



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO
EN EL SECTOR 7(TAJÍN-CORRALILLO) DEL
ACTIVO PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL
GOLFO (APATG).”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO
PETROLERO

PRESENTAN:

CASTELLANOS BASSOULT LUIS AHINDEL

MANDUJANO DE LA CRUZ EDUARDO

DIRECTOR: M.C. ULISES NERI FLORES



MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2013.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/1015/2013

SR. LUIS AHINDEL CASTELLANOS BASSOULT

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el **M.C. Ulises Neri Flores**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de Ingeniería Petrolera y se muestran a continuación

EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7 (TAJÍN – CORRALILLO) DEL ACTIVO PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO (APATG)

- I SECTOR 7 TAJÍN – CORRALILLO. GENERALIDADES
- II FACTORES CRÍTICOS DEL SECTOR 7
- III ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7
- IV EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: ING. JAVIER ARELLANO GIL
VOCAL: M.C. ULISES NERI FLORES
SECRETARIO: ING. CLAUDIO C. DE LA CERDA NEGRETE
1ER. SUPLENTE: ING. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
2DO. SUPLENTE: ING. LEONARDO MENESES LARIOS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 12 de Agosto de 2013.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

AGRADECIMIENTOS:

Agradecimientos de Luis Ahindel Castellanos Bassoult:

A Dios por las bendiciones que a dado a mi vida y por las oportunidades que me brinda para mejorar como hijo suyo.

A mis viejitos sabiendo que no existirá forma alguna de agradecer una vida de sacrificios, esfuerzos y amor, quiero que sientan que el objetivo alcanzado también es de ustedes y que la fuerza que me ayudo a conseguirlos fue su gran apoyo.

A mi papá Humberto por escucharme y aconsejarme durante mis estudios, por mostrarme mis errores y ayudarme a corregirlos con amor y paciencia.

A mi familia a quienes jamás encontraré la forma de agradecer el cariño, comprensión y apoyo brindado en los momentos buenos y malos de mi vida, hago este triunfo compartido, sólo esperando que comprendan que mis ideales y esfuerzos son inspirados en cada uno de ustedes.

A mis amigos por brindarme su amistad durante toda la Carrera.

A Eduardo por ser un gran amigo y companero de tesis, por compartir sus conocimientos para concluir este trabajo.

A la U.N.A.M. por mi excelencia y formación profesional, gracias por su guía y apoyo. Este presente simboliza mi gratitud por todo el conocimiento que me han proporcionado.

Al Ing. Ulises Neri por su ayuda y el tiempo que nos dedicó para compartir sus conocimientos y habernos guiado en la tesis.

Al ing. Fabian Carranza, Ing. Jorge Huescani y al Ing. Javier Almaraz por su invaluables consejos.

Con amor, agradecimiento y respeto. Gracias.

“Porque Jehová da la sabiduría, y de su boca viene el conocimiento y la inteligencia.” Proverbios 2:6



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO/FING/DICT/1014/2013

SR. EDUARDO MANDUJANO DE LA CRUZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **POR TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por el **M.C. Ulises Neri Flores**, en calidad de **Director de Tesis**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7 (TAJÍN – CORRALILLO) DEL ACTIVO PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO (APATG)

- I SECTOR 7 TAJÍN – CORRALILLO. GENERALIDADES
- II FACTORES CRÍTICOS DEL SECTOR 7
- III ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7
- IV EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE: ING. JAVIER ARELLANO GIL
VOCAL: M.C. ULISES NERI FLORES
SECRETARIO: ING. CLAUDIO C. DE LA CERDA NEGRETE
1ER. SUPLENTE: ING. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
2DO. SUPLENTE: ING. LEONARDO MENESES LARIOS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

CD. Universitaria, D. F. a 12 de Agosto de 2013.

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

P.P.

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

Agradecimientos

Primeramente a Dios, por ser mi padre celestial y darme todas las bendiciones que he tenido en la vida, y ser la muestra de amor y misericordia en todo momento.

A mis padres Julio y Atanasia, por estar en todo momento y por el gran esfuerzo que han proporcionado para llegar aquí, a mi papá por ser el ejemplo a seguir y a mi mamá por su gran cariño y sabiduría que me ha brindado; a mis hermanos, Julián que más que mi hermano, mi amigo, y a David por el cariño y la compañía que me da.

A mi tío Hilario, mi tía Ángeles y a mis primas Mónica y Lucero, por su gran ayuda y compañía, así como a mi tía Micaela y a su familia, a mi tío Joel y mi tío Francisco y a sus respectivas familias.

A la familia Castellanos Rincón, a "mamá" Esther, don Ahendel, don Humberto, Beto, Julio y Ale Oseguera, por mostrarme su gran aprecio y ayuda, y convertirse en mi familia.

A mi amigo y "hermano gemelo" Luis Ahindel por la compañía, ayuda y apoyo en este trabajo, así como en las cuestiones de la vida y la escuela, a Nictaha, mi "hijo" Yunue, mi "esposa" Ale Córdova, mis "sobrinas" Ale Balderas y Elischeva, Miguel Pérez, Rafa Vázquez, Monis, Ana Torres, Toñito, Matla, Shontat, Lalo, Edson, David, Mickey, Tobón, Beno, Chris, Walle, Alejandro "Jett" y Armando Hurtado, por su apoyo y amistad que me brindaron en estos 5 años que conviví con ustedes.

A mi amiga July Bolivar, Uriel Leyva, Carlos Mariano, Christian Castro, Itzel y Rosa Tec, Raymundo y Noel Gusmán.

A mis hermanos de los escorpiones rojos de ingeniería de futbol americano, en especial a mi coach Jorge Paz "Parchis".

A mí "papá" y tutor Ing. Miguel Vera, Ing. Manuel Viejo Zubicaray, Ing. Mario Rosas, Dr. Carlos Garza, MBA. Thalia Flandes, M.C. Ulises Neri, M.C Fabián Carranza, Ing. Jorge Huescani e Ing. Hector Gutierrez.

A mis sinodales: M.C. Ulises Neri, Ing. Javier Arellano, Ing. Claudio de la Cerda, Ing. Leonardo Meneses e Ing. Francisco Castellanos, por su ayuda en este trabajo para mi formación profesional.

A la Facultad de Ingeniería y a mi Alma Mater la universidad, por darme la oportunidad de ejercerme como profesionista y cooperar para la construcción de la industria y del país.

Mandu

CONTENIDO

Objetivo.....	I
Introducción.....	II
Abstract.....	III
Capitulo I. Sector 7 Tajín-Corralillo. Generalidades.....	1
1.1. Antecedentes.....	3
1.1.1. Historia del sector 7 Tajín-Corralillo.....	4
1.1.1.1. Campo corralillo.....	7
1.1.1.2. Campo Tajín.....	8
1.2. Ubicación del Sector 7.....	9
1.3. Caracterización estática del Sector 7.....	11
1.3.1. Columna geológica.....	11
1.3.2. Sísmica.....	13
1.3.3. Registros geofísicos.....	15
1.3.4. Sistema roca-fluido.....	17
1.3.4.1. Análisis PVT.....	19
1.3.5. Mapas petrofísicos.....	22
1.4. Caracterización dinámica.....	24
1.4.1. Análisis de pruebas de presión y producción.....	24
Capitulo II. Factores críticos del Sector 7.....	31
2.1. Mecanismo de empuje.....	34
2.2. Volumen y factor de recuperación.....	36
2.3. Factores de recuperación del Sector 7.....	38
2.4. Alternativa de desarrollo para el mantenimiento de presión en el sector 7.....	38
2.4.1. Procedimiento de selección de SAP's.....	42

CONTENIDO

Capítulo III. Análisis técnico de la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7.....	47
3.1. Descripción del equipo de bombeo mecánico	49
3.1.1. Equipo superficial de bombeo mecánico.....	50
3.1.2. Motor principal	55
3.1.3. Conexiones superficiales	56
3.1.3.1. Mordazas.....	59
3.1.3.2. Varilla pulida	60
3.1.3.3. Estopero	60
3.1.3.4. Válvulas de retención	61
3.1.3.5. Reductores de engranes.....	62
3.1.4. Bomba subsuperficial de bombeo	63
3.1.4.1. Bomba de tubería de producción	63
3.1.4.2. Bomba de inserción	64
3.1.4.3. Bombas de tubería de revestimiento	65
3.1.4.4. Materiales utilizados en la fabricación de la bomba.....	65
3.1.5. Principio de funcionamiento de una bomba subsuperficial y ciclo de bombeo	66
3.1.6. Sarta de varilla de succión.....	67
3.1.7. Tubería de producción y accesorios para bombeo mecánico.....	69
3.1.8. Accesorios adicionales en la bomba subsuperficial para optimizar su operación	71
3.1.8.1. Varilla eliminadora de candado de gas	71
3.1.8.2. Tubo barril	72
3.1.8.3. Separador de gas de fondo.....	73
3.1.8.4. Filtros para arena y sedimento	75
3.2. Inducción de un pozo después de su intervención	76
3.2.1. Procedimiento para inducción de un pozo con unidad de bombeo mecánico	76

3.2.2. Inducción del pozo	76
3.3. Resultados en la producción de la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7.....	79
3.3.1. Corralillo.....	80
3.3.2. Tajín.....	81
Capitulo IV. Evaluación económica de la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7.....	83
4.1. Análisis económico financiero	85
4.2. Evaluación económica	85
4.3. Variables que intervienen en la rentabilidad de un proyecto	86
4.4. Comportamiento económico en un proyecto de inversión	87
4.5. Indicadores económicos.....	88
4.5.1. Valor presente neto.....	89
4.5.2. Relación beneficio costo	89
4.5.3. Límite económico	90
4.5.4. Tasa Interna de Retorno	91
4.6. Análisis de riesgo.....	91
4.6.1. Riesgo	92
4.6.2. Construcción de un árbol de decisión	92
4.6.3. Incertidumbre	94
4.6.4. Análisis de sensibilidad	94
4.6.5. Simulación de Monte Carlo.....	94
4.7. Evaluación financiera de la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7	98
4.7.1. Evaluación económica.....	98
4.7.2. Evaluación de riesgo.....	103
4.7.2.1. Modelo de @RISK	103

CONTENIDO

4.7.2.2. Campo Corralillo.....	103
4.7.2.3. Campo Tajín	104
Conclusiones y recomendaciones	107
Glosario.....	109
Anexo	113
Nomenclatura.....	129
Lista de figuras y tablas.....	131
Bibliografía.....	135

OBJETIVO

El objetivo de este trabajo es la de realizar un análisis técnico–económico de la sustentabilidad del bombeo mecánico en los campos del Sector 7 (Tajín–Corralillo), a fin de que se optimicen de una mejor manera los recursos energéticos.

Se analizan los factores desde las propiedades del yacimiento (roca-fluido), la selección e interacción del sistema artificial de producción que sea más viable en los campos pertenecientes a este Sector.

Así como el de mostrar un panorama de la realización de una evaluación económica y un análisis de riesgo en un proyecto, y con ello, entender los factores que afectan para el éxito y fracaso en la rentabilidad del mismo.

INTRODUCCIÓN

El área seleccionada que corresponde al Sector 7 Tajín-Corralillo, está enfocada a la producción de aceite y gas asociado; con respecto al resto de los campos que componen el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo en la porción sureste.

Los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec tienen baja permeabilidad, donde los mecanismos naturales de desplazamiento se limitan a la expansión de la roca y los fluidos, así como el empuje por gas disuelto liberado sin otros medios naturales para el mantenimiento de presión, como podría ser un acuífero activo o un casquete de gas. Lo anterior ocasiona que el periodo de vida fluyente del pozo sea corto, toda vez que al alcanzarse la presión de saturación en el yacimiento, el gas disuelto en el aceite es liberado ocasionando que el aceite no tenga energía suficiente para fluir por sí mismo.

El Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG), es el de mayor relevancia de los últimos tiempos para PEMEX Exploración y Producción, y requiere de la planeación objetiva de sus aplicaciones tecnológicas. En este sentido, por la naturaleza y complejidad de los yacimientos que lo constituyen, es requisito establecer un estudio de evaluación técnico-económica para la implementación de sistemas artificiales de producción (SAP), en sus pozos.

En este trabajo se presentan las características técnicas y económicas, en la implementación de un sistema artificial de producción en uno de los sectores mas productivos (Sector 7) de dicho Activo de Producción.

ABSTRACT

The Chicontepec basin, discovered more than 80 years ago, is located in the east-central states of Veracruz and Puebla and is home to about 40 percent of Mexico's certified hydrocarbon reserves.

The Chicontepec Formation is a turbidite sequence deposited in shallow waters in a submarine canyon with submarine fans, benthic foraminifera, some charred plant remains, and graded and convolute cross-lamination. It is composed by alternating well cemented calcareous-clayey-sandstones, and dark gray calcareous shale. It exhibits conglomerate horizons, consisting of chert and platform limestone clasts. The sand reservoirs are relatively small and have very low permeability. Most new wells need to be hydraulically fractured, with anomalously higher production being hypothesized as due to fractures draining nearby, otherwise disconnected, sand bodies.

The vast Chicontepec area in eastern Mexico is thought to contain billions of barrels of oil but recovering crude from the area is difficult due to challenging geology. Wells drilled in Chicontepec produce little oil as the rocks of the basin do not easily allow oil to flow through them and the oil reservoirs are at a low pressure.

Chicontepec became the most expensive project in the federal Public Service, because it was allocated \$ 617,000 million pesos between 2006 and 2009, but its production does not exceed 32,000 barrels per day, representing only 1.2% of the total hydrocarbon production. PEMEX has failed to meet previous production forecasts at the geologically complicated basin, where millions of barrels of oil are scattered across many small deposits, a feature that makes production costly and slow.

The selected area corresponding to Sector 7 (Corralillo- Tajin), is focused on the production of oil and associated gas. In this work we will make a technical-economic evaluation of the implementation of the Mechanical Pump in Sector 7 (Tajin – Corralillo) of the Production Asset Aceite Terciario del Golfo (APATG).

Recommendations and conclusions are given that might help increase the productivity of these wells and optimize the economic resources in this sector.

SECTOR 7 TAJÍN- CORRALILLO. GENERALIDADES

CAPÍTULO I

I. SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES

La presencia de hidrocarburos en Chicontepec se conoce desde 1926, cuando las compañías “El Águila” y “Stanford”, perforaron pozos con objetivo Cretácico, ahí se detectaron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos, los cuales se consideraron como pozos económicamente no rentables. Durante el desarrollo del campo Poza Rica, en mayo de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica-8, se confirmó el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec.

Los antecedentes del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) se remontan a los años 50 cuando se perforaron los primeros pozos con el objetivo de explotar los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec, el cual se ubica en una zona que comparten los Estados de Veracruz y Puebla.

Posteriormente entre los años 1952 a 1963, al perforarse pozos con objetivo Jurásico en los campos de los Distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se manifestó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Terciario, pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación.

Fue entre los años de 1963 y 1970, cuando los pozos de los campos Presidente Alemán y Soledad, habían dejado de fluir en la Formación Tamabra, por lo que se realizaron reparaciones mayores en las areniscas de la Formación Chicontepec. Basados en los resultados de estas intervenciones, así como en el éxito obtenido en los pozos con objetivo Eoceno Inferior, los cuales se perforaron en diferentes áreas, se concluyó que a pesar de no ser pozos de alta productividad, al ser pozos someros y de bajo costo en su perforación, se definió su desarrollo. Así entonces, la explotación comercial de “Chicontepec”, se inició en el año de 1970, con la perforación de seis pozos en el campo Presidente Alemán.

Mediante estudios sedimentológicos-estructurales, (Busch & Goveia en 1974; Filiberto Cuevas en 1977) al "Paleocanal Chicontepec" se le estimó una longitud aproximada de 123 km y un ancho de 25 km.

En el año 1978 se realiza una evaluación del potencial petrolífero determinando una reserva original de 17,645 mmb de aceite.

Para el análisis del Proyecto Aceite Terciario del Golfo se ha realizado una Sectorización la cual considera criterios como el nivel de conocimiento y desarrollo en cada uno de los campos que lo componen, quedando definidos 8 Sectores que son:

- Sector 1 Sitio-Tenexcuila.
- Sector 2 Soledad-Coyotes.
- Sector 3 Amatitlán-Agua Nacida.
- Sector 4 Coyal-Humapa.
- Sector 5 Miquetla-Miahuapan.
- Sector 6 Agua Fría-Coapechaca.
- Sector 7 Tajín-Corralillo.
- Sector 8 Presidente Alemán-Furbero.

Se decidió la sectorización del proyecto con la finalidad de optimizar el uso de los recursos humanos y materiales en la estrategia de desarrollo, también para asegurar su viabilidad operativa y evaluación económica por sector.

1.1.1. HISTORIA DEL SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO

En este Sector se pueden definir 3 fases, las cuales se pueden observar en la **Figura 1.1:**

Una primera fase, que se ubica a mediados de la década de los 50 que corresponde al periodo de exploración y 2 más de desarrollo:

La segunda fase de desarrollo se ubica a mediados de la década de los años 70 con la perforación de pozos en el campo Tajín principalmente en el área Oeste del campo.

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

La tercera fase comienza con la implementación del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), en la cual se incluye el desarrollo de la parte Norte del campo Tajín y Sur del campo Corralillo.

El primer pozo productor en este Sector fue el pozo Poza Rica-132, el cual pertenece al campo Corralillo, éste fue probado de manera exitosa en las areniscas del Terciario, con un gasto inicial de aceite de 497 bpd; para el año de 1976, se inicia la explotación en el área correspondiente al campo Tajín, con el pozo Coatzintla-1.

Durante la primera etapa de desarrollo de los campos del Sector Tajín-Corralillo, como se muestra en la **Figura 1.1**, donde en enero de 1985, el pozo Tajín-334 aportó un gasto inicial de 462 bpd alcanzando una producción acumulada de aceite de 396 mbl y de gas de 726 mmpc en marzo del 2012.

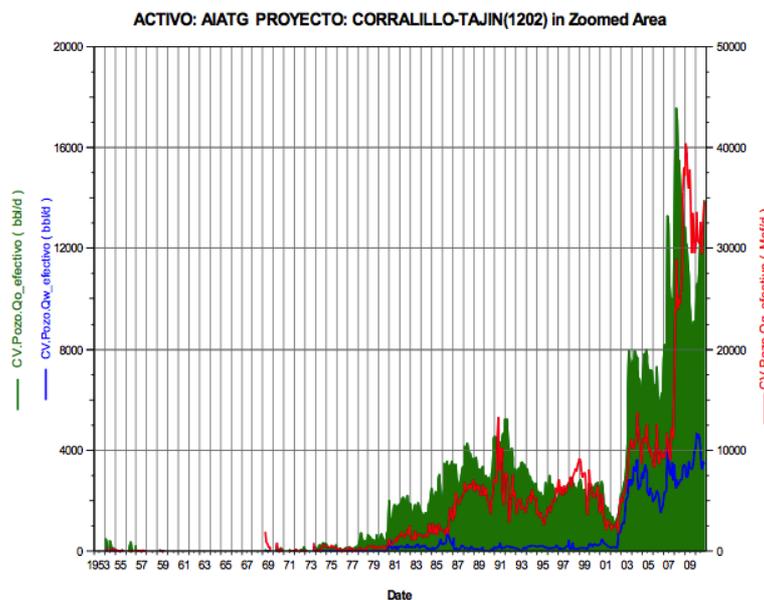


Figura 1.1. Historia de producción del aceite, agua y gas (Campo Tajín-Corralillo)

En este primer periodo, los campos del sector alcanzaron una producción máxima de 5,228 bpd en enero de 1992, con una RGA de 259 m³/m³ y un 3 % de agua, operando con 77 pozos productores; y el pozo con mayor producción acumulada de aceite fue el Tajín-653 con una producción acumulada de aceite

721 mb, en el periodo de septiembre de 1980 a marzo de 2011, con un gasto inicial de 64 bpd y con un gasto actual de 6 bpd, cabe destacarse que este pozo es también el pozo con mayor producción acumulada en el sector y que a la fecha se encuentra considerado cerrado con posibilidades.

La segunda etapa de desarrollo, inicia en octubre de 2002, a esa fecha se tiene una producción acumulada de aceite de 18.26 mmb, y un gasto de aceite de 1,399 bpd, con una RGA de $458 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y un 33 % de agua, con tan solo 33 pozos operando.

En esta etapa de desarrollo, se incorporan al desarrollo el campo corralillo. Para este periodo de desarrollo, el pozo Tajín-53, tuvo un gasto inicial de 981 bpd, en mayo de 2007.

En la tercera etapa se intensifica el desarrollo a partir del año 2007, donde se perforaron 116 pozos en el campo Tajín y 143 en el campo Corralillo haciendo un total de 259. Para noviembre de 2011 la producción acumulada de aceite es de 47.267 mmb, con un total de 456 pozos perforados, de los cuales operan 346, con una producción diaria de aceite de 20,737 bpd, una RGA de $334 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y el 23.03 % de agua. En la **Figura 1.2**, se puede observar la distribución de gastos iniciales, con un rango de 2.5 a 981 bpd.

