencia logrando una mayor eficacia de contacto líquido-gas. Los fenómenos de transporte en los que fundamenta el mezclador son los siguientes:

- ✚ ***Inversión del plano de corte:*** El fluido avanza a través de las curvas del mezclador estático creando un flujo de rotación a través de cada elemento.
- ✚ ***División de flujo:*** El fluido es dividido cada vez que pasa por un elemento del mezclador estático. A lo largo del mezclador se van produciendo divisiones de forma longitudinal.
- ✚ ***Flujo radial:*** El fluido pasa por cada elemento cambiando de dirección. Esto favorece el número de choques y el aumento de turbulencia.

De esta forma se consigue un aumento de la turbulencia que viene determinada por el número de Reynolds. Se establece que a partir de un valor de 2.000 el flujo pasa de laminar a turbulento favoreciendo los procesos de mezcla gas-líquido mediante aumento del número de burbujas de la fase gas, disminución del tamaño de las mismas y distribución homogénea a lo largo de la tubería.

Sobre la base de las consideraciones anteriores fue imperativo la realización de una prueba de campo a escala en un arreglo conectado a una línea de flujo de un pozo productor a nivel de superficie con el propósito de confirmar las bases anteriormente descritas en las que se sostiene la aplicación de esta herramienta en otros procesos, adicionalmente con dicha instalación se consigue precisar el tipo o forma de elementos óptimos a utilizar en la siguiente evaluación así como también verificar la eficiencia de mezclado.

Para este fin se colocó uno de tipo helicoidal y otro de tipo entrelazado de 6 elementos igualmente, cotejando la variación de la densidad del fluido con el uso de la herramienta, verificándose en el medidor de flujo másico. Previamente se efectuó una corrida sin elementos para observar la consistencia del fluido y así posteriormente realizar la comparación.

3.4 Evaluación de la aplicabilidad del mezclador estático en el pozo seleccionado

Esta etapa consistió en la evaluación en campo del mezclador estático seleccionado anteriormente. En primer lugar se efectuaron modificaciones al mezclador en Talleres Venezuela (Morichal) para acoplarse al niple de tubería donde iría soportado. Para lograr estos cambios fue imperativo el uso de máquinas como el torno y esmeril permitiendo realizar el cilindrado de la pieza (ajuste del anillo y de los elementos del mezclador) hasta alcanzar el diámetro deseado. También se empleó un taladro manual para elaborar las perforaciones a la tubería, con la finalidad de permitir el acceso del fluido por estos orificios, a su vez se colocó una soldadura al final de la sección para evitar que el mezclador por alguna falla se desprendiera y cayera al fondo del pozo.

Una vez culminadas las modificaciones se desarrolló una propuesta técnica para la recompletación del pozo seleccionado dirigida a la Gerencia de Operaciones de

Petrolera Sinovensa. Esta propuesta incluyó el objetivo y alcance del trabajo, procedimiento a ejecutar (específicamente la profundidad de asentamiento de la bomba y mezclador a instalar), datos del pozo y longitud de los equipos que conformarían la completación (cantidad, tope y base de las cabillas), cabe agregar que todo el proceso se desarrolló tomando en cuenta los datos arrojados por el registro del pozo.

Durante la intervención del pozo fue obligatoria una inspección exhaustiva de todo el proceso, esto con el fin de asegurar el cumplimiento de la secuencia de los equipos. Para el desempeño de esta actividad fue necesario el empleo de un taladro (cabillero), a través del cual se ejecutó la bajada del mezclador estático en fondo como se muestra en la **Figura 3.3**.



Fig. N° 3.3. Bajada de Bomba con el taladro Militarek 110.

Una vez instalado, se procedió al monitoreo constante de todos los parámetros operacionales (presión y temperatura de entrada y descarga, presión de cabezal, revestidor e inyección, diluyente, torque, voltaje, amperaje y °API de la mezcla) de forma manual y automatizada a través del sistema de adquisición de datos SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) y del comportamiento de producción observado en las pruebas de pozo realizadas con el Medidor de Flujo Multifásico AGAR.

La validez de estas pruebas se obtuvo a partir de la eficiencia de la bomba mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$Efic.Vol = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} \quad (Ec. 3.1)$$

Donde:

Efic.Vol. = Eficiencia Volumétrica.

VReal = Volumen Real (Barriles)

VIdeal = Volumen Ideal (Barriles)

Donde el volumen ideal viene dado por la frecuencia ó velocidad de la bomba (RPM) por la capacidad de levantamiento (BPD) dado por la bomba.

3.5. Realización de la evaluación económica de acuerdo al alcance y resultados de este proyecto.

En este lapso se efectuó un estudio con la finalidad de estimar los indicadores económicos que sustentarían la rentabilidad de la masificación del proyecto mediante el uso del Sistema de Evaluación Económica (See) versión 6.0 de PDVSA para las evaluaciones de sus proyectos.

Después de obtener los resultados y haber realizado los análisis de la evaluación del mezclador basados en: torque, tasa de producción; presión de revestidor, cabezal y diluyente se determinaron los indicadores económicos para la toma de decisión la cual estuvo contemplada en una relación producción-costos.

3.6. Herramientas y técnicas de recopilación de datos

En esta investigación fue necesaria la recopilación de información documental y observación directa de campo, las cuales sirvieron para cumplir con los objetivos propuestos; para esto fue necesaria la realización de las siguientes actividades:

3.6.1. Herramientas.

Las mismas se utilizaron con el fin de localizar información, tanto en base de datos electrónicos como dentro de informes y reportes, en los que destacan las carpetas de pozos, que son elementos de archivos del departamento de producción, donde se encuentran los datos de los pozos desde el inicio de su etapa productiva hasta la actualidad. Dentro de las bases de datos computarizadas utilizadas para obtener la información se encuentran:

✚ **Simulador PC PUMP:** La empresa C-FER desarrolló el programa PC PUMP para el diseño de los pozos con BCP, concebido con el objeto de encontrar el modelo que se adapte mejor a las características del pozo (**Figura 3.4**). El PC PUMP utiliza el análisis nodal para encontrar el punto óptimo (caudal máximo), compatible con la capacidad de producción del pozo y las posibilidades operacionales de la bomba sugerida.

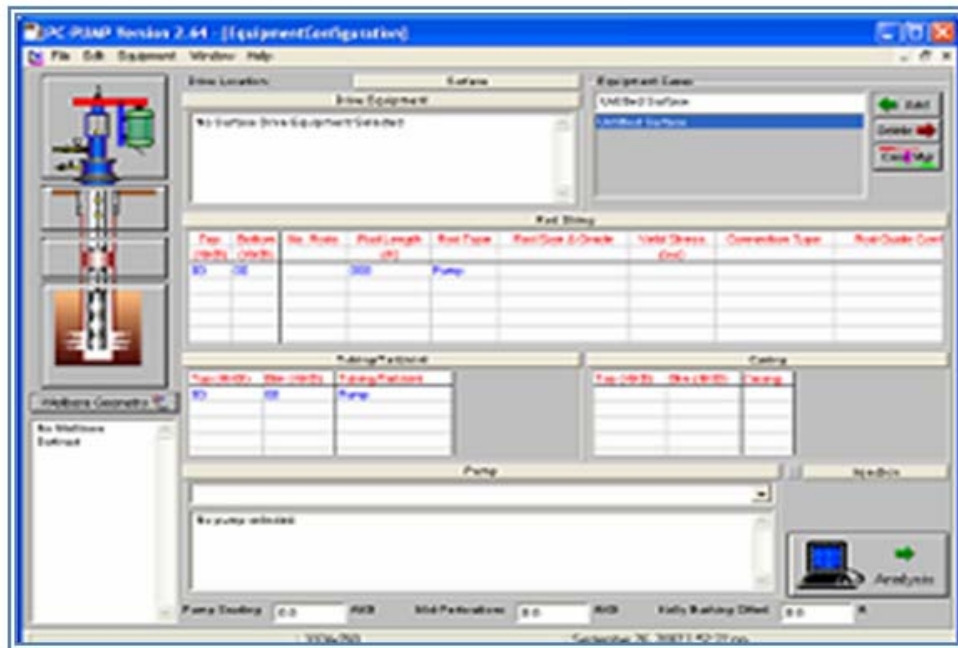


Fig. N° 3.4. Ventana principal PC-PUM.