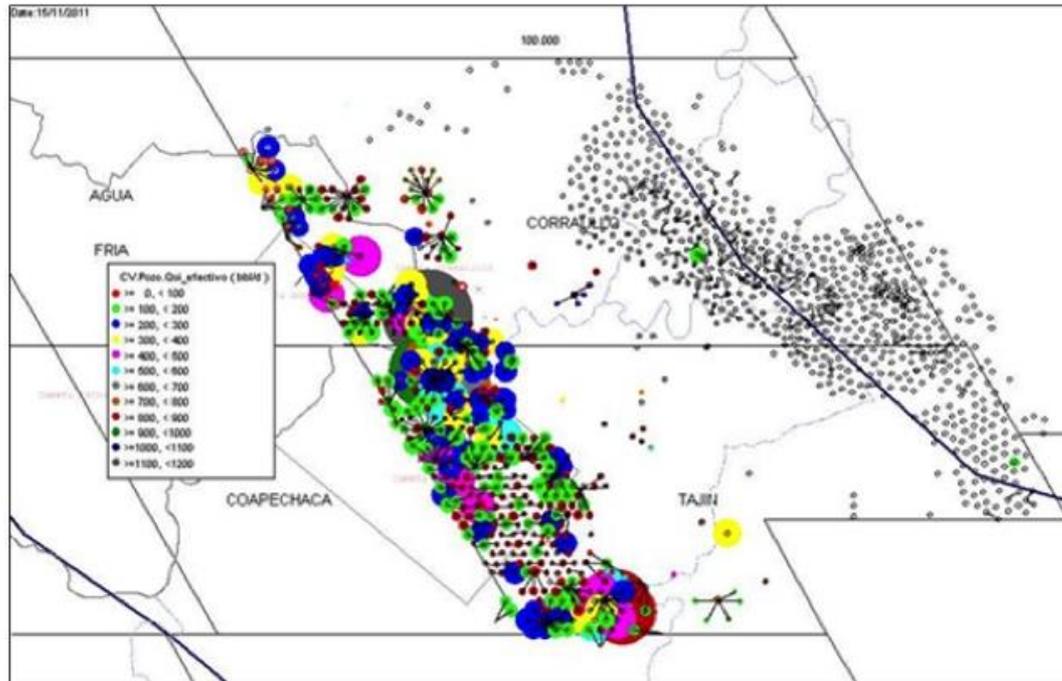


Figura 1.2. Mapa de burbujas de producción de gasto inicial de aceite.

1.1.1.1. CAMPO CORRALILLO

El campo Corralillo inicia su desarrollo en septiembre de 1953 con el pozo Poza Rica-132, el cual presenta un gasto inicial de aceite de 39 bpd. En el periodo de 1953 a 2003 prácticamente no hubo desarrollo, únicamente se perforaron 15 pozos.

Los pozos con la mayor producción inicial son Corralillo-396 con 346 bpd, acumulando 71 mb de aceite y 66 mmcp de gas; los pozos Corralillo-394 y Corralillo-313, con 319 bpd, los cuales cuentan con una producción acumulada de 87 mb de aceite y 93 mmcp de gas, y 9 mb de aceite y 28 mmcp de gas respectivamente. De 2007 a marzo de 2012, se intensifica el desarrollo en el campo y se perforan 163 pozos.

En la **Figura 1.3**, se muestra el comportamiento del campo Corralillo, en donde se puede observar que en noviembre de 2011 alcanza una producción máxima de aceite de 14,806 bpd, una RGA de 240 m³/m³ y 14.0% de agua, operando con 143 pozos productores con una producción acumulada de aceite de 8.239 mmb.

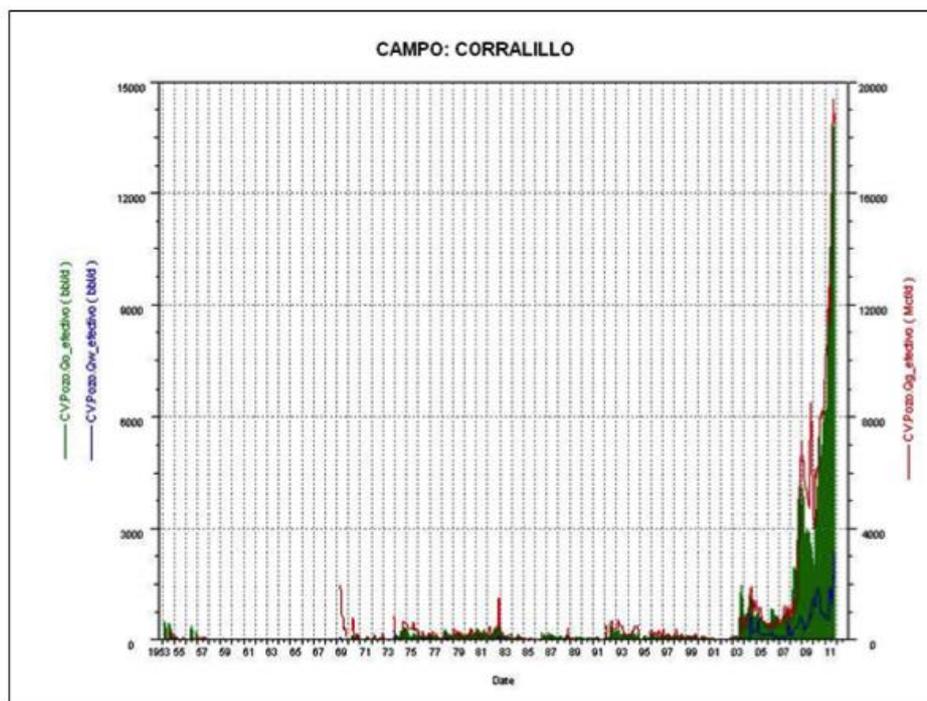


Figura 1.3. Comportamiento de producción Campo Corralillo.

A la fecha ha alcanzado una producción máxima de aceite de 14,806 bpd, una RGA de 240 m³/m³ y 14.0% de agua, operando con 160 pozos productores con una producción acumulada de aceite de 8.817 mmb.

1.1.1.2. CAMPO TAJÍN

Este campo inicia su desarrollo en enero de 1976 con el pozo Coatzintla-1, el cual presentó un gasto inicial de 11.7 bpd. Derivado de los resultados observados en los pozos del campo, se continuó perforando de 1976 a 2006 alcanzando 182 pozos.

De 2007 a marzo de 2012, se intensifica el desarrollo en el campo y se perforan 116 pozos.

Los pozos con la mayor producción inicial son Tajín-9 con 557 bpd, acumulando 141 mb de aceite y 94 mmpc de gas; Tajín-152, con 486 bpd, acumulando 88 mb de aceite y 88 mmpc de gas; y Tajín-171, con 483 bpd, acumulando 116 mb de aceite y 32 mmpc de gas.

En la **Figura 1.4**, se muestra el comportamiento del campo Tajín, ahí se puede

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

observar que en abril de 2008 se alcanza una producción máxima de aceite por día de 15,627 bpd, una RGA de 312 m³/m³ y el 14.01% de agua, operando con 225 pozos productores, los cuales hasta la fecha han acumulado un volumen de aceite de 39.44 mmb.

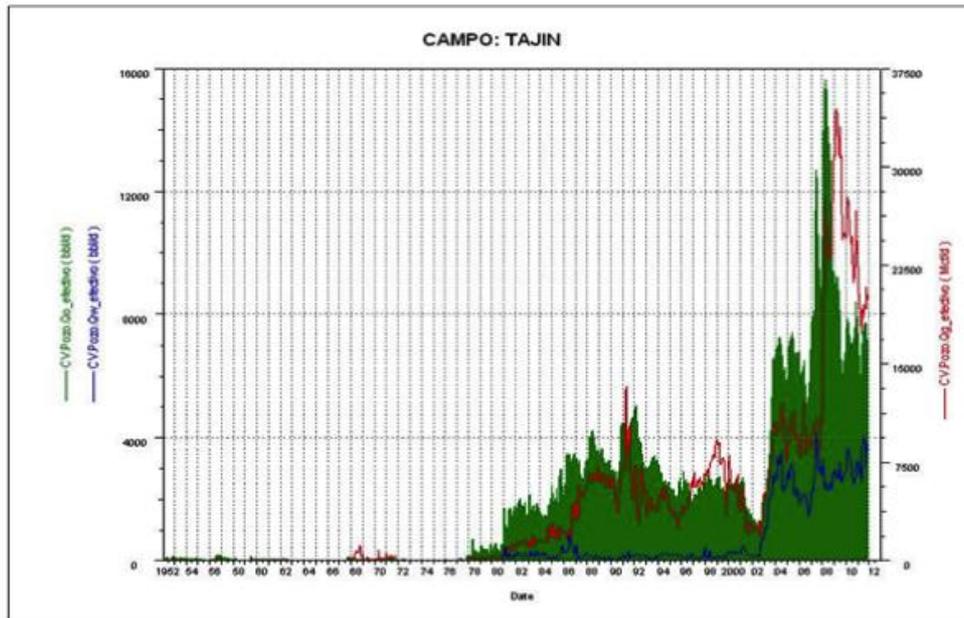


Figura 1.4. Comportamiento de la producción Campo Tajín.

En marzo de 2012 el campo Tajín obtuvo un gasto de aceite de 8,022 bpd, una producción acumulada de aceite de 39.44 mmb con 304 pozos perforados, de los cuales 225 están operando.

1.2. UBICACIÓN DEL SECTOR 7

El Proyecto Aceite Terciario del Golfo, es un proyecto terrestre, el cual está ubicado entre las coordenadas 20° 15' y 21° 15' de latitud Norte, -97° 05' y -98° 10' de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla, comprendiendo un total de 14 municipios. Los rasgos hidrográficos más importantes son: los Ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la planicie costera del Golfo.

La elevación de la llanura costera alcanza los 200 metros sobre el nivel del mar; mientras que en la región de la sierra se tienen elevaciones hasta los 500 metros sobre el nivel del mar.

El proyecto cubre una superficie aproximada de 3,800 kilómetros cuadrados.

De acuerdo a la clasificación de provincias fisiográficas de México el proyecto se ubica en una porción de la provincia “Planicie Costera del Golfo de México” y en parte de la Provincia “Vertiente de Misantla”.

Limita al Occidente con la Sierra Madre Oriental y al Oriente con la Plataforma de Tuxpan (Faja de Oro). Los elementos que demarcan al Proyecto por el Norte y por el Sur son el “Paleocanal Bejuco-La Laja” y el “Alto de Santa Ana”, respectivamente.

El Sector 7 Tajín-Corralillo se ubica, con respecto al resto de los campos que componen el Proyecto Aceite Terciario del Golfo, en la porción Sureste como se muestra en la **Figura 1.5**.

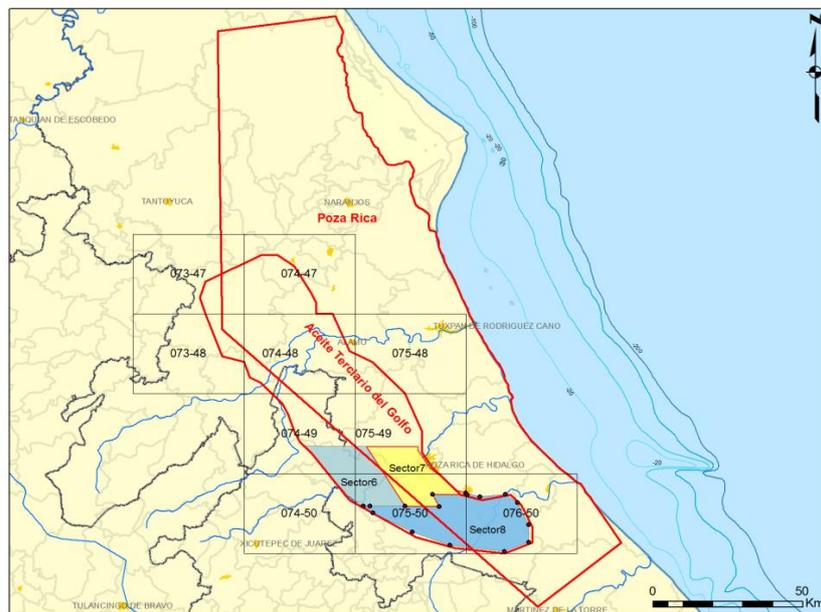


Figura 1.5. Ubicación del Sector 7 Tajín-Corralillo en el Paleocanal de Chicontepec.

1.3. CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DEL SECTOR 7

1.3.1. COLUMNA GEOLÓGICA

El Paleocanal de Chicontepec, es una subcuenca Terciaria desarrollada en el dominio de la Provincia Tampico-Misantla.

La formación del Paleocanal de Chicontepec ocurrió durante el periodo Paleoceno Superior-Eoceno Inferior a partir de la intensa actividad de erosión del fondo marino provocada por corrientes de densidad, creándose un espacio en forma de canal, que fue rellenado durante el Eoceno Inferior. En la parte Sureste de los yacimientos de Chicontepec descansan discordantemente en el Jurásico Superior San Andrés, en la parte Centro y Norte, sobreyacen al Cretácico Superior Méndez. Se ha determinado que los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec están constituidos por areniscas y lutitas que comprenden una columna de espesor bruto considerable, extendida en una superficie aproximada de 3,800 km².

Adicionalmente se tiene a la Formación Tantoyuca como Play productor de gas y aceite de edad Eoceno Superior, esta Formación se encuentra principalmente al Noreste del campo Corralillo y corresponde a areniscas de buena calidad de ambiente deltaico, las cuales se han visualizado como un área de oportunidad futura.

La ocurrencia de hidrocarburos es muy errática dentro de la cuenca, lo que no permite tener certidumbre y/o control acerca de la existencia de los horizontes productores, esto se debe a la complejidad que presentan los sistemas de depósito, que no tienen distribución uniforme en toda la cuenca, su dispersión es preferencial, debido a los factores que controlan la movilidad de los hidrocarburos, tales como tipo y vías de migración, presión capilar, distancia a la fuente de aporte, etc.

La erosión es diferencial, asociada a zonas incompetentes y a la distribución de los principales sistemas de paleocorrientes, hacia el sureste del área alcanzó su máxima expresión manifestándose por la ausencia de la columna geológica

representativa del Eoceno Inferior Temprano al inicio del Cretácico Superior, encontrándose los sedimentos del Canal del Eoceno Inferior Tardío de Chicontepec descansando directa y discordantemente sobre el Jurásico Superior, como lo pone de manifiesto en la **Figura 1.6**.

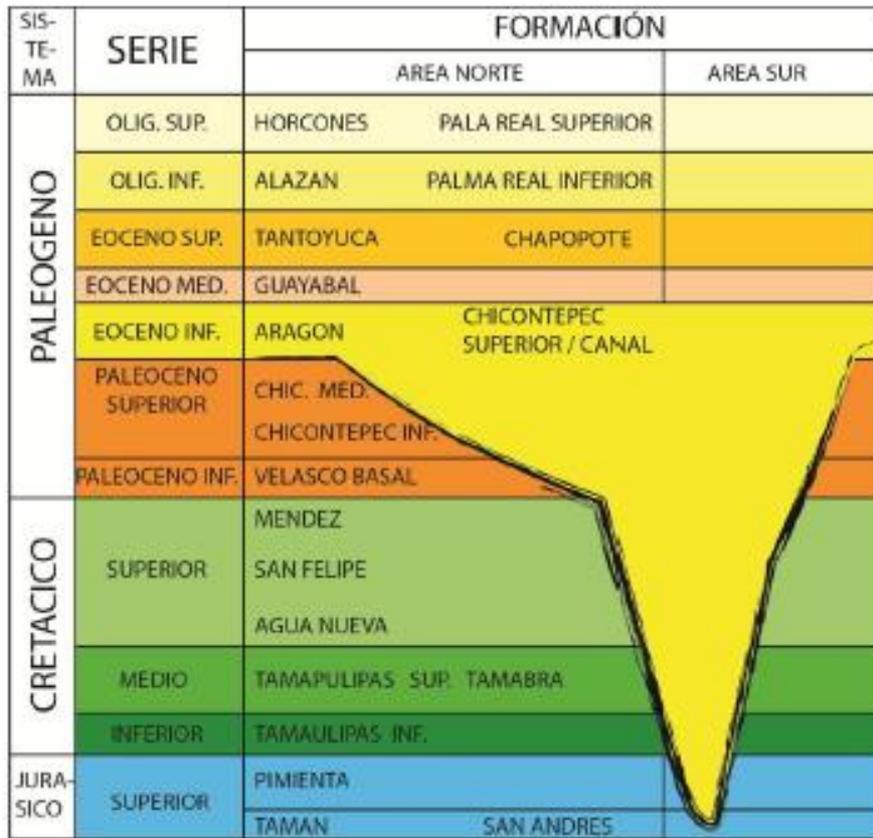


Figura 1.6. Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec.

Se mapearon las facies sísmicas correspondientes a cada sistema de depósito estableciendo el modelo geológico preliminar, a partir del análisis de líneas sísmicas 2D, de nueva adquisición, donde se pone de manifiesto la distribución espacial de los cuerpos arenosos y su interrelación, las variaciones verticales y laterales de las facies se pudieron identificar a partir de interpretación sísmica, en función de criterios litoestratigráficos, cronoestratigráficos y bioestratigráficos.

La separación de estos cuerpos en series de depósito específicos se dificulta por lo aislado de los sitios con características similares para reconocerlos; las capas están compuestas por conglomerados, areniscas gruesas a finas, limolitas y lutitas, con abundantes estructuras primarias tales como:

estratificación cruzada, gradada y convoluta, estructuras de escape de agua y horizontes bioturbados correspondiendo con los intervalos de depósitos de menor energía, y clastos de remoción de fondo.

Los depósitos de esta cuenca son considerados producto de corrientes de turbidez, por su morfología y características se clasificaron como: depósitos de deslizamiento, abanicos de talud, depósitos de desborde de canal, abanicos de piso de cuenca, Turbiditas laminadas y flujo de granos y sedimentos de intercanal.

1.3.2. SÍSMICA

Con el objeto de interpretar la presencia y distribución de los cuerpos arenosos de la Formación Chicontepec, en 1997, se adquirieron 1,202 km de información sísmica 2D como se muestra en la **Figura 1.7**. Con esta información se identificaron las áreas o campos con mayor potencial o índice de hidrocarburos.

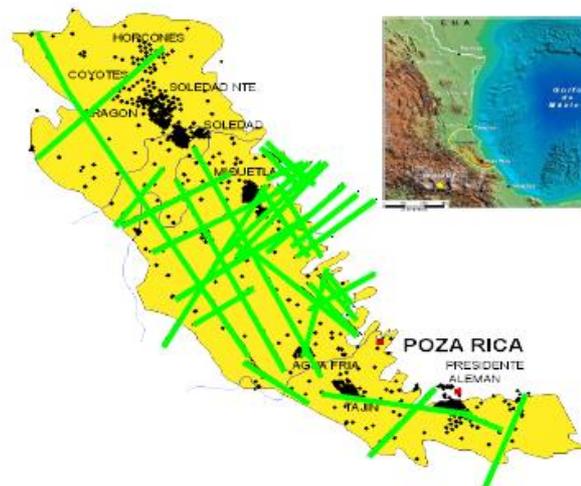


Figura 1.7. Distribución de líneas sísmicas 2D.

En el Sector 7 se cuenta con dos cubos sísmicos 3D, los cuales han servido de apoyo en la construcción de las secciones estructurales, en éstas se han interpretado los límites de secuencias, los cuales coinciden con las superficies de control, como son la Formación Méndez y las Discordancias A, B, B-3 y C.

En la **Figura 1.8** se muestra Sección Longitudinal “A” tiene una orientación NW-SE, trazada en la parte poniente del Sector 7, entre los pozos Corralillo-336 y Tajín-669, con la finalidad de observar los cambios laterales de espesores entre ambos campos, lo cual queda evidenciado en los pocos desarrollos arenosos al Noroeste en contraparte con los mayores cuerpos arenosos al Sureste. Igualmente se observa que los cuerpos arenosos de la Formación Tantoyuca presentan un comportamiento distinto, encontrando mayores desarrollos hacia el Noroeste.

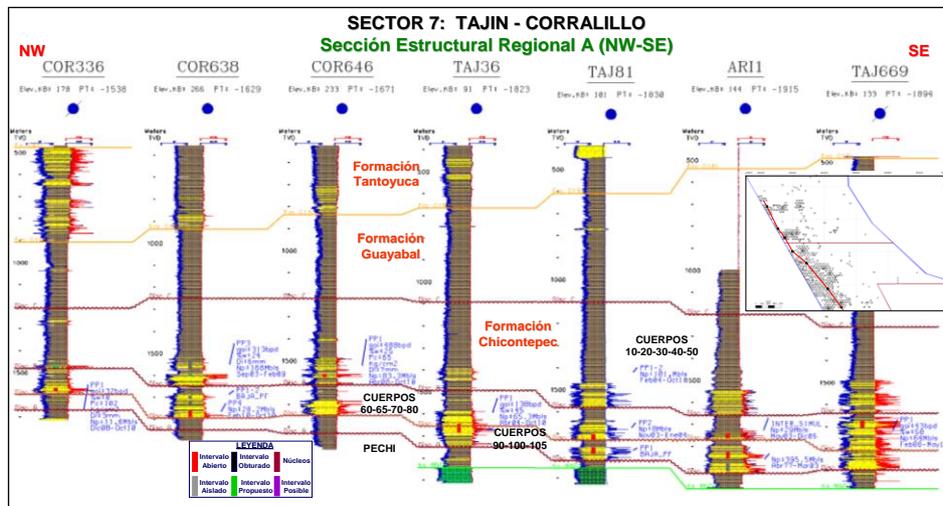


Figura 1.8. Sección Estructural Regional A (NW-SE).

Con el objetivo de interpretar los horizontes productores que oscilan en un rango de profundidad entre los 700 y los 2,000 m, se llevó a cabo como complemento a la sísmica 3D convencional una prueba tecnológica, de sísmica multicomponente. Esta técnica conocida como 3D3C, aprovecha las ondas sísmicas convertidas, con lo cual se logra un mejoramiento en la imagen estructural, una estimación de la litología, un análisis de anisotropía, una mejor descripción de los fluidos y el monitoreo de patrones de fracturamiento, todo esto integrados con la información de los pozos da la oportunidad de identificar áreas de alta productividad.

La arquitectura de cada sistema de depósito (forma, extensión y continuidad), en la cuenca es dependiente de su: tectónica previa, historia de depósito y ambiente estructural (local y regional). Hacia el sur-oeste existió una zona

relativamente más alta, que sirvió como fuente de aporte, de tal manera que la dirección de las corrientes fue predominantemente hacia el noreste. **Figura 1.9.**

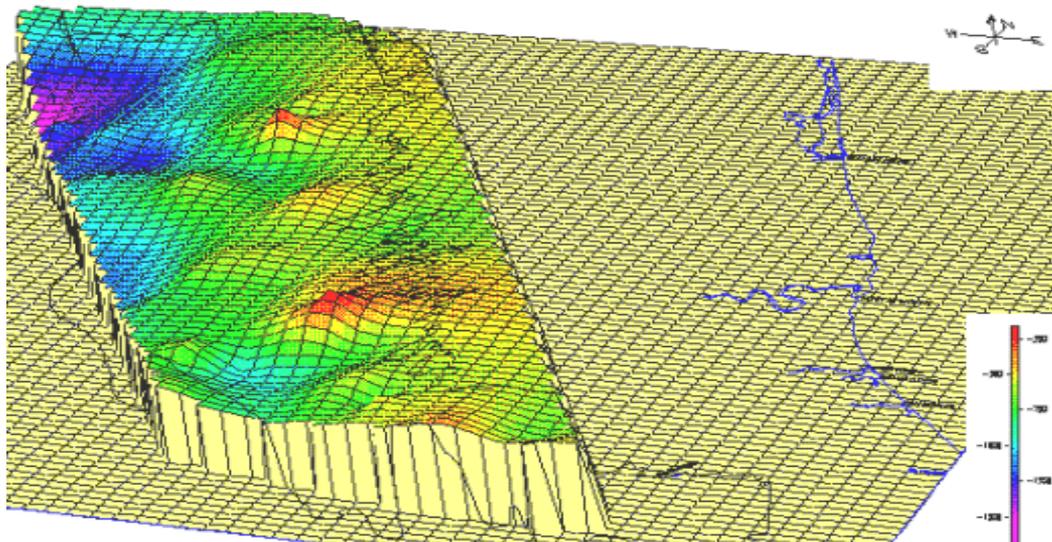


Figura 1.9. *Bloque diagramático de la Superficie predeposicional.*

La **Figura 1.9** ilustra la conformación del paleorelieve de la cuenca, y pone de manifiesto, el porqué, de la distribución de los sedimentos, en ella se observa con claridad y bastante aproximación, las irregularidades topográficas de la superficie que sirvió de sustrato a los sedimentos del Terciario Inferior.

1.3.3. REGISTROS GEOFÍSICOS

En el desarrollo de campos de Chicontepec la perforación de pozos se lleva a cabo por macroperas con 1 pozo vertical y 11 a 18 direccionales. Por otro lado normalmente, después del tubo conductor de 16" que normalmente se inca a 50 m., se utilizan tres etapas de tuberías de revestimiento desde la superficie hasta su profundidad total. La siguiente tabla muestra un set típico de registros para un pozo vertical, estratégico u horizontal.

Etapa	Intervalo (mdbmr)		Registros geofísicos
1°	50	500	Inducción/SP/RG/Sónico de porosidad
2°	500	1860	Registros básicos Arreglo inductivo Litodensidad Neutrón Registros especiales Rayos gama espectral Sónico dipolar Mineralógico Imágenes Resonancia magnética Registro de presiones tipo SFT
3°	1860	3137	Registros básicos Arreglo inductivo Litodensidad Neutrón Registros especiales Rayos gama espectral Sónico dipolar Mineralógico Imágenes Resonancia magnética Registro de presiones tipo SFT

Tabla 1.1. *Registros Geofísicos*

De los datos petrofísicos de núcleo, se construyeron gráficas cruzadas de porosidad contra permeabilidad. La primer gráfica que se construyó fue a un multipozo como se muestra en la **Tabla 1.1**, donde se puede apreciar la distribución de información, aunque existe una nube de datos gruesa; se puede observar en la **Figura 1.10** que existe un lineamiento entre ambos parámetros.

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

La porosidad varía principalmente entre 2 y 14%, y llega a alcanzar esporádicamente valores mayores del 20%. La permeabilidad varía de 0.01 a 100 md, alcanzando valores más altos en pozos aislados.

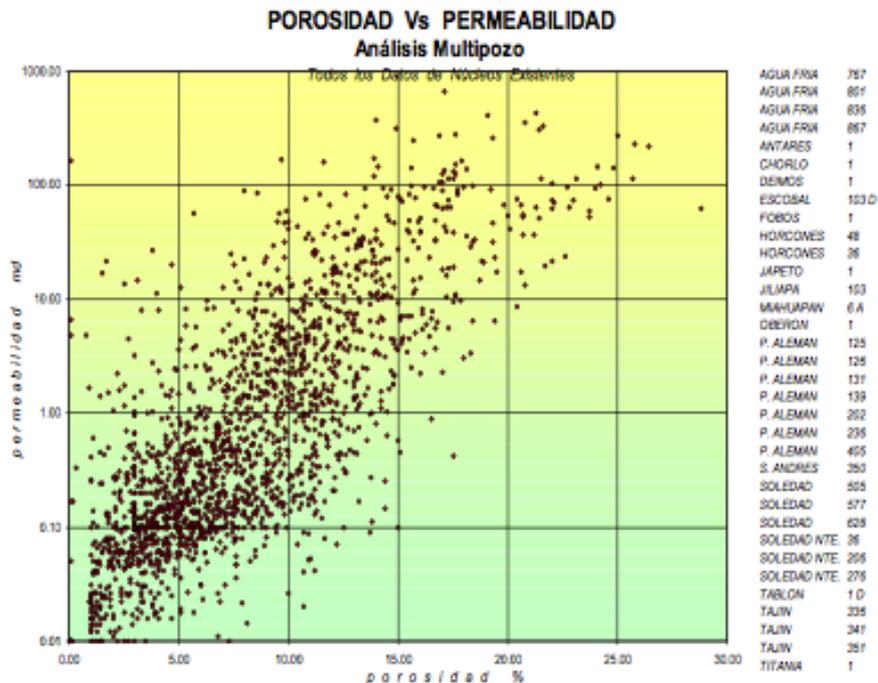


Figura 1.10. Análisis Multipozo de Porosidad vs Permeabilidad

1.3.4. SISTEMA ROCA-FLUIDO

Los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec tienen baja permeabilidad, donde los mecanismos naturales de desplazamiento se limitan a la expansión de la roca y los fluidos, así como el empuje por gas disuelto liberado sin otros medios naturales para el mantenimiento de presión como podría ser un acuífero activo o un casquete de gas.

A continuación, en la **Tabla 1.2** se muestran las características de los yacimientos del Paleocanal de Chicontepec:

Roca		Fluido	
Formación	Chicontepec	Tipo de fluido	Aceite negro
Edad	Paleoceno-Eoceno inferior	Tipo de empuje	Expansión de gas en solución
Tipo de roca	Areniscas y lutitas interestratificadas	Densidad del aceite	18° a 45° API
Tipo de trampa	Estratigráfica	Presiones iniciales	80 a 360 kg/cm ²
Porosidad	8 a 12 %	Presión de saturación	50 a 330 kg/cm ²
Permeabilidad	.1 a 5 mD	Viscosidad	.5 a 17 cP
Espesor bruto	1900 m		
Espesor neto	500 m		
Profundidad	100 a 2500 m.b.n.m.		

Tabla 1.2. Características de los yacimientos de Chicontepec

Algunas características petrofísicas de lo roca de los diferentes campos del Paleocanal de Chicontepec (Porosidad y permeabilidad).

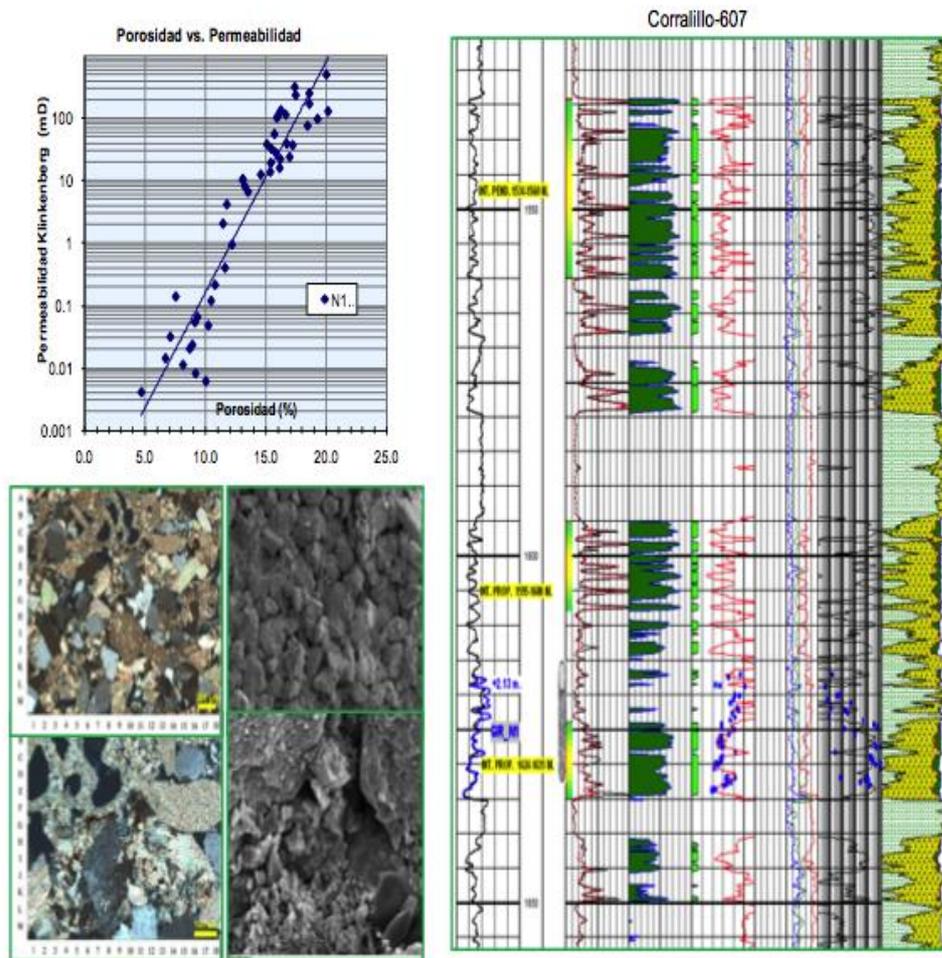


Figura 1.11. Evaluación petrofísica del pozo Corralillo-607

La **Figura 1.11** muestra una evaluación petrofísica del pozo Corralillo-607, donde se observa el intervalo donde fue recuperado un núcleo. Con los datos del núcleo se realizó la calibración realizada a las curvas procesadas y la correlación del GR-núcleo y GR- registro. En la gráfica cruzada en la parte superior izquierda, se aprecia la nube de valores generada entre la porosidad y la permeabilidad, el rango de porosidad es de 5 a 20% y permeabilidad de 0.01 a 400 mD.

En la **Figura 1.11** (sección izquierda) tiene la finalidad de mostrarnos el tamaño y forma del grano, textura, mineralogía y tamaño de garganta de poro. La petrográfica muestra una litarenita calcárea de grano medio. Los diámetros de grano varían entre limo grueso (0.05 mm) y arena gruesa (0.53 mm) con predominio del tamaño arena media (0.27 mm). La selección de constituyentes es moderada a pobre.

La porosidad intergranular es alta y bien conectada por lo que la roca se considera con buena calidad de yacimiento, texturalmente es submadura.

1.3.4.1. ANÁLISIS PVT

De acuerdo con los análisis realizados por el laboratorio de yacimientos, con las muestras de fondo obtenidas, se llevó a cabo la caracterización de los aceites en el yacimiento. De los muestreos realizados en superficie también es importante la información de gravedad API y viscosidades, las cuales son distintas en temperatura y presión a las muestras de fondo (PVT), complementándose entre ellas, como se muestra en la **Tabla 1.3**.

GRAVEDAD API		
Mínima	Promedio	Máxima
17	22	25

Tabla 1.3. Gravedad API por paquetes de arena.

Para los PVT que cuentan con análisis composicional, se elabora una envolvente de fases con sus líneas de calidad, comprobando que la presión de burbuja medida se encuentra sobre la línea de la envolvente; un ejemplo claro de estas condiciones se puede observar en la **Figura 1.12**, correspondiente al

pozo Tajín-446 donde se puede apreciar que la presión del yacimiento es de 210.9 kg/cm², y la presión de burbuja es de 182.8 kg/cm² a 87.7 °C.

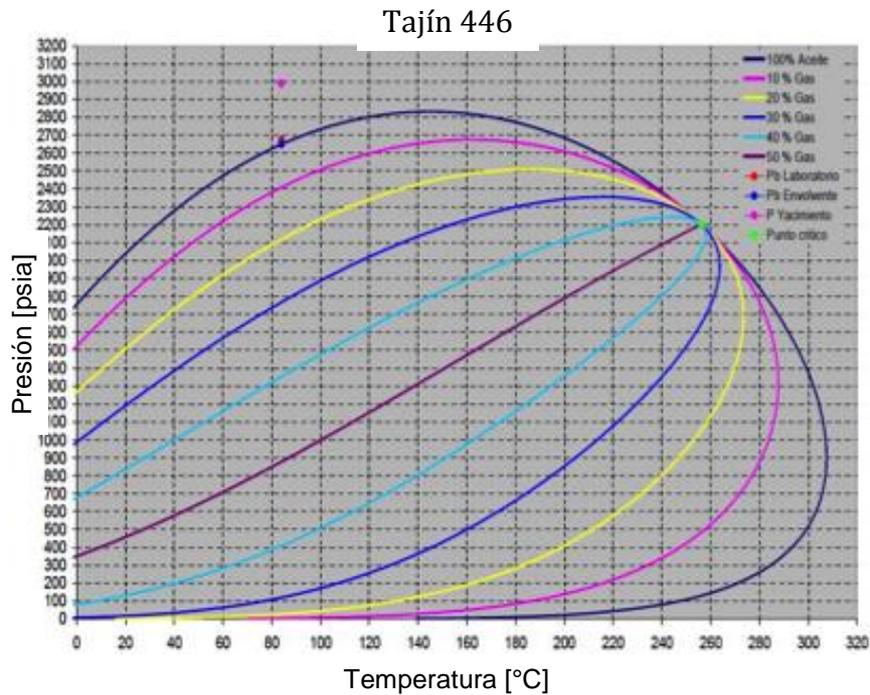


Figura 1.12. *Envolvente de fases del Pozo Tajin-446*

Los análisis PVT representativos para este sector se pueden mencionar los de los pozos Corralillo-301 con una presión de burbuja de 127 kg/cm² para el campo Corralillo. En las **Tablas 1.4** y **1.5** se presenta un resumen de los análisis PVT realizados a los pozos del Sector 7.

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

Pozo	No.	Formación	Fecha análisis	Estado del pozo	Intervalo Productor mdbmr	Presión del Yacimiento (kg/cm ²)
Tajín	318	Chic. Canal	Nov 94	Cerrado	1800-1830	133.9
Tajín	352	Chic. Canal	May 94	Cerrado	1510-1540	184.6
Tajín	367	Chic. Canal	Jul 80	Cerrado	1873-1918	192.6
Tajín	446	Chic. Canal	Dic 03	Cerrado	1900-1940	210.2
Tajín	679	Chic. Canal	Jun 87	Cerrado	1565-1610	158.0
Corralillo	301	Chic. Canal	Abr 09	Cerrado	1808-1836	159.3

Tabla 1.4. Resumen de muestreo PVT.

Pozo	No.	Temperatura del Yacimiento (°C)	Presión de Saturación (kg/cm ²) @ Ty	Factor del Volumen del Aceite (m ³ /m ³) @ Ps y Ty	Relación Gas Disuelto-Aceite (m ³ /m ³) @ Ps y Ty	Viscosidad del Aceite C.P. @ Ps y Ty
Tajín	318	86	130.0	1.2821	60.5	-
Tajín	352	78	128.0	1.2000	41.1	-
Tajín	367	83	110.0	1.1977	50.6	16.70
Tajín	446	84	187.8	1.2265	79.0	2.68
Tajín	679	72	156.0	1.2015	57.3	-
Corralillo	301	66	127.2	1.2042	64.9	2.99

Tabla 1.5. Resumen de muestreo PVT.

1.3.5. MAPAS PETROFÍSICOS

Los mapas petrofísicos de porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, saturación de agua y espesor impregnado, son productos generados con la información petrofísica procesada y sirven para apoyar y minimizar la incertidumbre del desarrollo de los campos, la ampliación de cartera de localizaciones y reparaciones mayores (RMA).

Estos se realizan a los yacimientos u objetivos primarios desde el punto de vista de producción, como se incluye un mapa del yacimiento C-70, en la **Figura 1.13**.

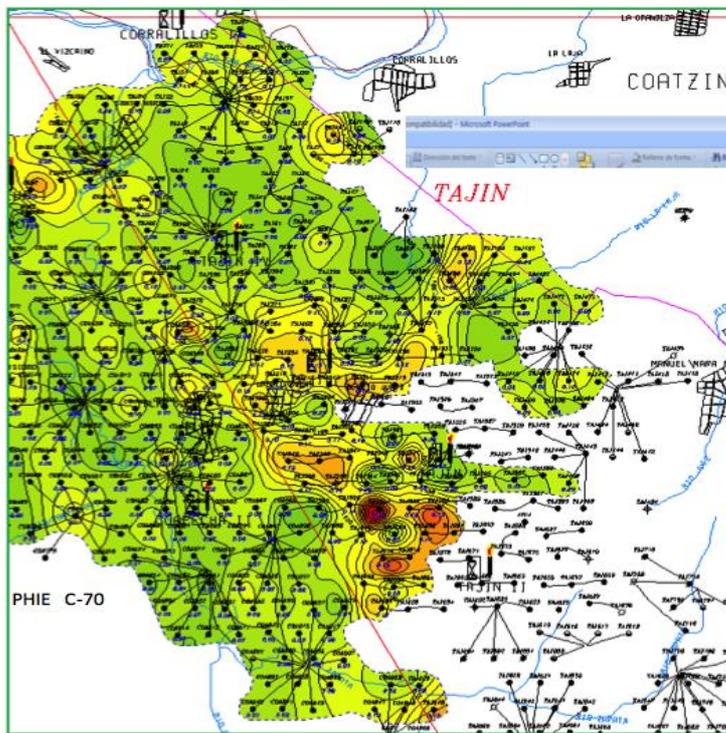


Figura 1.13. Mapa de porosidades, la configuración corresponde al yacimiento C-70.

La banda de colores verde representa valores de porosidades menores al 7%, en amarillo porosidades entre 8 y 12%, en color naranja entre 13 y 17% y en rojo porosidades mayores al 18%. Como se puede observar existe una zona de buena a excelente porosidad de la parte central, incrementándose hacia la parte sur.

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

La línea diagonal roja divide a los pozos de los campo Tajín y Coapechaca (Oriente y Occidente respectivamente).