- ✚ **SCADA (Supervisory Control and Data Adquisition):** es un sistema donde se integran varios elementos que permiten la supervisión y control de procesos a distancia (Figura 3.5 y Figura 3.6).

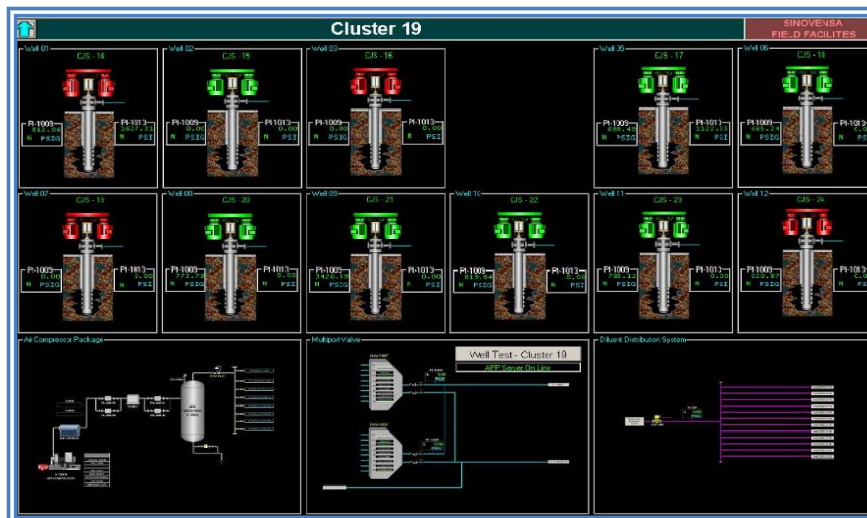


Fig. N° 3.5. Ventana principal de la Macolla 19 desde SCADA.

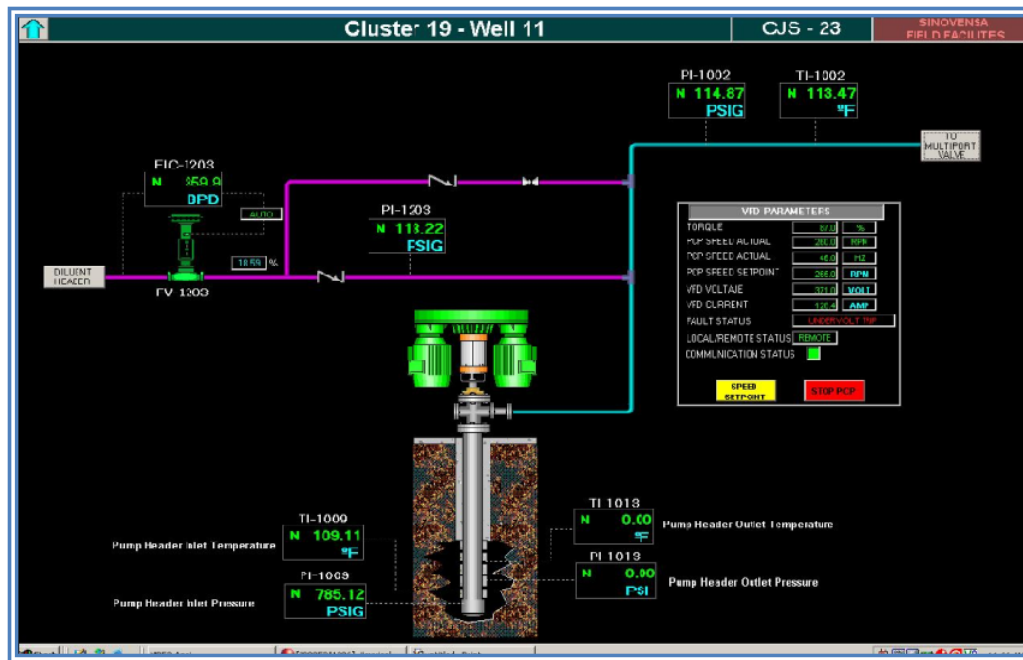


Fig. N° 3.6. Ventana principal del Pozo CJS-23 Macolla 19 desde SCADA.

3.6.2. Técnicas.

- + **Observación Directa:** Se utilizó como técnica complementaria en la recolección de información, puesto que permitió la percepción objetiva de condiciones y factores de superficie; así como la medición directa de ciertos parámetros necesarios para el análisis.
- + **Entrevistas:** se realizaron diversas consultas al personal de la empresa (PDVSA), tales como: Ingenieros de Optimización, Yacimiento, Perforación y Producción.

3.6.3. Recursos.

Recursos Humanos.

Se contó con el apoyo inmediato de gran parte del equipo de profesionales perteneciente a la Gerencia de Ingeniería de Producción (Optimización), Operaciones de Producción, y Perforación, así como también con el apoyo secundario del personal especializado del Departamento de Tecnología de PDVSA Dtto Morichal.

Recursos Financieros.

Los recursos financieros para llevar a cabo este proyecto estuvieron a cargo de la empresa PDVSA PETROLERA SINOVENSA/Morichal específicamente la Gerencia de Producción la cual garantizó el cumplimiento de este proyecto.

Recursos Materiales y Bibliográficos.

Se tuvo acceso a todos los archivos de la empresa que fueron necesarios para llevar a cabo el cumplimiento del proyecto tanto físico como en digital tales como: Carpetas de pozos, manuales, tesis, así como también la utilización de equipos de oficina. (Computadoras, Impresoras, Fotocopiadoras). Se contó con licencias para manejar el simulador PC PUMP.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo los análisis fueron realizados siguiendo el orden cronológico de los objetivos específicos.

4.1 Selección del pozo que cumpla con las premisas para la aplicación del mezclador estático.

En el campo de PDVSA Petrolera Sinovensa existen noventa y nueve (99) pozos activos, de los cuales son completados cincuenta y ocho (58) con Bombas Electrosumergible (BES) y cuarenta y uno (41) con Bombas de Cavidad Progresiva (BCP) iniciando la selección en estos últimos por su método de levantamiento artificial. **Figura 4.1**

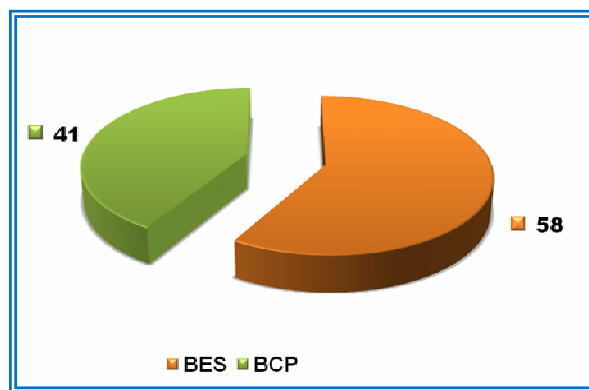


Fig. N° 4.1 Métodos de levantamiento artificial cuantificados.

A través del algoritmo presentado en la **Figura 4.2**, podemos ver las principales condiciones en un orden que permita identificar que pozo empleará el mezclador.



Fig. N° 4.2 Esquema bajo el cual se efectuó la selección del pozo para el estudio.

El primer proceso de selección se realizó considerando el tipo de completación, reduciéndose la lista a 41 pozos con bombeo de cavidad progresiva (**Tabla B.1 Apéndice B**). En esta tabla se especifica el modelo de bomba y el desplazamiento nominal correspondiente, entre los cuales se encuentra el modelo Geremías 21-65-3.000 con un desplazamiento de 6 Bls/día/rpm, seguidamente se seleccionaron los pertenecientes a la arena O-12 resultando catorce (14) **Tabla B.2 del Apéndice B** aquí se muestran datos de producción de los pozos donde la tasa varía en un rango de 320 a 1.389 BPD. Luego los que poseen una Relación Gas-Petróleo superior a 170 MPCN/BN quedando 5 pozos (**Tabla 4.1**).

Todos los pozos pre-candidatos poseen un corte de agua inferior a 10 % variando entre 0,5 y 2 % y encontrándose la RGP entre 86 y 318 MPCN/BN. Estos valores de producción corresponden al promedio de las últimas pruebas realizadas durante el año 2009.