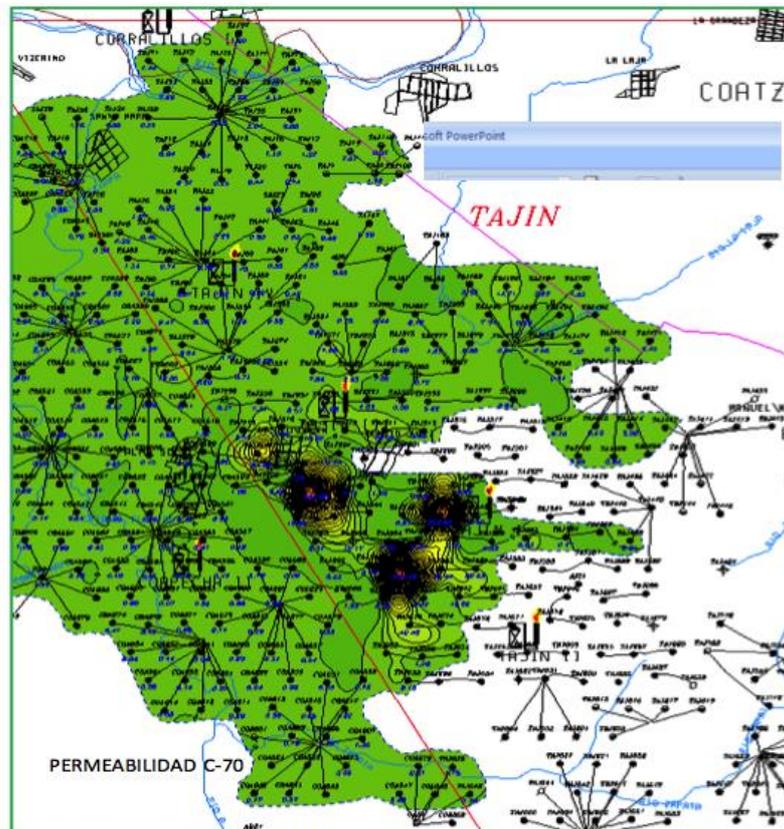


Figura 1.14. Mapa de permeabilidad. La configuración corresponde al yacimiento C-70.

El rango de permeabilidades es de 0.01 a 20 mD para la porción oriental, como se puede observar en la **Figura 1.14** en color verde olivo oscuro. En una porción del centro y hacia el Sur-Este existen permeabilidades mayores de 10 mD, esta zona se observa en color amarillo al rojo, considerando esta zona como la de mayor flujo de fluidos. La línea diagonal roja divide a los pozos de los campo Tajín y Coapechaca (oriente y occidente respectivamente).

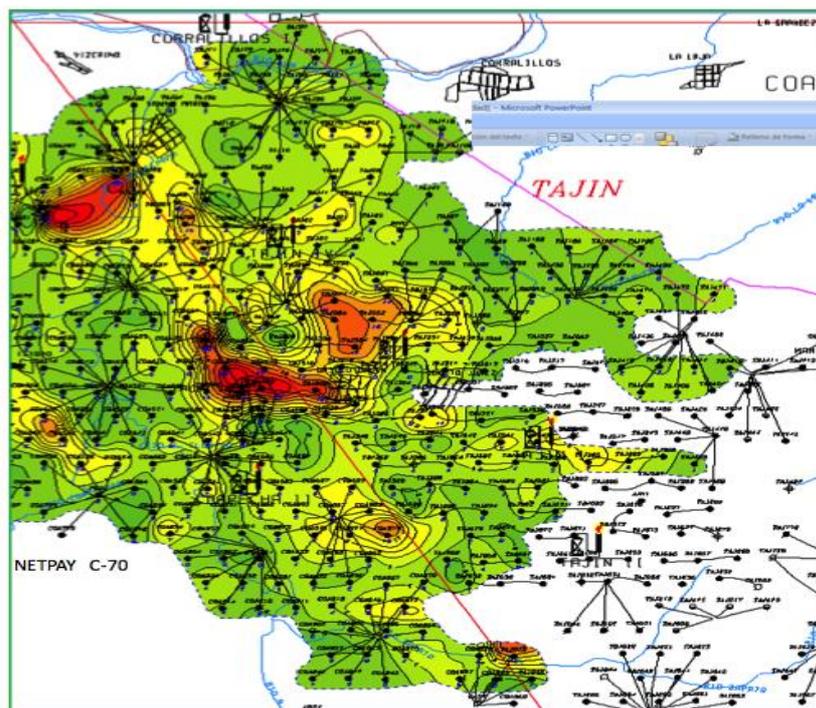


Figura 1.15. Mapa de espesor impregnado (NETPAY).

La **Figura 1.15.** corresponde al yacimiento C-70. En color rojo se aprecian zonas con espesores de más de 20 metros de impregnación, en color anaranjado entre 14 y 20 metros de impregnación, en color amarillo el área de 10 a 13 metros y el color verde oscuro y claro menor de 10 metros de espesor impregnado. La línea diagonal roja divide a los pozos de los campo Tajín y Coapechaca (oriente y occidente respectivamente).

1.4. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA

1.4.1. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y PRODUCCIÓN

En la historia de presión de los campos Corralillo y Tajín, se han realizado al yacimiento Chicontepec 13 pruebas de presión y registros MDT, donde en los primeros registros se midió una presión inicial de 204 kg/cm^2 (2,900 psia) a nivel de referencia de 1500 mvbnm, como se muestra en la **Figura 1.16.**

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

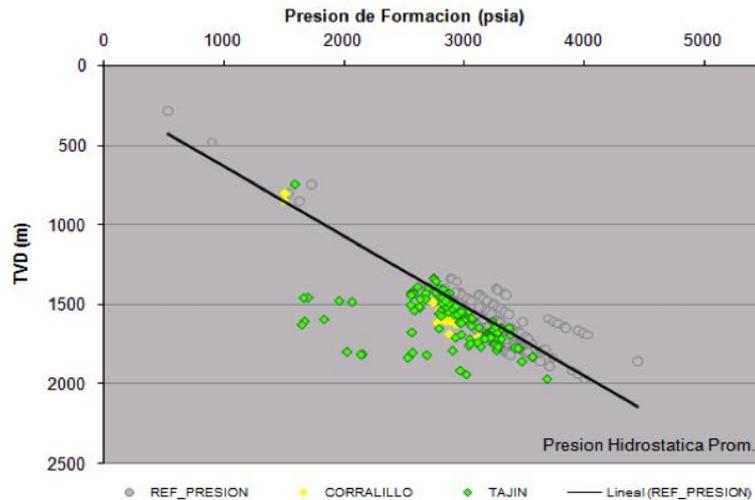


Figura 1.16. Comportamiento de presión (MDT) vs profundidad.

La **Figura 1.17** muestra un mapa del sector Tajín-Corralillo indicando la distribución de pozos que tienen pruebas de presión Pos-Fractura y Mini-Fall Off, adicionalmente se observan dos tablas con parámetros de yacimiento derivados de la interpretación de las mismas.

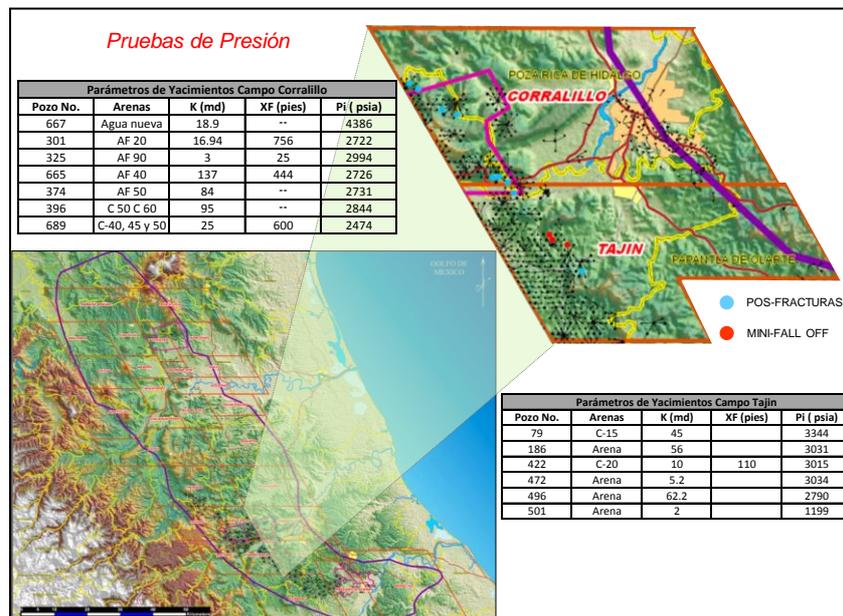


Figura 1.17. Distribución de pruebas de presión Sector Tajín-Corralillo.

Como ejemplo de prueba pre-fractura se muestra en la **Figura 1.18**, la prueba Fall Off que se realizó al pozo Tajín-501, en la cual se inyectaron 100 barriles de salmuera potásica, a un gasto de 1 barril por minuto, cerrando

posteriormente el pozo por 40 horas, como se muestra en la **Figura 1.18**.

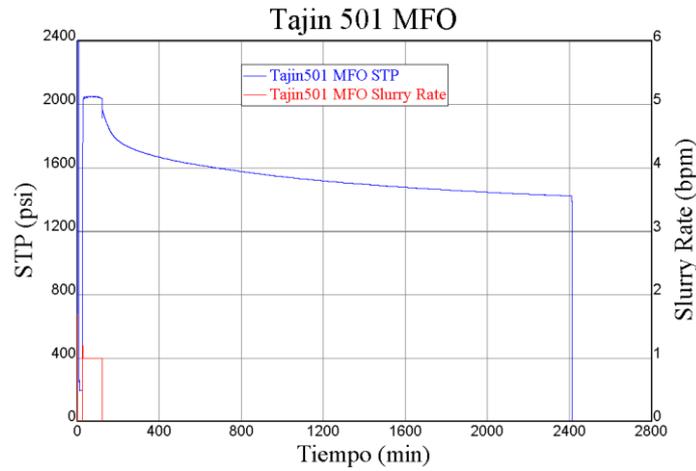


Figura 1.18. Prueba Fall-Off del pozo Tajín-501.

En pruebas post-fractura, generalmente se realizan pruebas de producción a diferentes estranguladores (pruebas de potencial), lo recomendable en este tipo de pruebas es que se finalice con una prueba de incremento de presión. Como ejemplo de una prueba post-fractura se muestra el análisis al pozo Corralillo-667, que fluyó por diferentes estranguladores, registrando la presión como se muestra en la **Figura 1.19**.

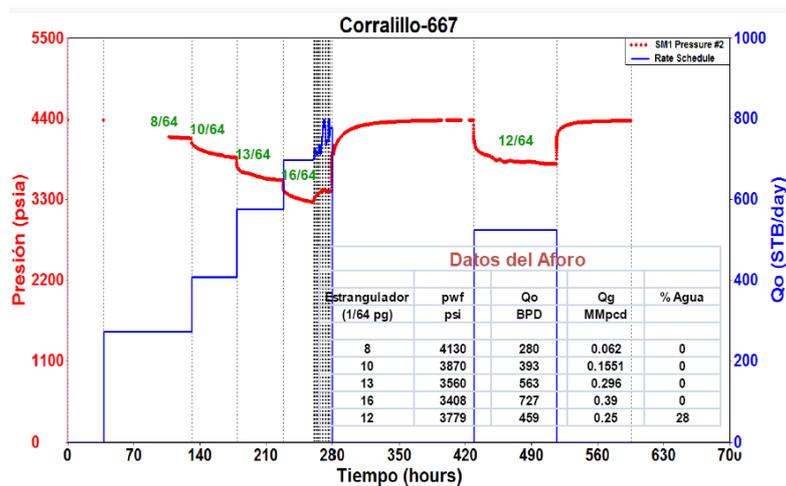


Figura 1.19. Comportamiento de presión - producción a diferentes estranguladores.

SECTOR 7 TAJÍN-CORRALILLO. GENERALIDADES

En los registros de presión de fondo cerrado de la **Figura 1.20** se grafica la presión promedio del año por campo, donde se observa que en el campo Tajín no existe una caída importante de presión en promedio.

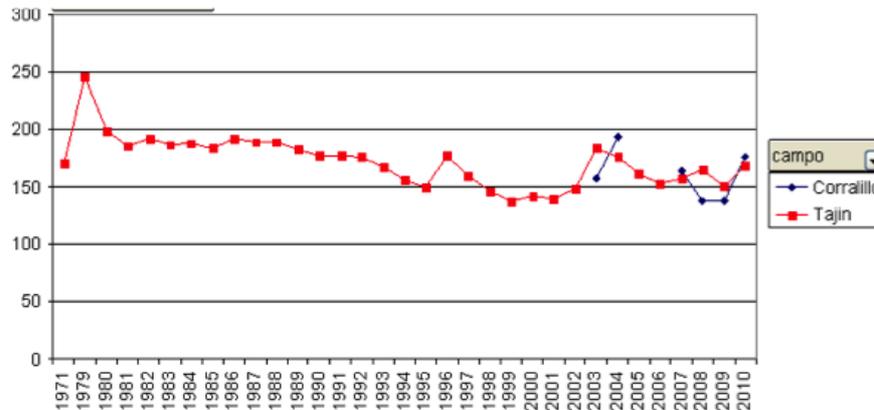


Figura 1.20. Comportamiento de presión (RPF) Vs tiempo.

Derivado de las bajas propiedades petrofísicas que exhiben los yacimientos de edad terciaria del Sector Tajín-Corralillo, en la mayoría de los pozos es necesario realizar fracturamientos hidráulicos para comunicar el yacimiento hacia el pozo debido a que la formación no aporta al disparó.

En la **Figura 1.21** se muestra una gráfica de diagnóstico aplicando un modelo de flujo radial compuesto para el yacimiento, con la cual se obtuvo una permeabilidad y una presión inicial.

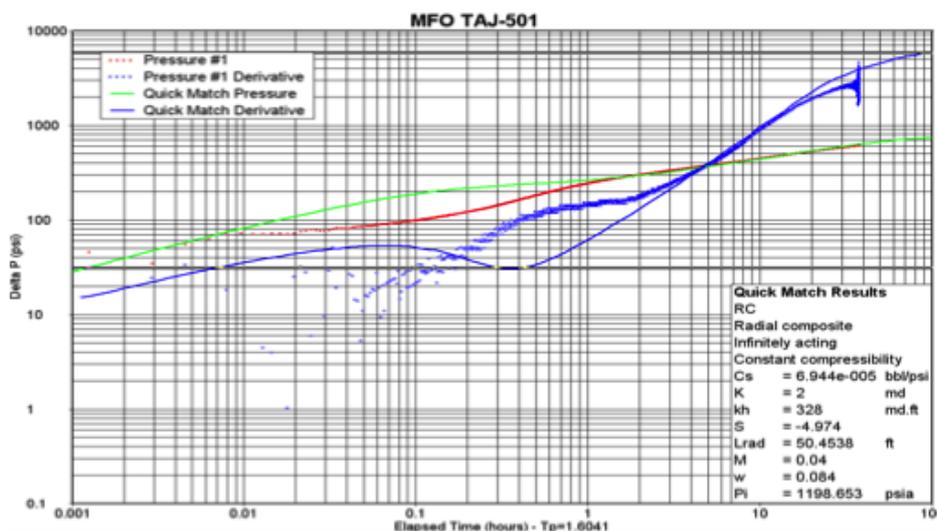


Figura 1.21. Gráfica de diagnóstico.

Con los resultados obtenidos de la gráfica de diagnóstico se puede realizar una simulación del comportamiento de la presión, como se puede observar en la **Figura 1.22**.

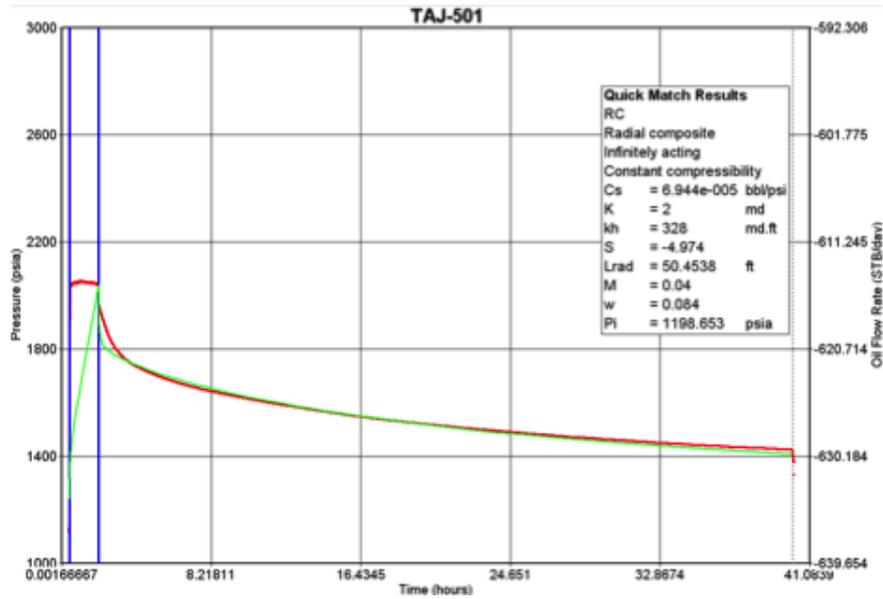


Figura 1.22. Comportamiento de la presión.

Al analizar la gráfica de diagnóstico se obtuvo el ajuste mostrado en la **Figura 1.23** obteniendo los parámetros de permeabilidad y presión inicial.

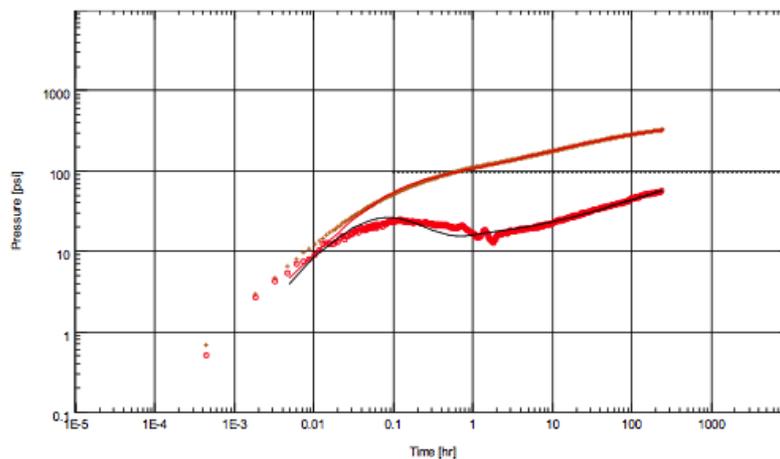


Figura 1.23. Periodo lineal.

Y un ajuste del comportamiento de presión-producción con los parámetros obtenidos como se muestra en la **Figura 1.24**.

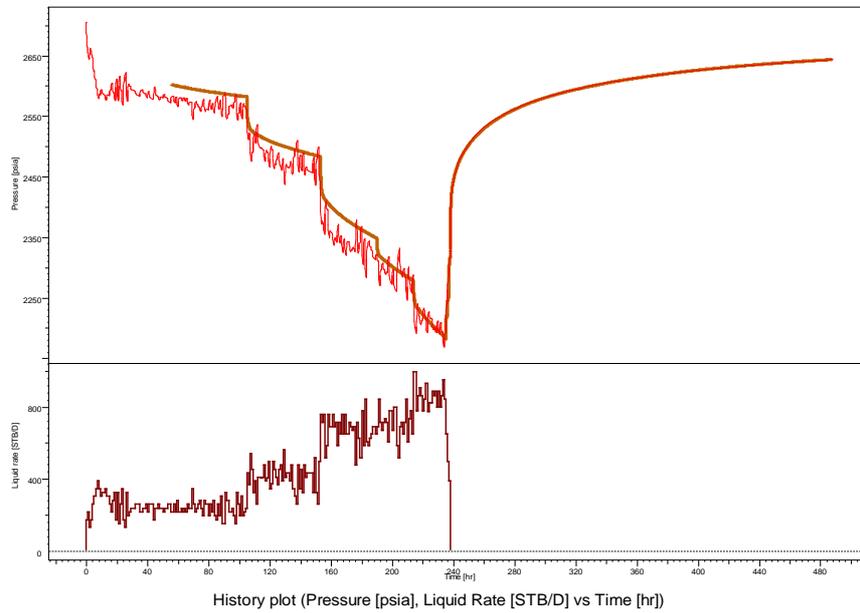


Figura 1.24. *Comportamiento de presión-producción del pozo Corralillo-301.*

FACTORES CRÍTICOS DEL SECTOR 7

CAPÍTULO II

II. FACTORES CRÍTICOS DEL SECTOR 7

La aplicación de la ingeniería consiste en el diseño de diversos parámetros para controlar el proceso de perforación y al mismo tiempo considerar las condiciones de explotación presente y futura, particularmente en los temas de reparaciones mayores y la instalación de sistemas artificiales de producción.

Existen factores críticos que están identificados, y que se enlistan a continuación:

- Disponibilidad de los equipos de perforación y reparación de pozos suficientes para cumplir con las metas físicas de intervención a pozos contemplados en el programa correspondiente.
- Capacidad de ejecución suficiente para construir la infraestructura de explotación requerida para el transporte y recolección de los hidrocarburos producidos.
- Productividad y reactivación de pozos: optimizar el comportamiento de los pozos fluyentes, el desempeño de los sistemas artificiales, así como la reactivación de pozos intermitentes y cerrados, asegurando la continuidad operativa de los pozos, con máxima eficiencia y viabilidad de costos.
- Medición y monitoreo de pozos: medir, analizar, diagnosticar y ajustar las condiciones de operación de los pozos, así como identificar áreas de oportunidad y mejora para modificar la infraestructura buscando optimizar el flujo de los pozos.