Posteriormente de los pozos tomados por completación, arena y RGP se observaron aquellos con tiempo de producción mayor a un año y medio y con más de dos años y medio de operación sin intervenciones.

Finalmente se seleccionó el pozo CJS-23 perteneciente a la macolla 19, yacimiento OFIM CNX 24, miembro Morichal y arena productora O-12.

Tabla N° 4.1 Pozos con BCP y RGP \geq 170 MPCN/BN.

MACOLLA	POZO	% A y S	RGP	Arena	Bomba	Capacidad	Última Intervención
19	CJS-20	0.6	212	O-12	Geremias 22-40-2500	5	11/5/2008
	CJS-23	0.5	318	O-12	Weatherford 130-1600	8.2	10/9/2006
20	CJS-03	0.9	201	O-12	Geremias 22-40-2500	5	6/9/2008
	CJS-09	1.9	410	O-12	Geremias 22-40-2500	5	29/06/08
	CJS-12	1.9	233	O-12	Geremias 21-65-3000	6	1/5/2009

El pozo CJS-23 fue perforado en el año 2006, alcanzó una profundidad total de 6.791 pie, (MD) con una sección horizontal de 2.973 pie.

El equipo empleado para la completación inicial comprendió de una sarta de cabillas de 1 ¼" *25' con rotor marca Weatherford modelo 130-1.600 y tubería 5 ½", 17 lbs/pie. El niple perforado quedo ubicado a 3.019', el estator a 2.984' y el sensor de fondo de 2 parámetros (presión y temperatura a la entrada de la bomba) a 2.888'. Esta completación se muestra en la **Figura B.1 del Apéndice B.**

4.2 Modelaje del comportamiento del fluido con la instalación del mezclador estático mediante simuladores

Para la corrida del pozo CJS-23 con el simulador PC Pump se utilizaron las siguientes propiedades del fluido:

- ✓ °API del crudo: 8.
- ✓ Salinidad del agua: 5.000 ppm.

- ✓ Densidad relativa del gas: 0,70.
- ✓ Agua y sedimentos: 0,8%.
- ✓ RGP: 345 MPCN/BN.
- ✓ Separación de gas libre en superficie: 57,28 %.

Los primeros cuatro valores son constantes dado que son características propias del fluido a las condiciones actuales del pozo; sin embargo el último fue sensibilizado con el fin de encontrar la separación de gas libre a la entrada de la bomba.

Las condiciones operacionales dadas al sistema fueron:

- ✓ Tasa de líquido: 740 BN/D.
- ✓ Velocidad de bomba: 213,35 RPM.
- ✓ Eficiencia volumétrica: 75 %.
- ✓ Presión de eductor: 100 lpc.
- ✓ Presión de revestidor: 90 lpc.
- ✓ Temperatura de fondo: 110 °F.
- ✓ Gradiente de temperatura: 0,60 °F/100 pie.

Los parámetros calculados por el simulador fueron:

- ✓ Nivel del fluido: 541,22 pie.
- ✓ Presión de fondo: 801,31 lpc.

En la **Figura B.2 del Apéndice B** se muestra la corrida del simulador PC Pump cargado con los datos mencionados. Entre los parámetros de salida más importantes arrojados por el simulador se encuentran:

- ✓ Presión de entrada: 742 lpc.
- ✓ Presión de descarga: 1.643 lpc.
- ✓ Torque de la bomba: 978 pies/lbs.
- ✓ Máximo torque de las cabillas: 1.250 lbs/pies.

- ✓ Máxima carga axial: 50% limite.

Los valores de presión de entrada y salida nos revela que existe un diferencial:

$$\text{Diferencial de presión} = \text{Presión de descarga} - \text{Presión de entrada.} \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$1.643 \text{ lpc} - 742 \text{ lpc}$$

$$\text{Diferencial de presión} = 901 \text{ lpc}$$

Este resultado demuestra que existe buena acción de bombeo y como la presión de descarga se ubica en 1.643 lpc nos indica que la válvula de drenaje de 3.000 lpc ubicada en fondo se encuentra fuera de peligro para que ceda. Los resultados del torque arrojado por el simulador revela que tanto mecánico como eléctrico estamos bastante holgados esto debido a que en ésta aplicación se utilizó un cabezal de rotación dual es decir, que emplea dos motores eléctricos Severe Duty - High Efficiency - Three-Phase: TEFC "Totally Enclosed, Fan Cooled" (totalmente cerrado, refrigerado por ventilador") bajo el estándar de protección IP55 lo cual dice que el equipo está diseñado para trabajo en ambientes hostiles contra polvo, chorros de agua a baja presión de todas las direcciones y entrada limitada. Rodamientos de rodillos, con rotor tipo jaula de ardilla diseñados con características de torque y corriente de arranque normales, así como un bajo deslizamiento de carga, que proporcione un arranque y una aceleración suave para la mayoría de las cargas, que pueda resistir temporalmente picos elevados de carga sin detenerse y con las siguientes especificaciones técnicas:

- Marco: 404/5T. Hecha de hierro fundido, con aletas de refrigeración externa para un máximo efecto.
- Caballos de fuerza: 75 HP c/u.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Polos 6.
- Velocidad a carga completa: 1.175 RPM

- Deslizamiento: 2.08 %.
- Voltaje: 208-230 / 460 V.
- Corriente a carga completa: 86.8 A c/u.

Aunque el número de polos es de 6 este valor es calculado en forma automática por el variador a través de la Prueba de Sintonización de Corriente Alterna usando la siguiente fórmula:

$$\text{Número de polos} = (\text{frecuencia del motor} \times 120) / (\text{rpm del motor}) \quad \text{Ec.}$$

El resultado se aproxima al número de polos apropiado, para ello:

- “frecuencia del motor” es el valor ingresado en el Prueba de Sintonización de Corriente Alterna para “mtr freq”
- □ “rpm del motor” es el valor ingresado en la Prueba de Sintonización de Corriente Alterna para “mtr rpm”.

Comúnmente los límites de frenado ó torque se setean muy bajo, el variador perderá el control de la velocidad. Esto ocurre porque los límites no le permitirán al comando de torque que alcance la velocidad correcta.

Torque

Porcentaje solicitado del torque del motor. Un valor de 100% es el torque del motor desarrollado a la corriente del motor.

El variador de frecuencia muestra el porcentaje solicitado del torque del motor. Cuando está encendido, el torque de comando del motor debe ser igual al torque de

trabajo en tiempo real a menos que el variador haya alcanzado el límite de sobre-velocidad o que las condiciones del pozo sean inestables por el gas.

Torque Constante (TC).

Constante de torque del motor (lb-pie/Ams), calculada de la siguiente manera:

$$TC = Hp \text{ motor} * 5.252 / RPM \text{ motor} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Por ser cabezal dual se suman los Hp de los dos motores de 75 Hp, quedando:

$$TC = 150 * 5.252 / 1175 \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$TC = 670,46 \text{ lb-pie}$$

En vista de que el cabezal dual posee unas poleas y una caja, esta tiene una relación por lo que el valor “TC” se le multiplica por la relación de la caja de velocidades que según la placa es de 3,2 teniendo:

$$\text{Torque Máximo} = 670,46 \text{ lb-pie} * 3,2 \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$\text{Torque Máximo} = 2.145 \text{ lb-pie}$$

Este último valor es el torque máximo en trabajo continuo que el motor es capaz de transmitir a la sarta de cabillas, la misma es de 1 ¼” lo cual según el fabricante estipula un torque máximo de trabajo de 2.160 lb-pie, podemos decir que los ajustes de protección por torque en el variador se podría convenir a un 100 % tanto el torque al momento de arrancar y el torque en operación continua sin embargo, se ajusta a

95% (2.052 lb-pie) para tener una holgura de protección más conservadora y evitar estrés o ruptura en las cabillas.

El diagrama mecánico actual de la completación mostrado en **Figura B.3 del Apéndice B** cuenta con: liner de producción de $9 \frac{5}{8}$ pulgadas asentado a una profundidad de 3.682 pie; mezclador estático de $4 \frac{1}{2}$ pulgadas a 3.021,56 pie, conectado a la bomba de cavidad progresiva modelo Geremías 21-65-3.000 con un desplazamiento nominal de 6 Bls asentada a 3.010,53 pie.

El simulador PC Pump muestra que el comportamiento del pozo es favorable con la aplicación del sistema de levantamiento artificial requerido, garantizando la integridad mecánica del equipo y del yacimiento.

Con la sensibilización realizada en la separación de gas libre en superficie con un 57,28 % se logro ajustar una separación de gas a la entrada de la bomba de 29 % siendo este un valor bastante aceptable a la velocidad corrida ya que el gas libre a la succión resta parte de la capacidad de la eficiencia de la bomba, sin embargo estos valores son estimados y en realidad serán enfrentados cuando el pozo esté operativo y sea sometido a prueba de producción, determinando la cantidad de fluido producido Vs la capacidad de la bomba.

4.3 Comparación del desempeño de los diferentes tipos de mezcladores estáticos

Con el fin de constatar el funcionamiento de homogenización se realizó una prueba de campo con mezcladores de una (1) pulgada de diámetro y 6 elementos conectados a la línea de flujo de un pozo productor. Inicialmente se efectuó una corrida sin elementos para observar el comportamiento del fluido antes de la instalación de los mezcladores de prueba verificándose en el medidor de flujo másico cada dos minutos.

Posteriormente se colocó un mezclador de 6 elementos helicoidales y se efectuó el mismo procedimiento, seguido y una vez concluido el tiempo de prueba para esta herramienta se instaló otro de igual cantidad de elementos pero de diseño distinto, uno de tipo entrelazado. El tiempo de prueba para cada mezclador e inclusive para la corrida sin elementos fue de 2,7 horas. Los resultados obtenidos en estas pruebas se muestran en la **Tabla B.3 del Apéndice B**.

Las mediciones de la corrida sin elementos mostraron variaciones considerables con rangos de densidad entre 0,2122 y 0,9041 gr/cm³, demostrando la inconsistencia del flujo de fluido en la tubería, produciéndose por secciones. Cabe destacar que el crudo utilizado para la prueba posee 12 °API y que los resultados obtenidos son una guía para la evaluación, dado que es difícil medir flujo multifásico en tuberías.

Al comparar el comportamiento de los mezcladores revelo que el mezclador helicoidal muestra un comportamiento menos estable que el de elementos entrelazados con variaciones entre 0 y 0.6 gr/cm³, esta herramienta es de aplicaciones sencillas de mezclado, mientras que el mezclador entrelazado tiene como aplicación mezclados difíciles y entre sus características se encuentra la alineación de los elementos orientados a 90° en relación al elemento adyacente permitiendo que las fases choquen contra ellos y entre sí mismas conllevando a la disolución de la una con respecto a la otra y por diferencia de densidades para este caso el gas forma burbujas muy pequeñas en el crudo creando la homogeneización de la mezcla con un tiempo de residencia mínima, los rangos de densidad son menores a 0,3 gr/cm³ y con mayor estabilidad (**Figura 4.3**).

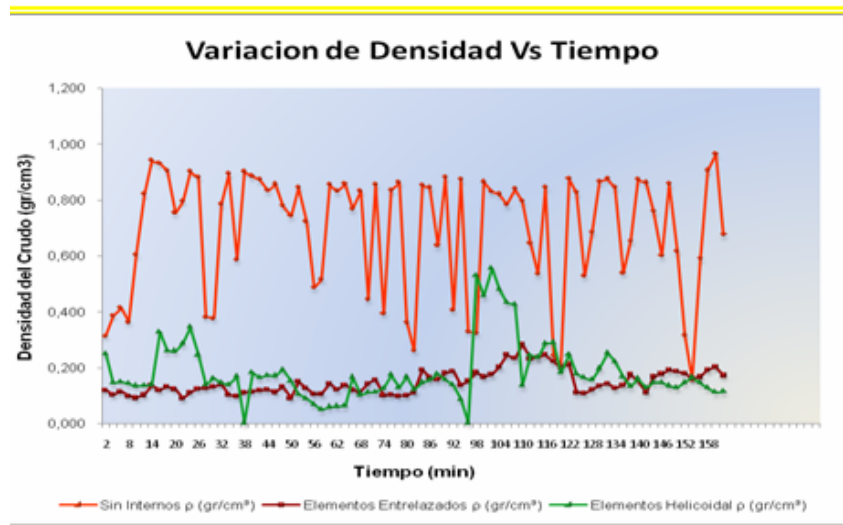


Fig. N° 4.3. Comportamiento de Densidad en función del tiempo.

En función de los resultados anteriormente mencionados y aunados a las especificaciones de cada mezclador, se seleccionó el de tipo entrelazado para colocarlo en la succión de la bomba y evaluarlo en el pozo dado que es el único diseño capaz de formar un alto grado de mezclado en corta longitud.

4.4 Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en el pozo seleccionado.

En la **Figura 4.4** se muestra el comportamiento operacional antes de la aplicación de la instalación del mezclador. La presión de revestidor oscila entre 130 y 150 lpc, siendo más alta que la presión de cabezal quien se encuentra alrededor de 120 lpc indicando que gran parte del gas que se extrae de pozo presuriza la línea de revestidor y no es producida en totalidad por la tubería de producción. Se presume que las cavidades de la bomba eran empacadas parcialmente por gas y no por crudo formando un patrón de flujo tapón donde la fase gaseosa es la más pronunciada.

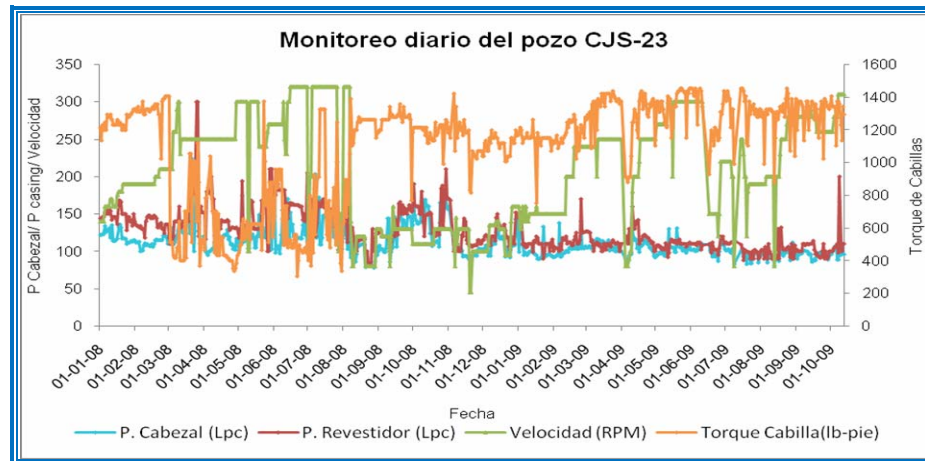


Fig. N° 4.4 Comportamiento del pozo antes de la instalación del mezclador.

El aumento de flujo de gas libre, debido a la liberación de gas en solución, causa un aumento de tamaño en las burbujas de gas formando colchones que cubren el área seccional de la tubería separados por tapones de líquido.

En condiciones de producción normal el aumento de la velocidad produce un incremento del torque en las cabillas. Esto revela un comportamiento inconsistente que puede ser relacionado con la cantidad de gas libre en pozo, dado que a mayor cantidad de gas el torque disminuye. Además la bomba no estaría manejando una mezcla homogénea sino gas y crudo de forma separada. Esta inestabilidad puede producir daños mecánicos al pozo como es el desenrosque de cabillas ocasionando una parada y por ello pérdida de producción. El comportamiento operacional y de producción del pozo CJS-23 monitoreado desde el año 2007 hasta el 2009 se muestra en las **Tablas B.4 y B.5 del Apéndice B.** respectivamente.

Instalación del mezclador estático.

La instalación del mezclador estático (**Figura 4.5**) se realizó con el taladro Militarek 110. Durante el servicio al pozo se realizó un cambio de bomba debido a

que esta presentaba un tiempo de vida avanzado y su eficiencia era baja. En superficie se observó desgarramiento del elastómero de la bomba (**Figura 4.6**). La bomba dañada fue sustituida por el modelo Geremías 21-65-3.000 con desplazamiento nominal de 6 Bls/día/rpm. En el momento de la instalación, las empresas encargadas de suministrar las bombas no contaban con una de igual capacidad que la anterior.



Fig. N° 4.5 Mezclador estático.