2.1 MECANISMO DE EMPUJE

Con base en el análisis PVT con el que se cuenta hasta el momento, se ha determinado que la presión original de los yacimientos se encuentra por arriba de la presión de saturación del aceite contenido en ellos, por lo cual se trata de yacimientos bajo saturados.

En relación a lo anterior y debido a que no se ha observado indirectamente la presencia de un acuífero o la formación de un casquete de gas, se puede determinar que el principal mecanismo de empuje bajo el cual producen los yacimientos de los campos Corralillo y Tajín es la expansión de gas en solución, y en segundo término a la expansión del sistema roca-fluidos, ya que a la fecha no se ha identificado algún acuífero o casquete de gas en estos yacimientos.

En el Sector 7, integrado por los campos Corralillo y Tajín, los hidrocarburos son producidos a través de pozos que aprovechan el efecto de los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento.

Antes de iniciar la explotación, los fluidos se encuentran confinados a altas presiones y temperaturas. Cuando se perfora un pozo, se crea un diferencial que permite la expansión del sistema roca-fluidos, lo cual empuja a los hidrocarburos hacia la superficie. A medida que la producción continúa, el yacimiento disminuye su energía, hasta que llega el momento en que se requieren inversiones económicas adicionales para mantener su producción a través de nuevos mecanismos. Los proyectos posibles incluyen el uso de sistemas artificiales de producción para llevar el aceite del fondo de los pozos hacia la superficie y la optimización de las instalaciones superficiales de producción.

En este tipo de empuje, por gas en solución, la saturación de agua en el yacimiento se encuentra cercana al valor irreducible. La presión inicial del yacimiento es igual a la presión del punto de burbuja y, en caso que sea mayor, la presión declinará rápidamente al valor de burbuja como consecuencia de la producción. Durante esta etapa todo el gas permanece en

solución.

Una vez que se ha conseguido la presión de burbuja en el yacimiento, la posterior producción de los fluidos causa que la presión continúe descendiendo, lo que produce la liberación del gas disuelto en el yacimiento. Este gas libre alcanza la fase continua cuando la saturación de gas excede a la saturación crítica, permitiendo su movilidad.

Este gas liberado podría formar una capa de gas, lo que correspondería a otro mecanismo de empuje. Para que no se forme una capa de gas la permeabilidad vertical debe ser muy pequeña, a fin de que el gas fluya preferencialmente hacia el pozo. De este modo se observará en los pozos un incremento de la relación gas- aceite.

En este caso el mecanismo principal se debe al empuje de gas en solución y a la expansión del aceite; se entiende que se pueden desprestigiar los efectos de la expansión del agua y de la roca por ser muy pequeños comparados con la energía contenida asociada al gas libre altamente expansible.

El mecanismo de empuje en los campos del Sector 7 es debido a la expansión del gas disuelto en el aceite y en mayor grado y con menor influencia el empuje debido a la expansión del sistema roca-fluidos.

Derivado de las bajas propiedades petrofísicas que exhiben los yacimientos de edad terciaria del Sector Tajín-Corralillo, en la mayoría de los pozos es necesario realizar fracturamientos hidráulicos para comunicar el yacimiento hacia el pozo debido a que la formación no aporta al disparo.

2.2 VOLUMEN Y FACTOR DE RECUPERACIÓN

El volumen original in situ de hidrocarburos de los campos Corralillo y Tajín que comprenden el Sector 7, fue recalculado en 1998, como parte del estudio de “Caracterización Geológica Regional de Chicontepec”.

El resultado de las evaluaciones petrofísicas de los pozos permitió la generación de mapas de isopropiedades a partir de valores promedio de corte por pozo, mismos que se utilizaron para aplicar el Método Volumétrico. Cabe mencionar que el volumen de hidrocarburos (aceite y gas) que se encuentra en un yacimiento entrampado en un área determinada se obtiene a condiciones de superficie; lo recuperable de este volumen in situ es lo que se define como reserva y está en función del factor de recuperación, como se muestra en la **Tabla 2.1.**

Campo	VOA 1P (mmb)	VOGN 1P (mmmpc)	VOA 2P (mmb)	VOGN 2P (mmmpc)	VOA 3P (mmb)	VOGN 3P (mmmpc)	FR 1P %aceite	FR 2P %aceite	FR 3P %aceite
Tajín	853	298	1672	585	2293	803	10	11	18
Corralillo	472	195	1449	599	1846	763	10	13	22
Total	1325	493	3121	1184	4139	1566	10	12	20

Tabla 2.1. Valores de reserva remanente con el factor de recuperación actual para cada tipo de reserva.

Derivado de la actividad de perforación de pozos, de la interpretación sísmica 3D, del análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas, se han reevaluado las reservas de los campos a partir de los procesos de certificación externa e interna iniciados desde 1999.

El resultado de dichos procesos incluyendo ajustes puede mejorarse con la aplicación de mejores prácticas, mejores tecnologías y disminución de costos.

Las reservas al primero de enero de 2012 correspondientes a los campos Corralillo y Tajín, se muestran para cada categoría en la **Tabla 2.2.**

Campo	Aceite 1P (mmb)	Gas 1P (mmmpc)	PCE 1P (mmb)	Aceite 2P (mmb)	Gas 2P (mmmpc)	PCE 2P (mmb)	Aceite 3P (mmb)	Gas 3P (mmmpc)	PCE 3P (mmb)	Acum.Nov. 2011 (mmb)	Acum.Nov. 2011 (mmmpc)
Tajín	44	73	51	142	365	178	385	973	482	39	76
Corralillo	37	54	45	181	485	258	407	1048	572	9	13
Total	81	127	96	323	850	436	792	2021	1054	48	89

Tabla 2.2. Reservas oficiales al 1 de enero del 2012.

La producción del campo Corralillo se inició en Julio de 1986 con un gasto inicial de 100 bpd, alcanzando su pico de producción en Noviembre del 2011 con un gasto de 14.1 mmbpd, esto lo podemos apreciar en la **Figura 2.1**.

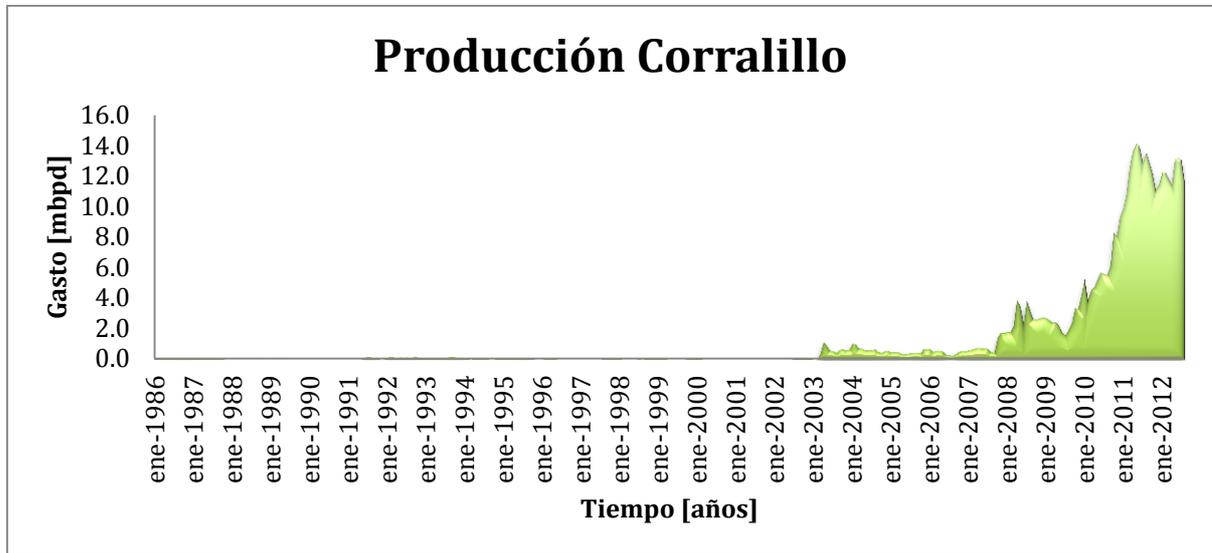


Figura 2 .1. *Historia de producción del Campo Corralillo.*

La producción del campo Tajín se inició en Enero de 1986 con un gasto inicial de 1600 bpd, alcanzando su pico de producción en Mayo del 2008 con un gasto de 14 mmbpd, se puede per catar en la **Figura 2.2**.

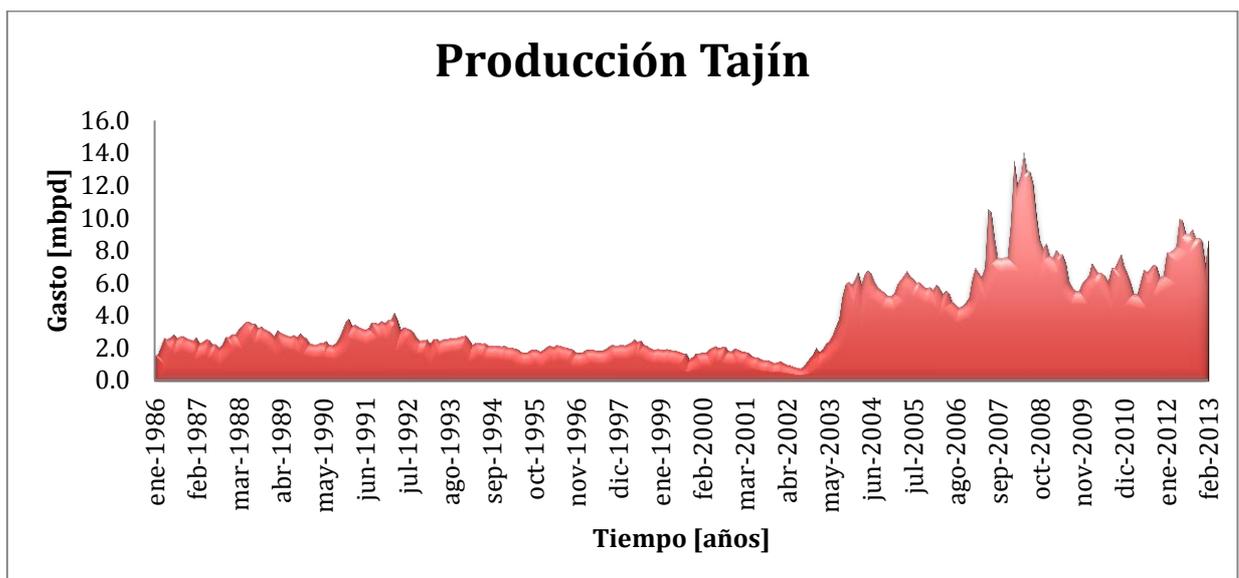


Figura 2 .2. *Historia de producción del Campo Tajín.*

2.3 FACTORES DE RECUPERACIÓN DEL SECTOR 7

Desde enero del 2002 hasta diciembre del 2012 se han presentado los factores de declinación anuales de los campos Tajín y Corralillo (Sector 7) como se muestran en los **Anexos 1 y 2**.

2.4 ALTERNATIVA DE DESARROLLO PARA EL MANTENIMIENTO DE PRESIÓN EN EL SECTOR 7

Una vez evaluadas las alternativas, se identificó que la alternativa de un desarrollo de los campos de mantenimiento de presión mediante la instalación de sistemas artificiales de producción y aplicación de tecnología es la mejor opción.

El criterio de selección de la alternativa propuesta para desarrollar el Sector, se basa en diversos parámetros, entre ellos los volumétricos que maximizan la recuperación de aceite y gas, los económicos como el rendimiento de la inversión (VPN/VPI) y el VPN. Lo anterior contempla la factibilidad de la alternativa y su aplicación en el menor tiempo posible, así como la disponibilidad de insumos y el aprovechamiento de infraestructura de explotación existente.

Los aspectos de decisión para la selección de la alternativa de desarrollo para el Sector 7 Tajín-Corralillo consideraron:

- Conocimiento del subsuelo e información disponible.
- Situación actual de desarrollo del proyecto.
- Reserva de hidrocarburos.
- Tecnologías disponibles.
- Aprovechamiento de instalaciones de producción existente.
- Valor Presente Neto.

Las acciones involucradas en el desarrollo del Sector 7 consideran la construcción de macroperas e infraestructura relacionada, realizar fracturamiento a los pozos, así como la instalación de sistemas artificiales para el mantenimiento de presión.

Los análisis de las especificaciones del tipo de instalación deben de comenzar mientras los pozos están fluyendo. La aplicación de un cierto sistema artificial de producción depende de que si un solo pozo, un grupo de pozos, un campo o un activo lo requieran.

El tipo de sistema artificial requerido es influenciado si existe o no una terminación convencional o múltiple. Las terminaciones múltiples presentan problemas, ya que no proveen suficiente espaciamiento tubular, por lo que la elección del sistema artificial no estará determinada por el diseño óptimo o por criterios económicos, sino por limitaciones físicas.

También la consideración de la existencia de una fuente de energía como motor principal. En algunas áreas puede o no ser existente, de manera económica, técnica o práctica. La electricidad ha cobrado importancia debido a su disponibilidad y a su aplicación para la automatización. El costo de compra, transporte, almacenamiento y manejo se puede volver prohibitivo cuando se requiere diesel o propano como fuente primaria de energía.

El diseño del sistema artificial también depende de las condiciones de producción; también las condiciones climáticas severas afectan la elección del sistema artificial. El frío o calor extremo, los fuertes vientos, el polvo o la nieve pueden limitar esta elección. La corrosión también es un factor importante para escoger un sistema artificial. Si se tienen crudos amargos, producción de salmuera y corrosión por oxígeno y CO₂, estos afectan también la selección del sistema artificial, al igual que la producción de sólidos como arena, sal parafinas y asfaltenos.

La profundidad del intervalo productor y la desviación del pozo deben de ser considerados para lograr un potencial de levantamiento adecuado para tiempos futuros. Las relaciones gas aceite y agua deben de ser consideradas también,

ya que son factores limitantes de los tipos de sistemas artificiales.

En otras palabras, debe considerarse el yacimiento de forma integral.

Los objetivos a largo plazo de producción dependen de las características del yacimiento. El diseño y la selección del sistema artificial deben reflejar estos objetivos. Esto nos lleva a los sistemas artificiales de producción básicos en servicio.

Algo muy importante es la productividad del pozo, y una primera etapa para elegir el sistema artificial de producción apropiado de acuerdo a lo anterior se muestra en la **Tabla 2.3**.

Gasto [BPD]	Sistema artificial recomendado
Mayor a 20000	Bombeo electrocentrífugo o neumático
2000 – 10000	Cualquiera excepto bombeo mecánico
100-1000	Cualquiera
Menor a 100	Cualquiera excepto electrocentrífugo

Tabla 2.3. Productividad del pozo y sistema artificial recomendado.

También es importante la presión del yacimiento. Una vez que ha disminuido por debajo de un tercio de la presión debida a la columna hidrostática de los fluidos en el pozo, el bombeo neumático continuo se vuelve cuestionable, ya que la cantidad de gas requerida para levantar los fluidos se vuelve excesiva.

Las bombas sumergibles pueden operar por debajo de algunos cientos de libras por pulgada cuadrada, y los pistones y los sistemas hidráulicos pueden operar esencialmente a una presión de cero, tal vez requiriendo ventilación de gas.

La profundidad puede ser una limitación importante, como se ilustra en la **Tabla 2.4**:

Profundidad [ft]	Sistema artificial recomendado
Mayor a 12000	Bombeo hidráulico
10000 - 12000	Cualquiera excepto electrocentrífugo
Menor a 8000	Cualquiera

Tabla 2.4. Profundidad del pozo para el sistema artificial recomendado.

En la **Tabla 2.5** se muestran los problemas más comunes que afectan a la selección del sistema artificial de producción:

Problema	Bombeo			
	mecánico	Hidráulico	electrocentrífugo	Neumático
Arena	Normal	Normal	Normal	Excelente
Parafina	Malo	Bueno	Bueno	Malo
Alta RGA	Normal	Normal	Normal	Excelente
Agujero desviado	Malo	Bueno	Normal	Bueno
Corrosión	Bueno	Bueno	Normal	Normal
Altos	Malo	Bueno	Excelente	Bueno
Profundidad	Normal	Excelente	Normal	Bueno
Diseño simple	Si	No	Si	No
Diámetro de la TR	Normal	Normal	Bueno	Bueno
Flexibilidad	Normal	Excelente	Malo	Bueno
Escala	Bueno	Normal	Malo	Normal

Tabla 2.5. Problemas que surgen al elegir el sistema artificial de producción.

Como Factores secundarios, uno que se debe de considerar es que el sistema artificial apropiado para un pozo promedio es función de la edad del pozo.

En las etapas iniciales de un sistema artificial, la presión del yacimiento y la RGA son generalmente altas, por lo que el bombeo neumático se ve favorecido. Conforme ambas disminuyen, el bombeo neumático pierde sus ventajas y el bombeo electrocentrífugo se convierte en el más apropiado.

Finalmente, a bajas presiones y baja productividad, el bombeo mecánico y el hidráulico se convierten en los más adecuados. De cualquier manera, si la presión del yacimiento se mantiene con inyección de agua, el bombeo neumático y el eléctrico se mantienen como buenas opciones.

La selección de un sistema de extracción artificial debe tener en cuenta aspectos técnicos y económicos, de manera de elegir el sistema más eficaz, confiable y de menor costo operativo total.

Hay dos premisas a tener en cuenta: ningún sistema es capaz de cubrir todos los requerimientos simultáneamente, y el sistema de extracción elegido será cambiado durante la vida productiva del pozo, debido a la modificación de las condiciones operativas del mismo.

2.4.1. PROCEDIMIENTO DE SELECCIÓN DE SAP'S

En la **Figura 2.3** se observa el procedimiento general para seleccionar un SAP en un pozo. Es importante mencionar que en dicho procedimiento son trascendentales los siguientes aspectos: las premisas y diseños técnicos, las premisas y evaluación económicas. Lo anterior ayudará a obtener una selección técnica-económica del SAP a emplearse.

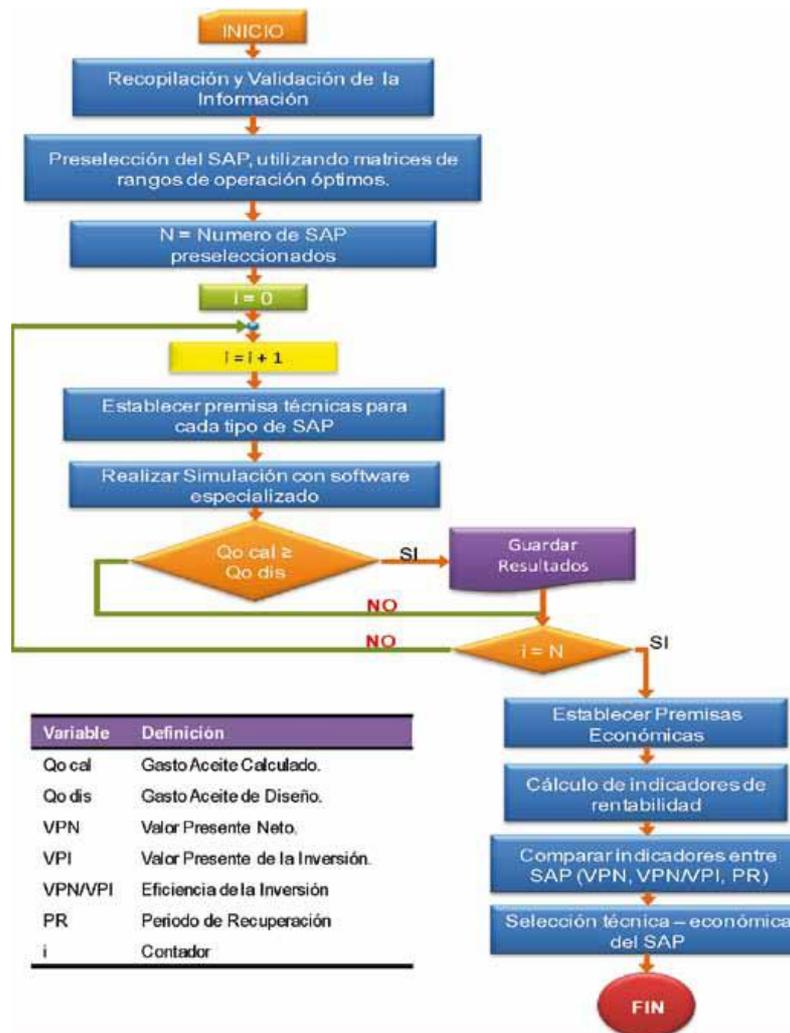


Figura 2.3. Procedimiento para la selección del SAP's en APATG.