Hablando un poco de lo sucedido con esta bomba cabe decir que el resultado del daño está dada por la condición de trabajo con presencia de gas y aunque el variador permite setear la cantidad de amortiguación aplicada durante la aceleración y desaceleración (conocida también como restricción de golpe). Este valor se expresa como un porcentaje de los tiempos de aceleración y desaceleración. Los valores van de 0% (rampa lineal) a 100% (curva en “S”) y pueden ser observados en la **Figura 4.7**. Con el variador de frecuencia el perfil de aceleración es más redondeado y la aceleración es más suave.



Fig. N° 4.6 Bomba con elastómero desgarrado.

Esto puede ayudar a reducir sacudidas a lo largo de la completación, pero cuando el pozo presenta gas afecta este perfil ocasionando distorsión en el suministro de energía eléctrica (picos de corriente) y estrés mecánico en la transferencia de energía cinética a lo largo de la cabilla hasta llegar a la bomba ocasionando estrés elastómero.

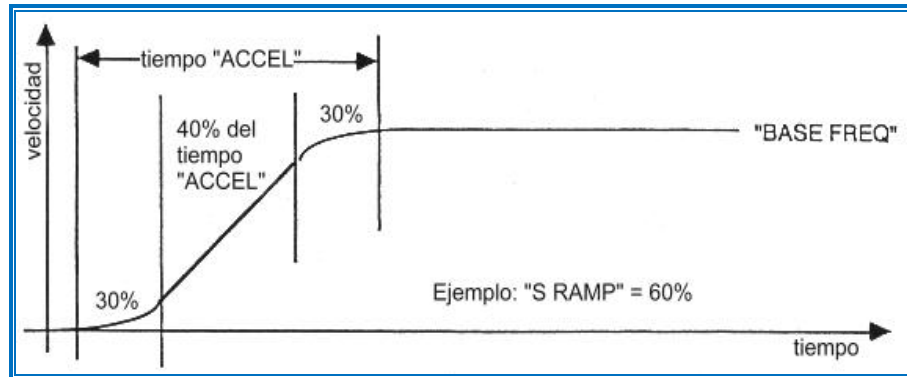


Fig. 4.5 Perfil Ideal redondeado en función a la velocidad.

El pozo se activó a una velocidad de 50 rpm y 120 barriles de diluyente por una hora, paulatinamente se incremento la velocidad hasta 80 rpm. El segundo día se le detuvo la inyección de diluyente con la finalidad de desalojar los fluidos de completación. A los seis días de tomar muestras de producción en el bajante de producción del pozo se observó estabilidad y ausencia de fluidos indeseables, se midió los °API de la mezcla hasta obtener los del crudo de formación, en ningún momento se reflejó sobre torque. La velocidad de la bomba se aumentó de 20 en 20 rpm cada dos días hasta alcanzar 120 rpm y después de doce (12) días el pozo comenzó a aportar gas y crudo, en este momento se inició nuevamente la inyección de diluyente con 100 barriles por día dado que es el mínimo de aplicación para los pozos en el área, esto con el fin de facilitar el transporte del fluido por la línea de producción hasta las válvulas multipuerto y de allí hasta la estación de flujo. Es de resaltar que la inyección de diluyente se realizo por cabezal, dado que por fondo ocasiona daño en el elastómero por exposición a los aromáticos.

Se presume que la elevada producción de gas inicial se debió al tiempo de cierre del pozo, en espera por rehabilitación y que el °API de la mezcla eran bajos por encontrarse en reposo. El torque de los motores fue aumentando gradualmente con rangos entre 60 y 70% en función de la velocidad de la bomba.

El monitoreo del pozo se realizó de forma diaria considerando como parámetros principales las presiones de revestidor, cabezal, torque y velocidad de bomba. La presión de entrada y salida de la bomba no pudo obtenerse a causa del daño en el sensor una vez bajada la bomba. Los resultados del monitoreo pueden observarse en la **Tabla B.6 del Apéndice B**, mientras que los parámetros de producción tales como: tasa de producción, diluyente, RGP, gas y °API realizados a través de pruebas se muestran en la **Tabla B.7 del Apéndice B**.

La **Figura 4.7** muestra el comportamiento de los datos operacionales del pozo una vez instalado el mezclador estático. Se observa la inversión de las líneas de revestidor y cabezal como resultado de la instalación de la herramienta, en tal sentido la producción de gas se realiza con la de crudo a causa del mezclador dado que logra introducir la fase gaseosa en la fase líquida suponiendo que forma un patrón de flujo tipo burbuja lo cual es caracterizado por pequeñas burbujas de gas dispersas en una fase líquida continua donde la pared de la tubería estará siempre contactada por la fase líquida.

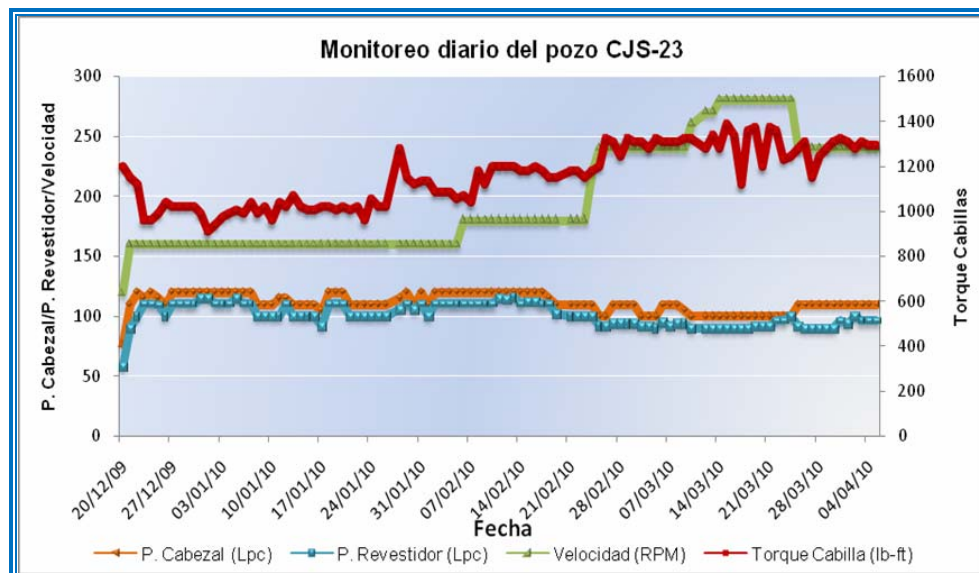


Fig. N° 4.7 Comportamiento después de la instalación del mezclador.

De igual manera se aprecia la estabilidad en la curva de torque dado que las cavidades de la bomba fueron empacadas con una mezcla homogénea facilitando el levantamiento del fluido debido, a la reducción de su densidad por aumento en la presión a causa del número de choques con los elementos del mezclador, las burbujas de gas de mayor tamaño se fraccionarían en burbujas más pequeñas, lo que permite que la bomba pueda manejar con mayor facilidad el gas dado a que estaría prácticamente en solución con el líquido. El incremento en la velocidad de la bomba se realizó hasta el valor de 280 rpm, presentando ciertas fluctuaciones en este punto, razón por la cual se decidió disminuir la velocidad de la bomba al valor de 240 rpm, obteniéndose éste como el punto óptimo de operación de la bomba para el pozo. La inyección de diluyente se realizaba en función de la tasa de producción obtenida dado que la idea era la de mantener la gravedad API de la mezcla alrededor de 15°.

Si comparamos el comportamiento del pozo CJS-23 con otro pozo como es el caso del CJS-17 (**Figura 4.8**) perteneciente a la macolla 19 de la arena productora O-12 y del yacimiento OFIN CNX 24, cuyo pozo posee una bomba de igual desplazamiento nominal (6 Bls/día/rpm) modelo Geremías 21-65-3.000 instalada el 10-05-09. En este pozo se observa que la presión de cabezal se ubica en 105 lpc, mientras que la presión de revestidor oscila entre 105-110 lpc debido a que existe una conexión entre revestidor y línea de producción. La misma está separada únicamente por una válvula check, todo este arreglo se ubica en cabezal de pozo utilizando tubería de 2 pulg. Las oscilaciones en la presión de revestidor se debe a que al momento de vencer la presión de cabezal apertura la válvula check mezclándose así el gas con el fluido de producción, el efecto de abrir y cerrar dicha válvula repetidas veces ocasionando su daño en un tiempo prudencial trayendo como consecuencia la recirculación de la producción, he aquí uno de los puntos importantes por la cual es necesario mezclar el gas en fondo. El comportamiento operacional del pozo CJS-17 se muestra en la **Tabla B.8 del Apéndice B**.

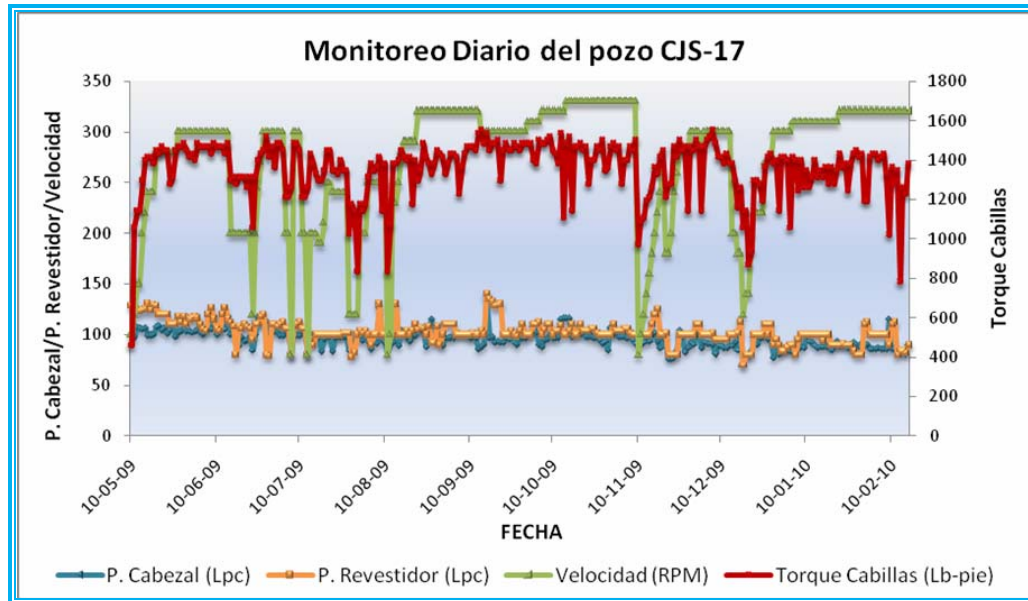


Fig. N° 4.8 Comportamiento del pozo CJS-17.

Asimismo, el torque oscila entre 1.200 y 1.450 lb-pie debido a la alta velocidad de operación y presencia de gas, estas fluctuaciones crean estrés en la sarta de cabillas, alta vibración en la bomba y por ultimo desgarramiento del elastómero; evidencia clara se observó en la **Figura 4.8** donde el equipo de fondo opero en ausencia de un manejador de gas.

De acuerdo a los razonamientos que se han venido realizando resulta oportuno realizar una comparación con los promedios de los parámetros de producción (diluyente, extrapesado y °API de la mezcla) del pozo CJS-23 en función del desplazamiento nominal de la bomba. Esto puede ser observado en la **Figura 4.9**.

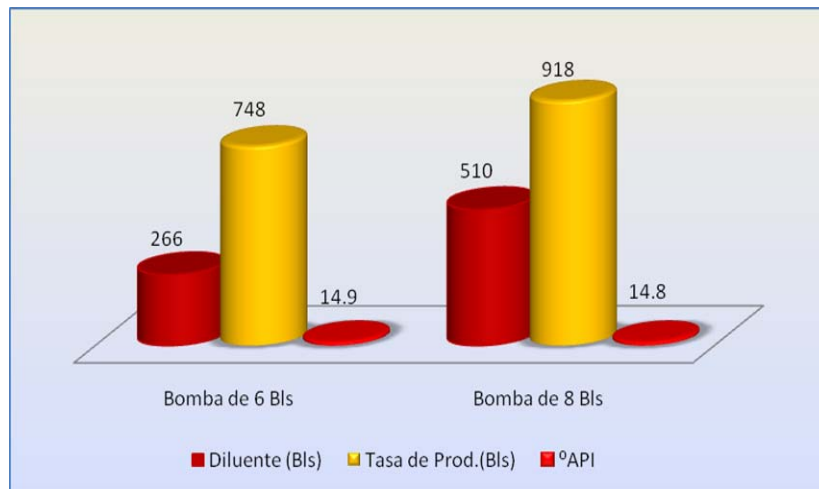


Fig. N° 4.9 Comparación de los parámetros de producción en función de las bombas.

A simple vista se observa que con la bomba de 6 Bls/D/RPM se reduce casi a la mitad la inyección de diluyente logrando alcanzar la misma gravedad °API de la mezcla anterior. La causa de esta disminución debe atribuirse al uso del mezclador estático disolviendo el gas en el crudo creando una mezcla homogénea disminuyendo su densidad antes de entrar a la bomba, mejorando la capacidad de levantamiento y el transporte a través de toda la tubería de producción e inclusive hasta las válvulas multipuerto. Todo esto se evidencia en la **Figura 4.7** donde el comportamiento del torque se estabiliza gracias a esa mezcla homogénea.

Para confirmar el rendimiento de la herramienta en función del diluyente se realizó una relación diluyente/tasa de producción y puede ser visualizado a través de las siguientes ecuaciones:

Bomba de 8 Bls/D/RPM

Tasa de inyección de diluyente (B/D)	Tasa de producción de crudo (B/D)
510	918

$$X = \frac{510 \frac{B}{D}}{918 \frac{B}{D}} = 0,56 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Bomba de 6 Bls/D/RPM

Tasa de inyección de diluyente (B/D)	Tasa de producción de crudo (B/D)
266	748

$$X = \frac{266 \frac{B}{D}}{748 \frac{B}{D}} = 0,36 \quad \text{Ec. 4.7}$$

En resumidas cuentas para producir un barril de crudo con la bomba de 8 Bls/D/RPM se requiere 0,56 Bls de diluyente para obtener una mezcla de 15 °API mientras que con la bomba de 6 Bls/D/RPM y el mezclador estático se requiere 0,36 Bls de diluyente; sin mencionar los beneficios anteriormente mencionados.

4.5 Realización de la evaluación económica de acuerdo al alcance y resultados de este proyecto.

La evaluación económica de la tecnología aplicada respectivamente al pozo CJS-23, fue realizada mediante el Sistema de Evaluación Económica (S.E.E) de PDVSA versión 6.0, la cual está enmarcada dentro de las normas financieras de la empresa, con el propósito de evaluar y comparar los beneficios económicos asociados a la inversión y sus correspondientes indicadores de rentabilidad.

Se consideraron los indicadores y horizontes económicos, el costo de completación del pozo, costo del servicio promedio para el cambio e instalación de la Bomba de Cavidad Progresiva, incluyendo el servicio de cabria y el costo del mezclador. Las premisas utilizadas para el análisis económico se muestran en la **Tabla 4.2.**

Tabla N° 4.2. Premisas utilizadas para el análisis económico.

Tasa De Cambio	4,3 Bs.
Precio Del Barril De Crudo	70 \$
Horizonte Económico	7 Años
Tasa De Declinación	12%

Los costos asociados para el cambio de bomba más el servicio de cabria, se muestran en la **Tabla B.9 del Apéndice B**, los costos anteriormente mencionados se encuentran en el orden de 1.583.556,70 Bs.F y el mezclador estático en 30.000 Bs.F son sumados e incluidos en el Sistema de Evaluación Económica. Para llegar a obtener los indicadores económicos se realizó un estudio previo en el cual se relacionan los valores promedios de la tasa de producción y la inyección de diluyente para las bombas de 8 y 6 Bls/D/RPM. Inicialmente la bomba de cavidad progresiva de 8 Bls contaba con una tasa de producción de 918 BN/D y una inyección de diluyente de 510 B/D. Por su parte cuando fue instalada la bomba de 6 Bls presentó una tasa promedio de 748 BN/D y una inyección de diluyente de 266 B/D. A partir de las diferencias existentes entre ambos parámetros se estableció el análisis comparativo (desde la Ec.4.8 hasta la Ec. 4.14) mostrado a continuación:

Tasa de inyección de diluyente (B/D)	Costo por Barril (\$)
1	110
244	X

$$X = \frac{244 \frac{B}{D} * 110 \$}{1 \frac{B}{D}} = 26.840\$ \quad \text{Ec. 4.8}$$

Luego realizando la conversión de \$ a Bs. nos queda:

$$X = \frac{26.840\$ * 4,30Bs}{1\$} = 115.412Bs \quad \text{Ec. 4.9}$$

Donde el costo promedio por barril de diluyente se encuentra en 110 \$; mientras que los 244 B/D (**Ec. 4.6**) representan la diferencia entre los barriles inyectados al pozo CJS-23 con la bomba de 8 Bls y los inyectados una vez instalado el mezclador estático y la bomba de 6Bl. La cifra 115.412 Bs (**Ec. 4.7**) significa el estimado que la empresa se ahorra al requerir una menor cantidad de barriles de diluyente con la aplicación de la herramienta y la bomba de cavidad progresiva de 6 Bls/D/RPM.