En la **Figura 2.4** se presenta un árbol de decisiones considerando aspectos técnicos, en donde básicamente se tomaron en cuenta tres parámetros importantes para el diseño de un SAP, como son: el índice de productividad (bpd/psi), la relación gas-aceite (m³/m³) y el desplazamiento del pozo con respecto a su vertical (m). Los rangos de dichos parámetros fueron seleccionados de acuerdo a las condiciones de operación de los pozos del APATG.

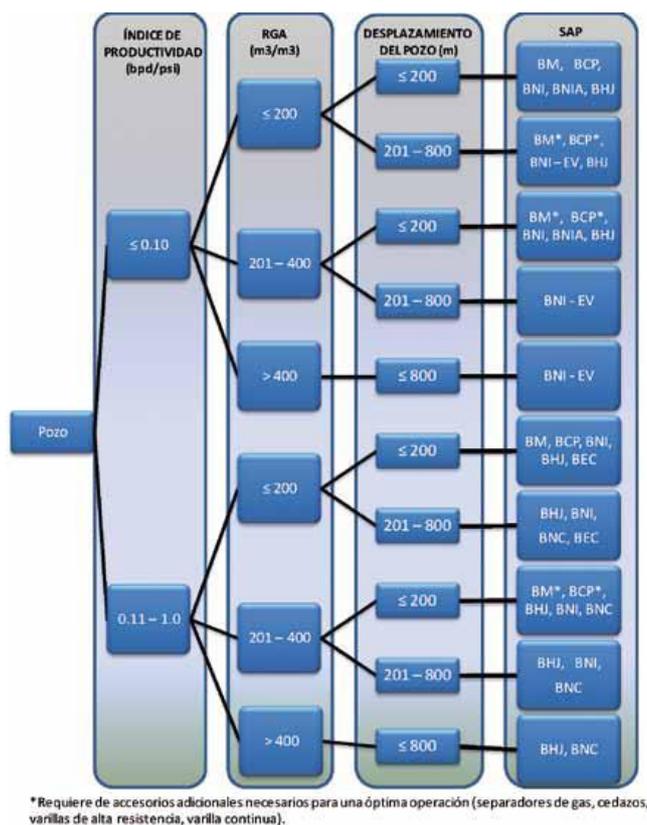


Figura 2.4. Árbol de decisiones considerando aspectos técnicos para la selección del SAP en pozos del APATG.

La incorporación de sistemas artificiales es necesaria para el desarrollo de esta alternativa, y aquellos del tipo mecánico son los de mayor versatilidad para su aplicación. El BM es una opción técnicamente viable para todos los tipos de pozos identificados en el APATG.

Durante el comportamiento de producción de pozos y en general el comportamiento del yacimiento, están sometidos a la recuperación primaria, es decir declinación natural, por lo tanto, solo se contará con la instalación de sistemas artificiales, los cuales tienen el objetivo de prolongar la vida productiva de los pozos.

No se considera la aplicación de sistemas de recuperación secundaria y/o mejorada; sin embargo, cabe señalar que el Laboratorio de Campo Corralillo podría presentar en el futuro algún programa orientado a la implantación de un sistema de recuperación secundaria o mejorada.

Actualmente se determina el volumen de líquidos, a través de turbina y el volumen de gas a través de placa de orificio.

Cabe mencionar que durante el 2011 se realizaron mediciones de pozos de forma individual. Esto con el objetivo de disponer de información de producción confiable y oportuna que refuerce los estudios del subsuelo, la operación diaria de los campos, la optimización del uso de los sistemas artificiales y en general la maximización del valor de las inversiones realizadas.

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

CAPÍTULO III

III. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

3.1. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO

El Sistema artificial de explotación de Bombeo Mecánico tiene como objetivo elevar los fluidos a la superficie cuando el pozo ha dejado de fluir por la presión natural de yacimiento. Partiendo desde el nivel dinámico, se efectuarán los cálculos necesarios para el diseño de la instalación con un mínimo de:

- Torsión.
- Carga en la varilla pulida.
- Rango de cargas en las varillas.
- Requerimientos de potencia del motor principal.
- Costos de combustible o energía.
- Costo de mantenimiento de la unidad.
- Roturas de varillas.
- Producción diferida por rotura de varillas o por reparación y mantenimiento de la unidad.
- Costo de instalación.
- Costo inicial.

Adicionalmente, el Sistema de Bombeo Mecánico debe ser resistente, de vida, eficiente, fácil y barato de transportar; silencioso, no contaminante, y seguro de instalar y de operar.

Las partes esenciales del sistema de bombeo mecánico son:

- El equipo superficial de bombeo (U.B.M.) y las conexiones superficiales.
- La bomba subsuperficial impulsada por varillas y sus accesorios.
- La sarta de varillas de succión.
- La tubería de producción (T.P.) y accesorios para bombeo mecánico.

3.1.1. EQUIPO SUPERFICIAL DE BOMBEO MECÁNICO

Tiene como función transferir energía del motor principal a la sarta de varillas de succión a través de la Unidad de Bombeo Mecánico, por lo que el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal, a un movimiento reciprocante en las varillas de succión y debe reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo. La reducción de velocidad se logra en el reductor de engranes, y al resto del equipo concierne el cambio de movimiento rotatorio en reciprocante.

La unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial, es la varilla pulida.

La varilla pulida va unida al cable colgador a través de una mordaza que sujeta a la misma después de recuperar el peso de la sarta de varillas, procurando darle el espaciamiento mínimo entre la válvula viajera y válvula de pie para evitar que la bomba succione gas y a la vez no golpee la válvula guía con el conector (que no se escuche golpeteo en la superficie).

El peso de la sarta de varillas, del fluido y las tensiones y fricciones en la misma, son soportadas por la mordaza que aprieta a la varilla pulida. Esta mordaza recarga sobre el elevador, que es sostenido por el cable colgador. El cable colgador va sujeto a la cabeza de caballo colocado en el extremo del balancín. El diseño apropiado de estos componentes, la nivelación y la alineación de la U.B.M. con respecto al árbol del pozo, aseguran el viaje vertical de la varilla pulida a través del estopero, reduciendo el desgaste de los hules, manteniendo un buen sello y evitando fugas de fluido en la superficie.

El poste Sampson sostiene al balancín en cierto punto de éste, dependiendo de la geometría de la Unidad de Bombeo Mecánico, el movimiento del balancín se transmite por medio de la manivela; la distancia de la flecha del reductor al cojinete de la biela (muñón), define la longitud de carrera de la varilla pulida. La mayoría de las unidades tiene tres orificios para el muñón y se definen como carrera mínima, intermedia y máxima, con su respectiva medida de longitud en pulgadas, excepto en la unidad hidroneumática Tieben, sin embargo, el objetivo es el mismo.

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

Los tipos de unidades que se toman en cuenta son:

a) Unidad convencional:

En la Unidad de Bombeo Mecánico convencional, la cual se muestra en la **Figura 3.1**, su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad), es en contra del sentido de las manecillas del reloj, debe tener el mismo sentido de giro del motor eléctrico.

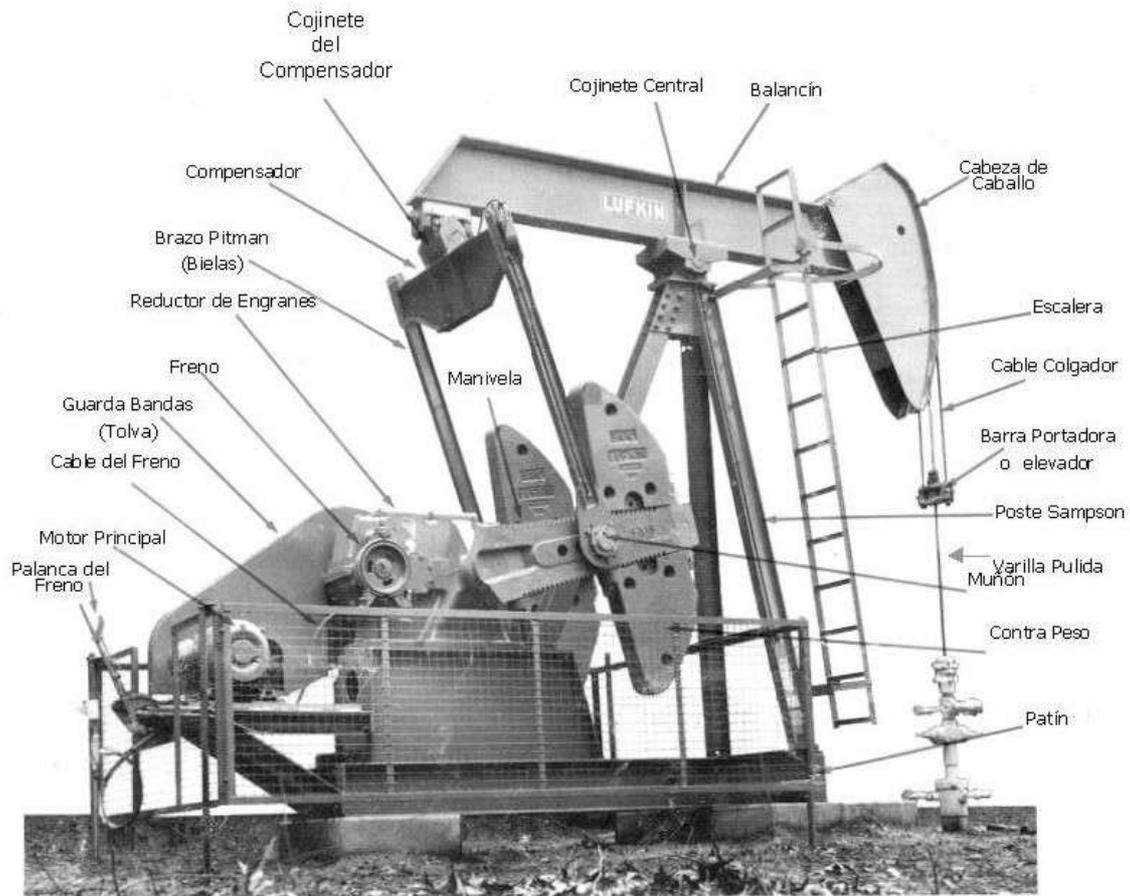


Figura 3.1. Unidad de Bombeo Mecánico convencional.

b) Unidad Mark II

En la Unidad de Bombeo Mecánico Mark II, la cual se muestra en la **Figura 3.2**, su balanceo es a través de contrapesos y su rotación (vista del lado izquierdo de la unidad), es conforme a las manecillas del reloj, ya que su sistema de lubricación en el reductor es exclusivamente para esta rotación. No debe operar en rotación contraria porque dañaría considerablemente el reductor.

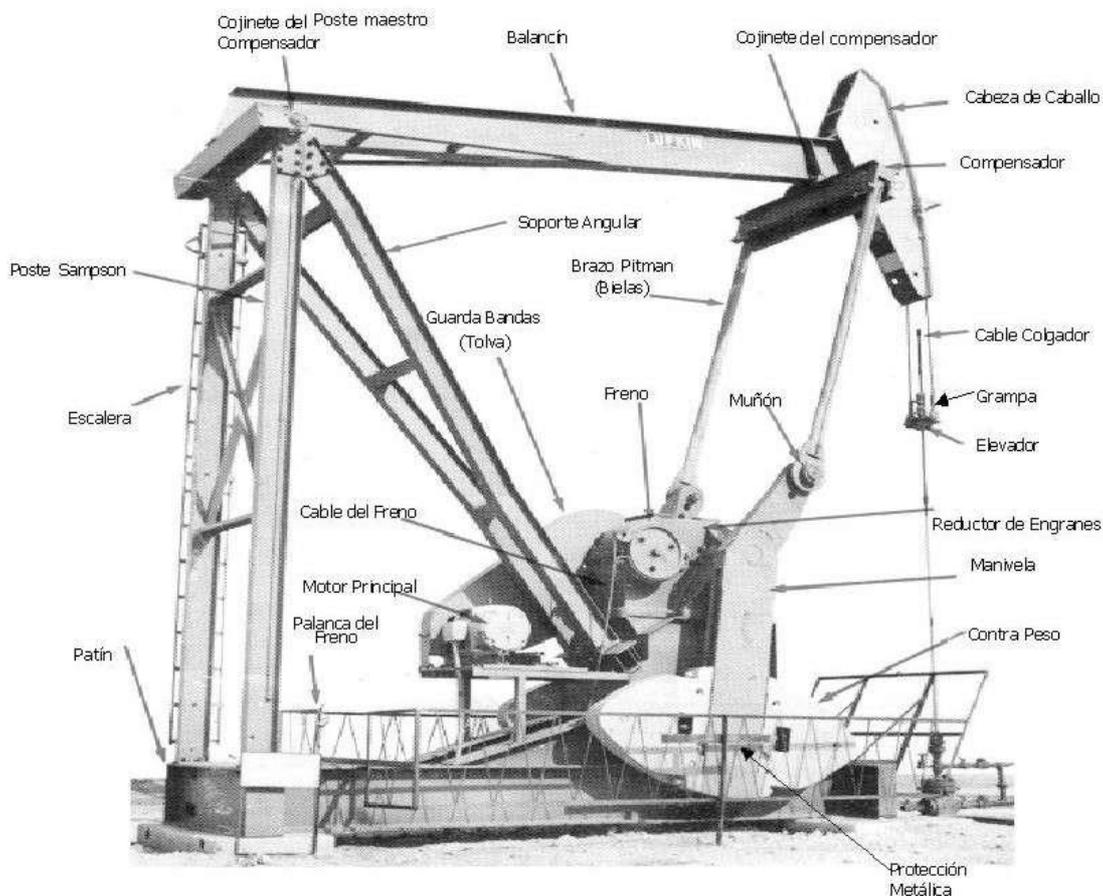


Figura 3.2. *Unidad de Bombeo Mecánico Mark II.*

c) Unidad Aerobalanceada

En la Unidad de Bombeo Mecánico aerobalanceada, la cual se muestra en la **Figura 3.3**, el balanceo es a través de aire suministrado por un motocompresor hacia un cilindro amortiguador. El motocompresor se calibra a un paro y a un arranque automático, dependiendo del peso de la sarta de varillas para que el motor principal opere sin esfuerzos. Su rotación y el sistema de lubricación del reductor es igual al de la unidad convencional.

Las partes principales de la unidad aerobalanceada son iguales a las de las unidades Mark II y Convencional, excepto el motocompresor y el cilindro amortiguador que son partes exclusivas de la unidad aerobalanceada.

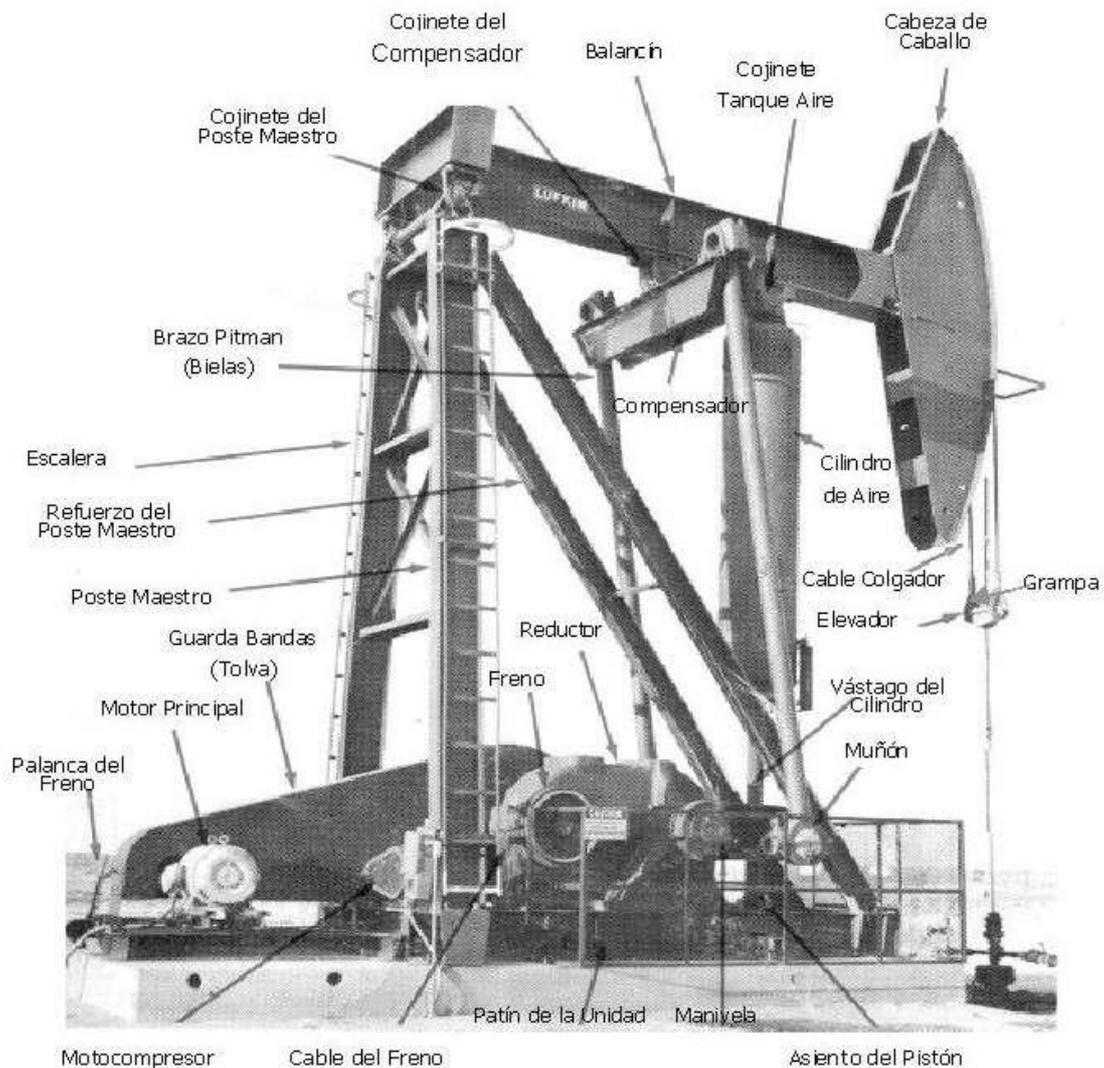


Figura 3.3. *Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada.*

d) Unidad Hidroneumática Tieben

La Unidad Tieben que se muestran en las **Figuras 3.4** y **3.5**, se compone de dos sistemas básicos:

Sistema Hidráulico.- Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto doble (1), una Válvula de Control Direccional de cuatro vías (2) y una Bomba Maestra de Engranajes (3). Este sistema proporciona el movimiento necesario, ascendente y descendente, para el funcionamiento de la Bomba subsuperficial (ver figura 5).

Sistema de Balanceo Hidroneumático.- Consta de un Cilindro Hidráulico de efecto simple (4), un paquete de Tanques de Nitrógeno (6), un Cilindro Hidroneumático de efecto doble (5) (acumulador), y una Bomba Auxiliar de

Engranajes (7) como se muestra en la **Figura 3.5**. Este balanceo funciona en base a dos magnitudes: una constante y otra variable.

La Constante.- Es la cantidad de fluido hidráulico necesario para ocupar la mitad de los dos cilindros, por debajo de cada émbolo y el tubo que los comunica: 5 galones en unidades de 60" de Carrera, 10 galones en unidades de 120" y 15 galones en las de 180".

La Variable.- Es la cantidad de nitrógeno que se aplica a los tanques y a la parte superior del acumulador, la cual será proporcional al peso de la sarta de varillas de succión, junto con la columna de crudo. Este sistema equivale a los contrapesos de las unidades convencionales y Mark II, y al cilindro neumático de las unidades aerobalanceadas.

La presión del nitrógeno sobre la parte superior del émbolo del acumulador equivale al peso de la sarta. El sistema hidráulico descrito al principio, se encarga de romper este equilibrio en uno y otro sentido alternativamente, o sea, en la carrera ascendente y en la descendente.