Con respecto a la diferencia existente entre la producción de crudo obtenida con la bomba de 8 y 6 Bls se obtiene:

Tasa de producción de crudo (BN/D)	Costo por Barril (\$)
1 _____	70
170 _____	X

$$X = \frac{170 \frac{BN}{D} * 70 \$}{1 \frac{BN}{D}} = 11.900\$ \quad \text{Ec. 4.10}$$

Luego realizando la conversión de \$ a Bs. nos queda:

$$X = \frac{11.900\$ * 4,30Bs}{1\$} = 51.170Bs \quad \text{Ec. 4.11}$$

El costo promedio del barril de crudo es de 70\$ y el valor de 170 BN/D corresponde a los barriles que se dejan de producir al utilizar la bomba de 6 Bls, lo cual expresado en Bs equivalen a 51.170.

Si sustraemos el monto que la empresa deja de percibir por concepto de crudo debido al cambio de bomba por una de menor capacidad (51.170 Bs), al monto de 115.412 Bs correspondiente a la cantidad de barriles de diluyente que se economiza con la aplicación del mezclador y la bomba de 6 Bls/D/RPM se obtiene:

$$115.412Bs - 51.170Bs = 64.242Bs \quad \text{Ec. 4.12}$$

En tal sentido, con este resultado se demuestra las ganancias obtenidas con la aplicación del mezclador estático aún cuando se instaló una bomba de menor desplazamiento nominal. Luego realizando la conversión de Bs. a \$ nos queda:

$$X = \frac{64.242Bs}{4,30\$} = 14.940\$ \quad \text{Ec. 4.13}$$

Luego efectuando la conversión de \$ a Bls:

$$X = \frac{14.940\$}{70 \frac{\$}{Bls}} = 213,43Bls \quad \text{Ec. 4.14}$$

Este último valor al ser comparado con los barriles que se dejan de producir al utilizar la bomba de 6 Bls (170 BN/D) indica mayores dividendos a la empresa cumpliendo con la optimización del sistema de levantamiento artificial (bombas de

cavidad progresiva) en el pozo CJS-23 con la instalación del mezclador estático en fondo.

La evaluación económica de la tecnología aplicada al pozo CJS-23, realizado con el programa de evaluaciones económicas (S.E.E.) de PDVSA permitió obtener el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de inversión y tiempo de retorno para el proyecto arrojando los siguientes resultados mostrados en la **Figura 4.10**.

Indicadores Económicos

MUS\$/Año Constante del Año Base

Proyecto: EVALUACION DE LA APLICABILIDAD DE UN MEZCLADOR ESTATICO

Alternativa: APLICACION DE MEZCLADOR ESTATICO AL POZO CJS-23

Año Inicio: **2010** Año Base: **2010**

Año a Someter **2010** Cantidad de Años: **7 Años**

	Costo Total			Costo Remanente	
	Proyecto	Pdvsa	Ilación	Proyecto	Pdvsa
Tasa Interna de Retorno (%)	39,05	39,05	203,80	39,05	39,05
Tasa Interna de Retorno Modificada (%)	23,22	23,22	54,88	30,22	30,22
Valor Presente Neto (MU\$)					
Tasa de Descuento 1 del 12 %	680,90	680,90	3.154,42	680,90	680,90
Tasa de Descuento 2 del 15 %	544,00	544,00	2.759,27	544,00	544,00
Tasa de Descuento 3 del 20 %	364,01	364,01	2.229,33	364,01	364,01
Tasa de Descuento 4 del 25 %	229,25	229,25	1.821,33	229,25	229,25
Eficiencia de la Inversion (\$/\$)	51,60	51,60	235,41	51,60	51,60
Período de Recuperación Dinámico (Años)	4,36	4,36	1,71	4,36	4,36

Fig. N° 4.10 Ventana del Sistema de Evaluación Económica de PDVSA.

Como observamos en la figura anterior, la instalación del mezclador estático en fondo del pozo es rentable al tener un valor presente neto (VPN) de 679,28 M\$, una tasa interna de retorno (TIR) de 23,22 %, un tiempo de pago (TP) de 4,3 años.

A continuación, se muestra el análisis de sensibilidad del valor presente neto (VPN), con cada uno de los parámetros que lo afectan (diagrama araña), considerando variación independiente de cada variable, permaneciendo constante el resto de ellas. Tenemos que de incrementarse la inversión en un 20%, el VPN

disminuye en 676,45 M\$. Por otra parte, si los precios se reducen en 20%, el VPN disminuye en 128,61 M\$. Considerando otro escenario en el que la producción aumente un 20%, el VPN se incrementaría en 1.462,68 M\$. Esto se representa gráficamente en la **Figura 4.11**, donde se destacan los cambios en los parámetros producción y precios, siendo estos los que más afectan el VPN.

De acuerdo a los valores obtenidos en la evaluación económica, se cumplió con todos los lineamientos mínimos económicos para que un proyecto de inversión sea rentable donde se obtuvo una TIR > 15 %. De la misma manera la eficiencia de la inversión que es la relación entre la ganancia y lo invertido fue mayor a uno, lo que garantiza la recuperación del capital.

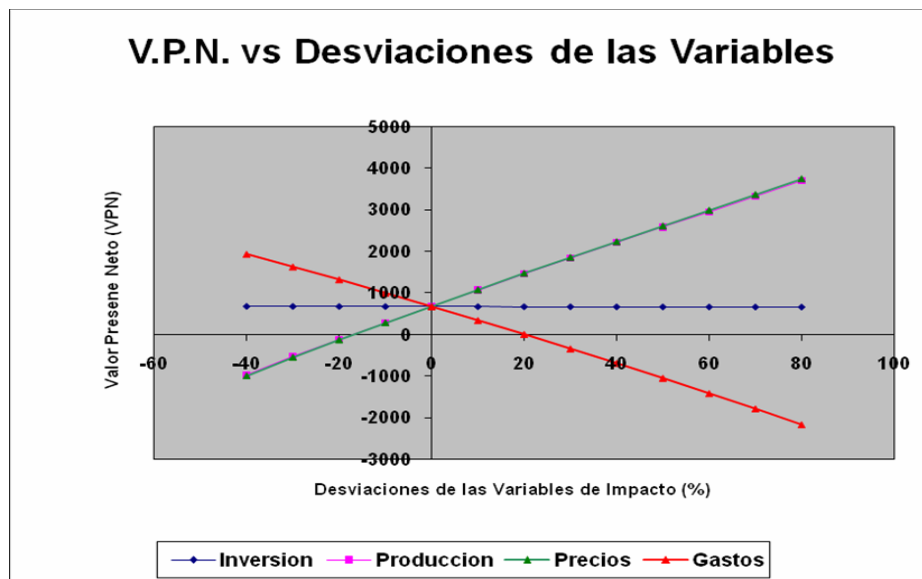


Fig. N° 4.11 Desviaciones de las variables de impacto.