Figura 3.4. *Unidad de Bombeo Mecánico hidroneumática Tieben.*

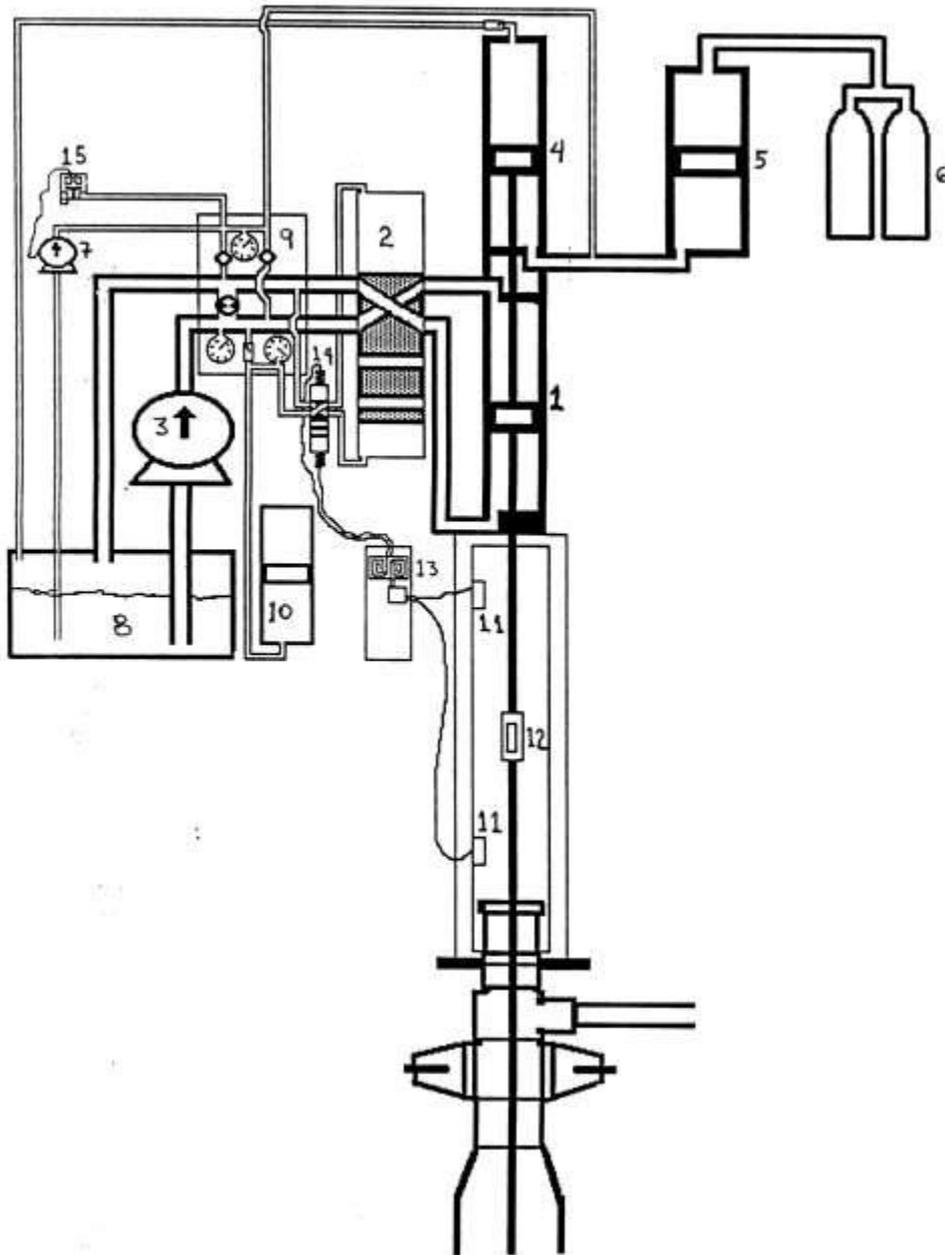


Figura 3.5. Unidad de Bombeo Mecánico hidroneumática Tieben.

3.1.2. MOTOR PRINCIPAL

La función del motor principal es proporcionar energía mecánica que será transmitida a la bomba para elevar el fluido. El motor principal seleccionado para una unidad dada, debe tener suficiente potencia para elevar el fluido al ritmo deseado desde el nivel dinámico del fluido en el pozo. El motor principal puede ser una máquina de combustión interna o puede ser un motor eléctrico.

La selección del tipo de motor principal depende de los recursos locales, del suministro y costo del combustible (diésel o gas natural) o energía eléctrica, de la capacidad para el mantenimiento y de la existencia de personal experimentado.

El uso de motores eléctricos facilita el análisis del comportamiento de la unidad de bombeo en dos aspectos:

- 1) Permite medir con un amperímetro de gancho, el rango de trabajo y así observar cuando existe una pérdida o sobrecarga del peso en la sarta de varillas sin interferir con la operación del pozo.
- 2) Tienen un bajo costo inicial, menor costo de mantenimiento y son más fáciles de ajustar a un sistema automático.

Por otra parte, las máquinas de gas tienen la ventaja de un control de velocidad más flexible y pueden operar en un rango más amplio de condiciones de carga. El costo del combustible puede ser inferior al de la energía eléctrica, aunque conforme se incrementan los costos del combustible, esta condición puede invertirse.

Cualquier diseño para la instalación del bombeo mecánico, debe considerar el comportamiento de todos los elementos del sistema y las interacciones entre ellos. Sin embargo, aún existen aspectos de ingeniería de este sistema de producción artificial que no han sido resueltos satisfactoriamente, por lo que es necesario comprender el proceso de bombeo, debido a la tendencia de bombear pozos cada vez más profundos.

3.1.3. CONEXIONES SUPERFICIALES

Las conexiones superficiales tienen la función de conducir los hidrocarburos producidos por el pozo a la línea de descarga y por ende, hasta la batería de separación; debido a que las dimensiones varían de acuerdo a cada instalación, generalmente serán elaboradas al momento de ser instaladas en un pozo de reciente conversión al sistema de bombeo mecánico. Cuando se trate de un reacondicionamiento se instalarán las mismas conexiones

superficiales que tenía el pozo antes de la intervención con el equipo de terminación y reparaciones de pozos.

Dos accesorios superficiales (varilla pulida y mordaza), tienen la función de transmitir el movimiento alternativo a la sarta de varillas de succión; otros dos accesorios (Estopero y Preventor) tienen la función de dar seguridad, a fin de evitar derrames de hidrocarburos al medio ambiente y las válvulas de retención o check cuya función es dejar pasar los fluidos en una sola dirección, evitando su regreso al interior del pozo y así en superficie, se complementa el ciclo ideal de bombeo, **Figura 3.6.**

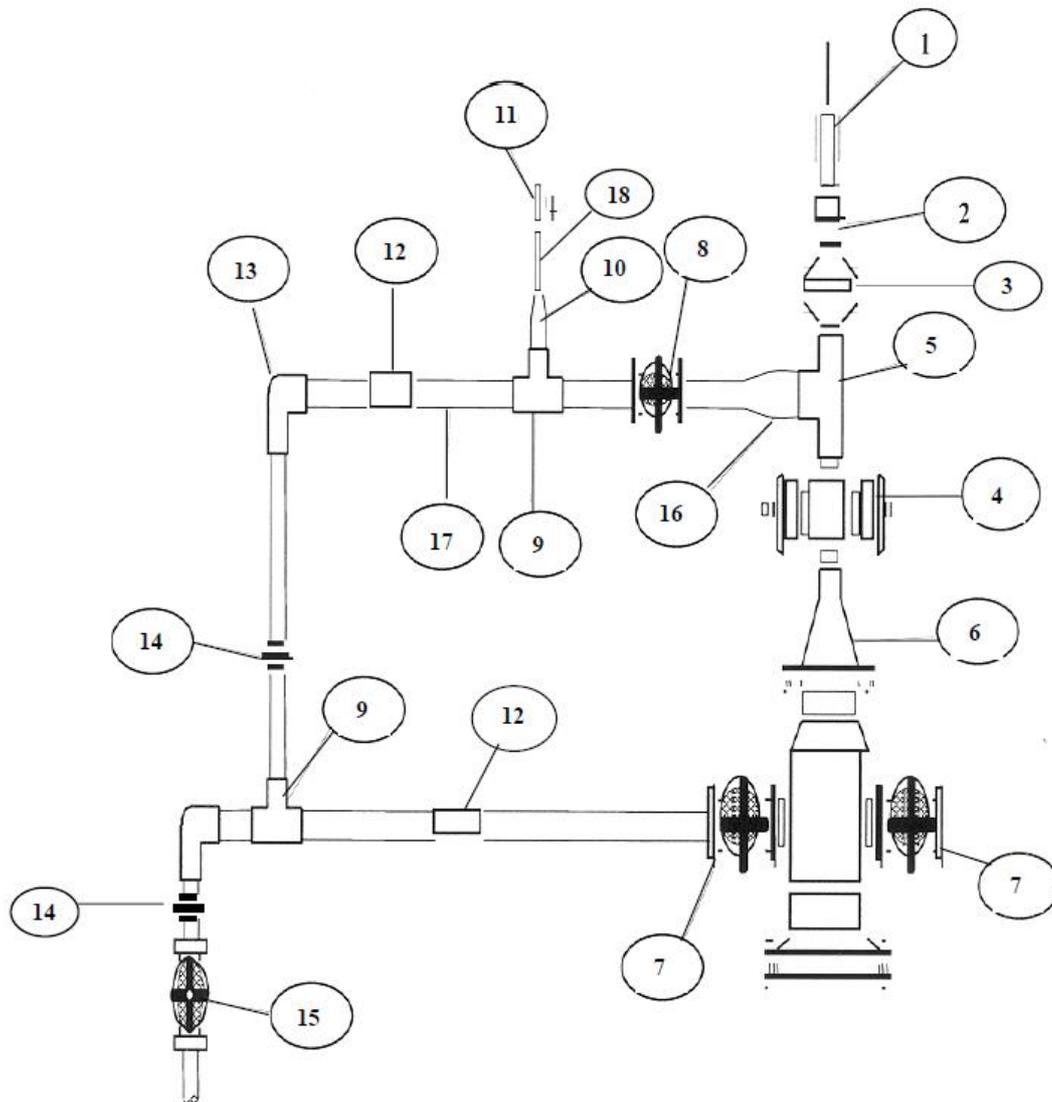


Figura 3.6. Esquema del árbol de válvulas y conexiones superficiales.

Nomenclatura de Accesorios y Conexiones Superficiales

ACCESORIOS

- 1.- Varilla Pulida de 1 ½”.
- 2.- Grampa para varilla pulida de 1 ½” con uno, dos o tres tornillos dependiendo la profundidad del pozo.
- 3.- Estopero, con hules para varilla pulida de 1 ½” y rosca inferior estándar de 3” macho.
- 4.- Preventores con roscas de 3” con conexión hembra en un extremo conexión macho en el otro, roscas “v” estándar.

CONEXIONES

- 5.- Tee de 3”, de acero al carbón 3000 lbs/plg², rosca estándar.
- 6.- Brida colgadora de 6” de diámetro exterior, rosca macho superior de 3”. Rosca hembra inferior de 2 7/8” hembra, roscas estándar.
- 7.- Válvula lateral de tubería de revestimiento de 2” 3000 lbs/plg² bridada.
- 8.- Válvula de 2” 1000 lbs/plg², rosca hembra en los extremos, estándar.
- 9.- Tee de 2” 1000 lbs/plg², rosca estándar.
- 10.- Reducción botella de 2” a ½” , rosca estándar.
- 11.- Válvula de aguja de ½” 5000 lbs/plg², rosca estándar.
- 12.- Válvula check de 2” 1000 lbs/plg², rosca estándar.
- 13.- Codo de 2” 1000 lbs/plg², rosca estándar.
- 14.- Tuerca unión de golpe 2” 1000 lbs/plg², rosca estándar.
- 15.- Válvula de flote de 2” 1000 lbs/plg², bridada o roscada.
- 16.- Reducción botella de 3” x 2” rosca estándar.
- 17.- Niple de 2” para 2000 lbs/plg² de trabajo, rosca estándar.
- 18.- Niple de ½” para 2000 lbs/plg² de trabajo, rosca estándar.

3.1.3.1. MORDAZAS

Este dispositivo, mostrado en la **Figura 3.7**, sirve para sujetar la varilla pulida. Se coloca en forma permanente cuando se le ha dado el espaciamiento adecuado a la bomba subsuperficial para que la Unidad de Bombeo Mecánico quede operando en condiciones normales después de que se efectuó una intervención a un pozo con el equipo de Reparación y Terminación de Pozos.

También se utiliza para movimientos que se efectúan con la sarta de varillas, ya sea para eliminar un golpe en la bomba subsuperficial, sacar un registro dinámico o reanclar una bomba. Cuando las mordazas quedan permanentes se apoyan sobre el elevador o block y junto con el cable colgador soportan todo el peso de la sarta de varillas y el peso del fluido. Estas mordazas pueden usar uno, dos o tres tornillos para el apriete, incrementándose la seguridad con el número de los mismos. Es recomendable el uso de mordazas con menos tornillos para pozos someros, conforme aumenta la profundidad es preferible la utilización de mordazas con mayor número de tornillos.

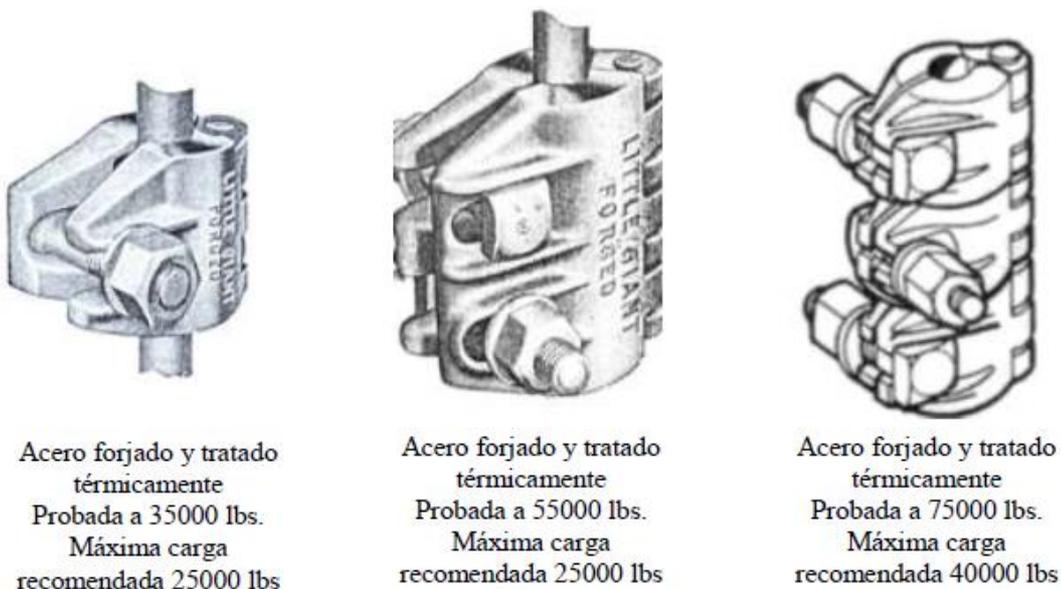


Figura 3.7. Tipos de mordazas Johnson-Fagg.

3.1.3.2. VARILLA PULIDA

Es la unión directa entre la sarta de varillas de succión y el equipo superficial, pasa a través de las conexiones verticales del árbol. Está fabricada en acero aleado al manganeso, níquel y molibdeno. Superficialmente, la varilla pulida tiene acabado espejo con el propósito de no dañar los sellos del estopero fijo al árbol de válvulas en el movimiento ascendente y descendente de la Unidad de Bombeo Mecánico. En la **Figura 3.8** se representa una varilla pulida.



Figura 3.8. *Varilla pulida.*

3.1.3.3. ESTOPERO

Mecanismo de seguridad que se localiza en la parte superior del árbol de válvulas para pozos con sistema de bombeo mecánico, cuya función principal es la de contener los fluidos para que no se manifiesten al exterior por medio de un conjunto de sellos construidos con materiales resistentes a la fricción, los cuales se van a ajustar al diámetro de la varilla pulida, cuando ésta tenga un movimiento ascendente o descendente proporcionado por la Unidad de Bombeo Mecánico; debido a este movimiento, los sellos sufren desgaste por lo que es necesario sustituirlos periódicamente y solamente se puede cambiar con la Unidad de Bombeo Mecánico inoperante.

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

En la actualidad se han diseñado estoperos provistos de un mecanismo de preventor con la finalidad de mejorar su función dentro de los mecanismos de seguridad en el árbol de bombeo mecánico, este se muestra en la **Figura 3.9**.



Figura 3.9. Estopero preventor Ratigan 176.

3.1.3.4. VÁLVULAS DE RETENCIÓN

El objetivo principal de este tipo de válvulas, comúnmente conocidas como check, es el de permitir el paso de un flujo por una línea en una sola dirección, impidiendo así, el regreso del fluido cuando se presenten contrapresiones altas.

Los tipos de válvulas de retención son:

- De pistón
- De charnela

Las **Figuras 3.10** y **3.11** muestran estos tipos de válvulas respectivamente.

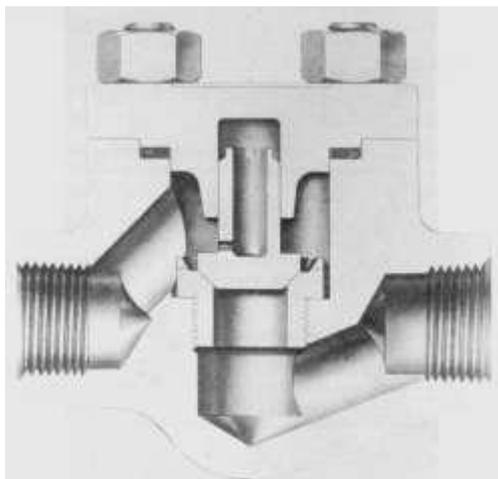


Figura 3.10. *Válvula de retención de pistón.*

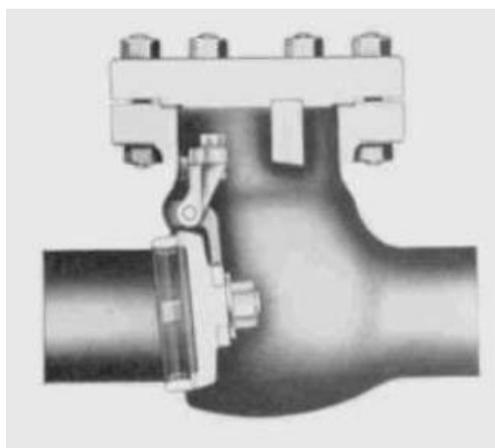


Figura 3.11. *Válvula de retención de Charnela.*

3.1.3.5. REDUCTOR DE ENGRANES

Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada. Es necesario determinar exactamente la probable torsión máxima a la que estará sujeto el reductor de engranes, ya que el método del Instituto Americano del Petróleo usa la torsión máxima como base para el rango de las unidades de bombeo.

La polea del reductor de engranes es el elemento que recibe la potencia del motor principal a través de bandas. La relación del diámetro de la polea del reductor de engranes al diámetro de la polea del motor, y la reducción de velocidad en el reductor de engranes, determinan la reducción total de

velocidad del motor principal hasta la varilla pulida. Los tamaños disponibles de poleas de la unidad y el número y tipo de bandas que deben usarse, pueden determinarse de las especificaciones del fabricante de unidades de bombeo.

3.1.4. BOMBA SUBSUPERICIAL DE BOMBEO

Su función es admitir el fluido de la formación al interior de la tubería de producción y principalmente elevar el fluido admitido hasta la superficie.

Tipos de bombas

Las bombas subsuperficiales movidas por varillas se dividen en tres tipos:

- a) Bombas de tubería de producción.
- b) Bombas de inserción.
- c) Bombas de tubería de revestimiento.

3.1.4.1. BOMBAS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Las bombas de tubería de producción, por ser de un diámetro mayor, pueden manejar volúmenes más grandes de líquidos que las bombas de inserción, sin embargo, la carga de fluido sobre la unidad de bombeo no debe ser mayor.

La desventaja de estas bombas se encuentra en que el barril forma parte de la misma tubería de producción, para efectuar alguna reparación o reposición de partes es necesario extraer la tubería de producción completa; lo que significa una operación más complicada, y por consiguiente, más costosa.

Un factor importante que debe tomarse en cuenta es el alargamiento de las varillas por la carga de fluido, lo que se traduce en una disminución en la carrera efectiva del émbolo, siendo más crítica a medida que aumenta la profundidad del pozo.

Las bombas de tubería de producción operan mejor en pozos que tienen alto nivel de fluidos y en donde la verticalidad del mismo haya sido comprobada.

3.1.4.2. BOMBAS DE INSERCIÓN

Se les denomina bombas de inserción porque el conjunto total de la bomba (barril, émbolo y válvula estacionaria) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas se inserta en un niple de asiento (zapata-candado) instalado en la tubería de producción como se muestra en la **Figura 3.12**. Esto representa una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que para hacer una reparación o sustitución de la bomba no es necesario extraer la tubería de producción. La bomba de inserción se desancla y se extrae con la sarta de varillas.