4.6 CONCLUSIONES

1. El mezclador estático entrelazado mostró ser más eficiente para instalarlo en fondo del pozo.
2. La densidad del fluido disminuyó debido a la mezcla del gas libre en el crudo logrando la homogenización de las fases gracias al mezclador estático.
3. Se consiguió disminuir la presión de revestidor mejorando la densidad del fluido procesado por la bomba y optimizando la dinámica yacimiento-pozo.
4. Se consiguió reducir la inyección de diluyente en un 47,8% permitiendo mantener la mezcla en 14,8 °API.
5. Se observó estabilidad en el torque manteniendo una columna de flujo homogénea.
6. El proyecto es económicamente rentable dado que la inversión por la adquisición del mezclador es poca y el retorno es en cuatro años.
7. El pozo CJS-23 fue seleccionado para la instalación del mezclador estático en fondo del pozo, por cumplir con las premisas expuestas.
8. En la corrida del simulador PC Pump los resultados obtenidos fueron favorables con la aplicación del sistema de levantamiento artificial requerido, garantizando la integridad mecánica del equipo y del yacimiento.
9. Se descartó la aplicación del mezclador estático helicoidal por mostrar un comportamiento inestable durante la evaluación de la prueba de campo.

10. La velocidad de operación óptima para para un torque estable en el pozo CJS-23 es de 240 RPM.

4.7 RECOMENDACIONES

1. Instalar mezcladores estáticos en pozos de crudo extrapesado con una Relación Gas-Petróleo mayor a 170 MPCN/BN y completados por Bombeo de Cavidad Progresiva.
2. Monitorear diariamente la presión y temperatura del revestidor antes y después de la instalación del mezclador, con el fin de registrar la tasa de gas libre.
3. Para futuras evaluaciones, utilizar bombas con desplazamiento nominal similar.
4. Colocar un sensor de vibración preferiblemente en dos ejes X y Y con la finalidad de tener las mediciones al momento del mezclado.
5. Realizar la simulación elemento por elemento para analizar el comportamiento del movimiento de los fluidos dentro de éste, mediante un programa de elementos finitos (CFX).
6. Realizar una simulación con un programa de análisis nodal como PIPESIM, que permita confirmar el cambio en los patrones de flujo para una próxima aplicación.

BIBLIOGRAFÍA

1. Guzmán, L. **“Evaluación de tecnologías para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el área de extrapesado del Distrito Morichal”**. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Petróleo. Universidad de Oriente Maturín (2007).
2. Marfissi, S. **“Evaluación de la instalación de separadores de gas para bombas de cavidad progresiva en pozos horizontales. Área de extrapesado Morichal”**. Informe Técnico. Edo. Monagas. Venezuela (2006).
3. Romero, O. **“Análisis del efecto del gas sobre la eficiencia volumétrica de las bombas de cavidad progresiva instaladas en los pozos de los Campos Jobo y Morichal”. PDVSA, Distrito Morichal”**. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Petróleo. Universidad de Oriente, Núcleo Monagas (2003).
4. Ramos, M. **“Evaluación de Separadores de Gas en Bombas de Cavidades Progresivas en Cerro Negro, Área Bitor”**. Informe Técnico. Edo. Monagas, Venezuela (2002).
5. Aymard R., **“Geología de la Faja Petrolífera del Orinoco”**, Caracas, Junio 1983.
6. Comunicación Interna de PETROLERA SINOVENSA. **“Plan de Actividades”**. Informe Final. Enero 2009.
7. Comunicación Interna de PETROLERA SINOVENSA **“Información Básica del Bloque MPE-3”**. Abril (2009)

8. Comunicación Interna de PETROLERA SINOVENSA “**Generación del Modelo Estático y Estocástico de los yacimientos del Área Sinovensa**”. Informe Final Enero (2009).
9. Chacín, N. “**Bombeo de Cavidad Progresiva: Operaciones, Diagnóstico, análisis de fallas y Trouble Shooting**”. San Tomé Edo. Anzoátegui, Venezuela (2003).
10. Matthews, C. “**Progressing Cavity Pumping Systems: Design, Operation and Perfomance Optimization**”. Courses Notes. C-FER Technologies. Edmonton, Alberta. (2002).
11. Hagedorn, A.R. y Brown, K.E.: “**Experimental Study of Pressure Gradients Ocurring during Continues Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits**”. Actas del AIME. Abril, 1965.
12. Poettman, F.H. y Carpenter, P.G.: “**The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations**”. Drilling and Production Practice, 1952.
13. Orkiszewski, J.: “**Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe**”. JPT. Junio, 1967.
14. Griffith, P. y Wallis, G.B.: “**Two-Phase Slug Flow**”. JHT. Agosto 1961.
15. Ros, N.C.J.: “**Simultaneous Flow of Gas and Liquid as Encountered in Well Tubing**”. JPT. Octubre, 1961.

16. Beggs, H.D. y Brill, J.P.: **“A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes”**. JPT. Mayo, 1973.
17. R.K Thakur et al. **“Static Mixers in the Process Industries: A Review”**. Trans. IChemE, Vol 81, Part A, August 2003. Pág. 787- 826.
18. Sutherland, W.S., **“Improvement in apparatus for preparing gaseous fuel”**. U.K. Patent 1784.
19. Les Consommateurs de Petrole. **“Dispositif pour le mélange de deux ou plusieurs fluides”**. French Patent 735, 033. 1931
20. Bakker, A and LaRoche, R., **“Flow and mixing with Kenics statics Mixers”**. Cray Channels, 15:25. French 1993.
21. Hirschberg, S., et al. **“An improvement of the Sulzer SMX static mixer significantly reducing the pressure drop”** 13th European Conference on Mixing. London, 14-17 April 2009.
22. Hidritec. Tecnología y Gestión de Recursos Hídricos. Disponible en: <http://www.mezcladores-estatico.com/downloads/brochure-xp-es-.pdf> (2009).
23. Stamixco. **“Mezclador de Fundidos para Extrucción”**. Boletín SMB-3.2S. (2008).
24. Hannemann, A. **“Sistemas de filtración como mezcladores estáticos en el procesamiento de los fundidos de Plásticos”**. Editorial Enma Florentina. Publicación Técnica S.R.L. Industrias Plásticas Año 21 N° 162 Febrero 2006.

- ✚ Arias, F. **“El Proyecto de Investigación”**. 4ta Edición. Caracas-Venezuela. Editorial Episteme. (2004).

- ✚ Sabino, C. **“El proceso de la investigación”** Ediciones Panapo. Caracas, Venezuela. (1999).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	“Evaluación de la aplicabilidad de un mezclador estático en fondo del pozo para la optimización del manejo de gas en el sistema de levantamiento artificial en el Área Sinovensa. Estado Monagas”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Miguez Alfaro, María Elena	CVLAC: 15.845.521 E MAIL: miguezme@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Mezclador Estático.

Mezclador Entrelazado.

Mezclador Helicoidal.

Bombeo de Cavidad Progresiva.

Patrones de flujo en tuberías eductoras.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

En el Área Sinovensa/Distrito Morichal se planteó evaluar la instalación de un mezclador estático en fondo del pozo cuya completación sea del tipo BCP, conectado directamente a la succión de la bomba con la finalidad de homogeneizar las fases. La evaluación del mezclador se llevo a cabo mediante el monitoreo diario en el anular de datos operacionales como presión de revestidor, presión de cabezal, torque y velocidad de operación de la bomba. Los resultados de la evaluación reveló la reducción en la presión de revestidor indicando mayor cantidad de gas en la entrada de la tubería de producción mejorando la densidad del fluido procesado por la bomba y optimizando la dinámica yacimiento-pozo. Adicionalmente, con la disminución de la densidad del fluido se obtuvo un torque estable manteniéndose una columna de flujo homogénea. Es de resaltar que no se observa incremento considerable en la tasa de producción del pozo debido al cambio de bomba realizado dado que se colocó una de menor capacidad que la anterior; sin embargo se disminuyó la inyección de diluyente a 240 Bls/día, permitiendo mantener la mezcla en 14,8 °API. Económicamente el proyecto demostró ser rentable según las normas establecidas por la empresa PDVSA.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Rodriguez, José R.	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Uricare, Jairo.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Velásquez, Carmen.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	11	19
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Mezclador Estático.doc	Aplicación / msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C
D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l
m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: Área Sinovensa/Distrito Morichal
(OPCIONAL)

TEMPORAL: _____
(OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado.

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Petróleo.

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS:

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO.

María Elena Miguez Alfaro

AUTOR

TUTOR

Ing. José R. Rodríguez

JURADO

Ing. Jairo Uricare

JURADO

Ing. Carmen Velásquez

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Ing. Félix Acosta