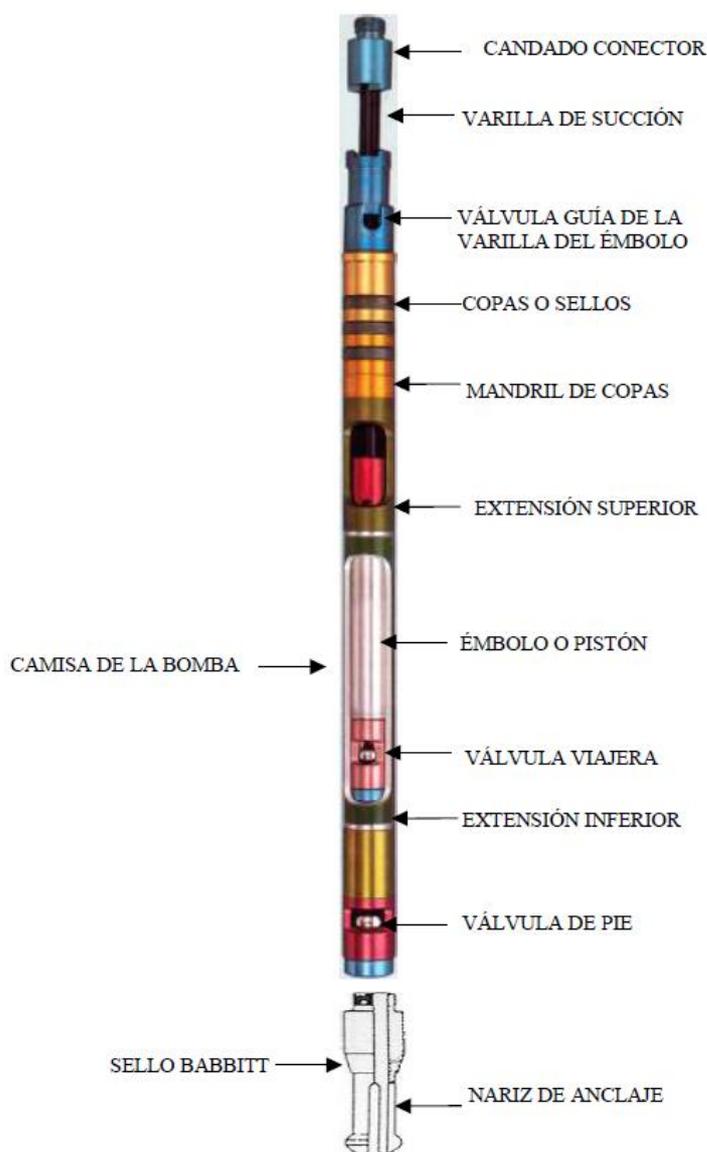


Figura 3.12. Bomba subsuperficial de inserción.

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7**3.1.4.3. BOMBAS DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.**

Este tipo de bombas son solo una versión más grande de las bombas de tubería de producción.

3.1.4.4. MATERIALES UTILIZADOS EN LA FABRICACIÓN DE LA BOMBA.

Cualquier bomba subsuperficial, movida por varillas, está constituida de los siguientes elementos esenciales:

- Barril de trabajo.
- Émbolo. Existen dos tipos de émbolo: metal a metal o de empaque suave. Los émbolos metal a metal se fabrican con superficie lisa o ranurada.
- Válvulas.
 - Válvula de pie (de entrada).- Su función, en el ciclo de bombeo, consiste en admitir los fluidos producidos por el pozo durante la carrera ascendente y evitar el regreso de los mismos hacia el espacio anular en la carrera descendente.
 - Válvula viajera (de salida).- Su función, en el ciclo de bombeo, consiste en desalojar los fluidos hacia la superficie durante la carrera ascendente y durante la carrera descendente permitir el paso del fluido alojado en la camisa de la bomba a través del mismo al punto muerto inferior, dando inicio a un nuevo ciclo de bombeo.

Los costos de producción de aceite se incrementan notablemente por fallas frecuentes de la bomba subsuperficial, tanto por los costos de extracción del equipo como por la producción diferida. Por esta razón, es de primordial importancia que de acuerdo con las condiciones del pozo, se seleccione correctamente el tipo de bomba por usar, tomando en cuenta las características de los materiales utilizados en su fabricación.

3.1.5. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA SUBSUPERFICIAL Y CICLO DE BOMBEO.

En términos generales el ciclo de bombeo se desarrolla de la siguiente forma:

Cuando el émbolo inicia su carrera ascendente, se cierra la válvula viajera por el peso del aceite sobre ésta; la válvula de pie se abre y da paso al aceite del pozo, llenando la camisa de la bomba.

Al descender el émbolo, se abre la válvula viajera y da paso al aceite de la camisa de la bomba hacia arriba, llenando el interior del émbolo, y cerrando la válvula de pie que impide que se regrese el aceite al pozo.

El émbolo es accionado desde la superficie por una Unidad de Bombeo Mecánico, por medio de la varilla pulida y las varillas de succión, de manera que al levantar el émbolo desaloja hacia la superficie un volumen de aceite igual al contenido en la camisa de la bomba, cuyo volumen va a ser igual al producto del área de la sección transversal interior de la camisa, multiplicado por la carrera del pistón, aproximadamente, ya que siempre se tiene alguna presencia de volumen de gas en el fluido procedente del yacimiento.

El número de emboladas por minuto, dependerá de los cálculos que se hagan de las condiciones del pozo, tanto en capacidad de producción como profundidad del mismo, ya que unas veces estará limitada esa velocidad por la recuperación del yacimiento, falta de aceite y otras por la profundidad del pozo.

Ciclo ideal de bombeo

Este ciclo se representa en la **Figura 3.13**, y se desarrolla de la siguiente forma:

1. En el Punto A, la válvula viajera cierra y se inicia la carrera ascendente del pistón.
2. Del Punto A al Punto B la carga de fluido es transferida de la tubería de Tubería de Producción, a la sarta de varillas de succión.
3. En el Punto B la válvula estacionaria abre y permite la entrada de fluidos del pozo a la cámara de compresión de la bomba.

4. De punto B al punto C la carga de fluido es elevada por el émbolo, al mismo tiempo que se está llenando la cámara de compresión.
5. En el Punto D se inicia la carrera descendente y cierra la válvula estacionaria, la válvula viajera permanece cerrada.
6. En el Punto E, abre la válvula viajera y la carga es transferida de la sarta de varillas a la tubería de producción.
7. Del Punto E al punto F, se desplaza el fluido de la cámara de compresión a la Tubería de Producción.
8. Se repite el ciclo.

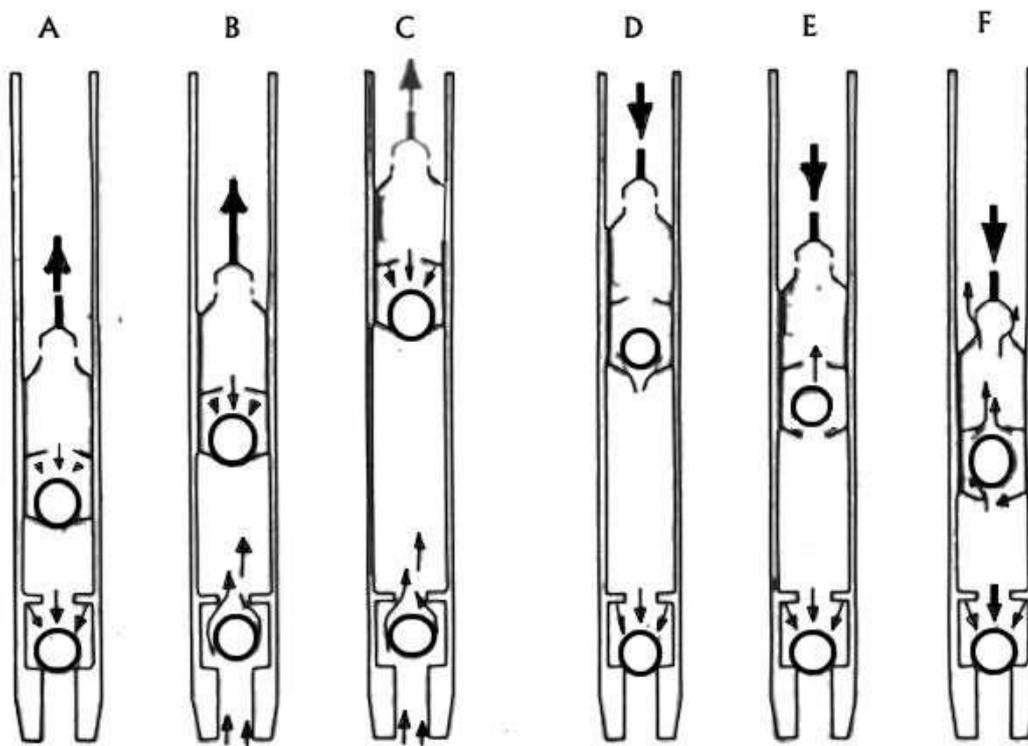


Figura 3.13. *Ciclo ideal de bombeo.*

3.1.6. SARTA DE VARILLA DE SUCCIÓN.

La función de la sarta de varillas de succión es: transmitir el movimiento de bombeo superficial y la potencia a la bomba subsuperficial. También incluye, si es necesario, la sarta de tubería de producción, dentro de la que operan las varillas de succión, la cual conduce hasta la superficie los fluidos bombeados, la varilla de succión se muestra en la **Figura 3.14**.

Su diseño consiste esencialmente en determinar la sarta más ligera, y por lo tanto, la más económica, que pueda utilizarse sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas.

El máximo esfuerzo de trabajo para las varillas depende de su composición química y propiedades mecánicas, además de la naturaleza del fluido bombeado, es decir, si éste es o no corrosivo. Como regla general, es deseable mantener el esfuerzo de las varillas por debajo de las 30,000 lbs/plg², sin embargo, la experiencia en diferentes áreas productoras puede indicar límites menores.

Cuando las bombas están colocadas a profundidades mayores de 3500 pies, generalmente es recomendable usar sarta telescópicas, es decir, consistentes en diferentes diámetros de varillas. Las varillas de diámetro más pequeño se colocan en el fondo de la sarta, inmediatamente arriba del émbolo, ya que la carga en las varillas es más grande. A profundidades menores de 3500 pies, donde la carga en las varillas es más grande, se emplean varillas de diámetros mayores, esto resulta que la carga en las varillas sea grande, ya que una varilla de mayor diámetro pesa más que una de menor diámetro. Este arreglo resulta con una carga más pequeña en el equipo superficial, que la que se obtendrá con una sarta de telescópica y representa un ahorro en el costo de las varillas de succión.



Figura 3.14. Varilla de succión y cople.

3.1.7. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Y ACCESORIOS PARA BOMBEO MECÁNICO.

La tubería de producción es aquella por la cual se conducen los líquidos y gases producidos por el pozo hasta la superficie, tanto en pozos fluyentes como en pozos con sistema artificial de explotación, la tubería de producción debe tener un sello hermético, ya que en caso de tener alguna fuga considerable repercute en el buen funcionamiento del sistema artificial, dejando, a veces, hasta de fluir cuando las fugas se presentan en la parte superior del nivel dinámico y en pozos fluyentes una reducción en la producción..

En los pozos con sistema artificial movidos por varillas como el bombeo mecánico y de cavidad progresiva, la sarta de varilla se instala en el interior de la tubería de producción; el diámetro varía de acuerdo al diámetro de la bomba y por ende de la producción.

En los pozos con bombeo mecánico el movimiento de las varillas va a ser reciprocante. Es aplicable en pozos de profundidad somera y de mayor profundidad.

En el sistema artificial de Bombeo Mecánico se utilizan dos tipos de equipo subsuperficial con distintos accesorios los cuales se muestran en la **Figura 3.15** y son:

- Con Ancla Mecánica
- Con Empacador

El ancla mecánica es un mecanismo que va alojado a determinada profundidad del pozo en la sarta de Tubería de Producción, ligeramente debajo de la bomba. Este mecanismo no lleva hules como el empacador, por esto existe comunicación entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Su objetivo principal es sujetar la tubería de producción ya tensionada. Esto hace que en el ciclo de bombeo no se mueva la Tubería de Producción, y así aumenta la eficiencia de la bomba por no disminuir la carrera efectiva del pistón. Si la Tubería de Producción no tiene movimiento, entonces disminuye el desgaste de las varillas.

El diseño con ancla mecánica por lo regular se instala en pozos que todavía conservan buena presión de fondo. Esta presión evita que el fluido utilizado en una circulación inversa para el lavado de la bomba, se pierda en la formación, y así se efectúa una circulación franca y por ende un lavado efectivo de la bomba.

El empacador es un mecanismo que en el diseño de la Unidad de Bombeo Mecánico va a cumplir con el mismo objetivo del ancla mecánica, tener tensionada la tubería de producción, con la diferencia que el empacador lleva hules que no permiten la comunicación entre la Tubería de Producción y la Tubería de Revestimiento y esto hace que los fluidos producidos por el pozo fluyan solamente por la Tubería de Producción.

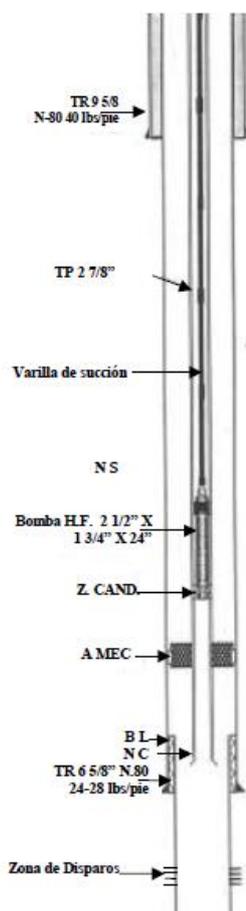


Figura 3.15. Diseño con ancla mecánica.

3.1.8. ACCESORIOS ADICIONALES EN LA BOMBA SUBSUPERFICIAL PARA OPTIMIZAR SU OPERACIÓN.

Son utilizados para auxiliar al sistema de bombeo mecánico en el desarrollo normal de su funcionamiento, para tratar de que éste opere a su capacidad total.

Los accesorios más utilizados en el sistema artificial de bombeo mecánico son los siguientes:

3.1.8.1. VÁLVULA ELIMINADORA DE CANDADO DE GAS.

Éste es un accesorio que va instalado en el extremo superior de la bomba subsuperficial y cuya finalidad principal es la de eliminar los candados de gas y tratar de prevenir que el fluido golpee en la parte superior e inferior de la carrera como se muestra en la **Figura 3.16**.

En el principio de la carrera descendente, el sello de precisión metal a metal (Pistón), cierra y mantiene el peso hidrostático de la carga del fluido, sin presionar sobre la válvula viajera, causando que la misma abra inmediatamente. Esta acción previene que el fluido depositado golpee en la carrera descendente y también elimina el candado de gas al terminar la carrera descendente.

El sello de presión metal a metal (pistón) abre, descargando la carga hidrostática en la válvula viajera, expulsando o comprimiendo los gases. La válvula de pie y la válvula eliminadora de candados de gas, abren simultáneamente con el principio de la carrera ascendente, previniendo que el fluido impacte o golpee en la carrera ascendente.

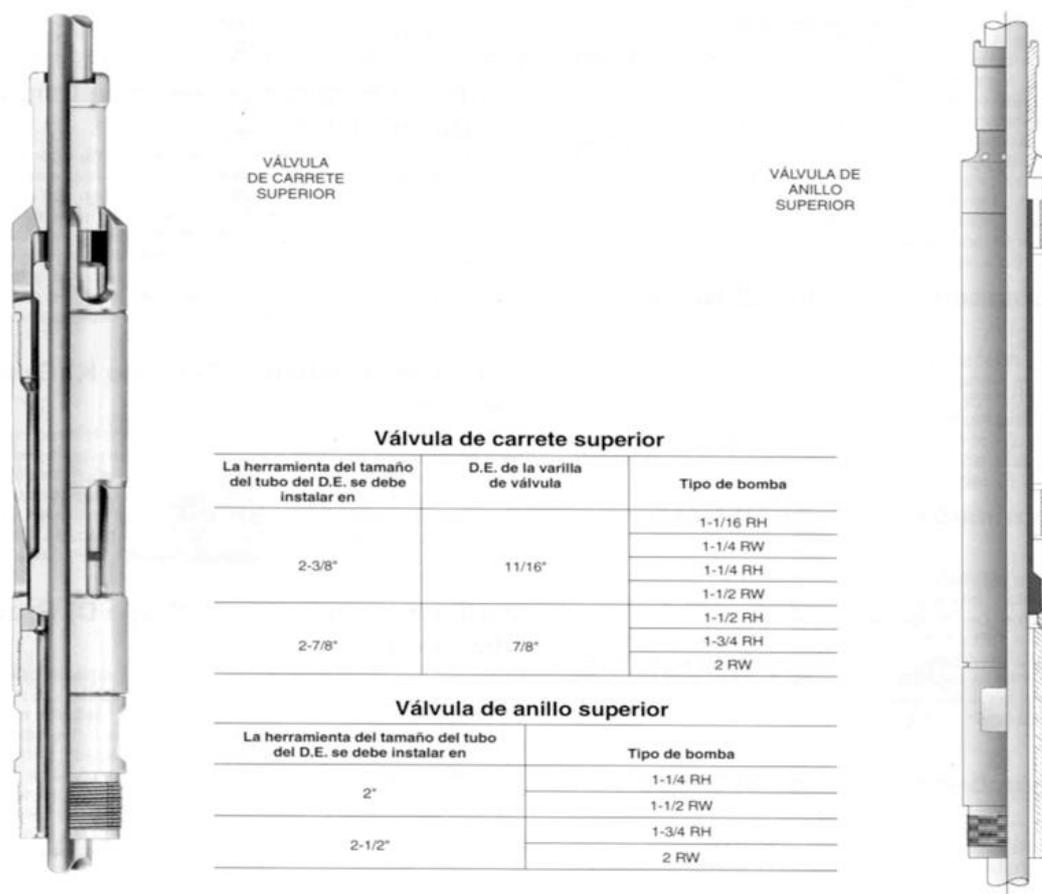


Figura 3.16. *Válvula eliminadora de candado de gas.*

3.1.8.2. TUBO BARRIL.

Es un accesorio para las bombas de inserción cuya finalidad principal (debido a las partes de las que consta), es la de mantener a una profundidad específica a la bomba de inserción por medio de la zapata candado, así como de impedir el paso de sólidos (mediante el niple sello) al área en donde está alojada la bomba de inserción y que pudiera modificar el buen funcionamiento del mecanismo; esta herramienta se muestra en la **Figura 3.17**.

La longitud del tubo barril está dada por la longitud de la bomba de inserción que va a alojada dentro de él, considerando que una vez anclada la bomba en la zapata candado, en la parte inferior, las copas se alojan en el niple sello en la parte superior.

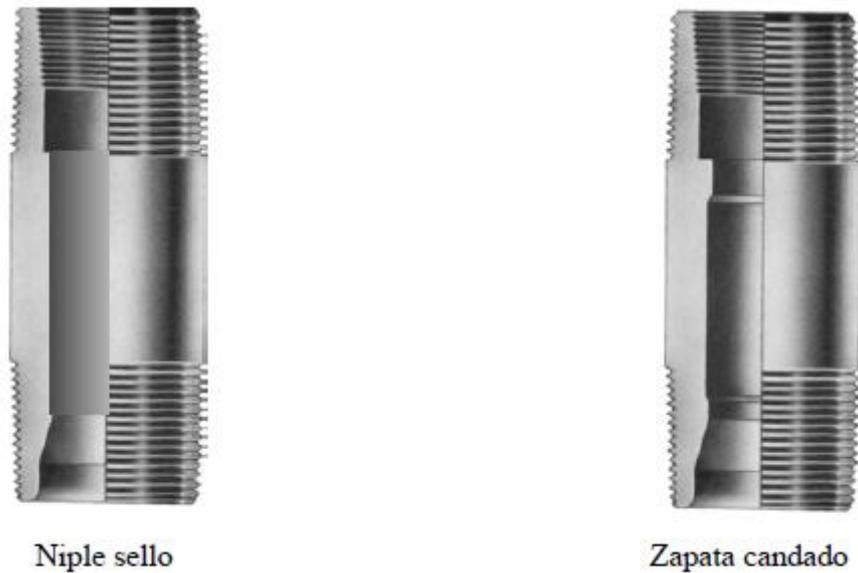


Figura 3.17. *Niple sello y zapata candado.*

3.1.8.3. SEPARADOR DE GAS DE FONDO.

El separador de gas de fondo se muestra en la **Figura 3.18**, donde su función básicamente es reducir a un mínimo la entrada de gas con la bomba para mantener una eficiencia de separación relativamente alta (80%). No todos los separadores de gas pueden mantener esa eficiencia por razones de diseño.

El mecanismo de separación, consiste en desviar en 180° el flujo de gas a través del espacio anular entre el tubo de succión y el separador, durante el movimiento descendente de la mezcla, el gas en virtud de tener una densidad más baja se dirige a la superficie y el aceite hacia abajo.

CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA UN SEPARADOR DE GAS

1. El área de paso de fluido hacia abajo, debe ser lo más amplia posible para aminorar la velocidad del aceite hacia abajo.
2. El tamaño del tubo de succión dentro del separador de gas debe ser diseñado para que produzca el mínimo de caída de presión.
3. El área de las perforaciones en el separador de gas, debe ser entre 2 a 4 veces el área anular entre el separador y el tubo de succión.
4. El separador de gas debe colocarse cerca de la bomba, la velocidad de bajada en el espacio anular entre el separador y el tubo de succión,

debe ser menos de 0.5 pies x segundo ya que velocidades mayores no permiten que las burbujas de gas se separen y suban a la superficie. En este último caso solamente una porción de gas se separa y la eficiencia volumétrica será más baja.

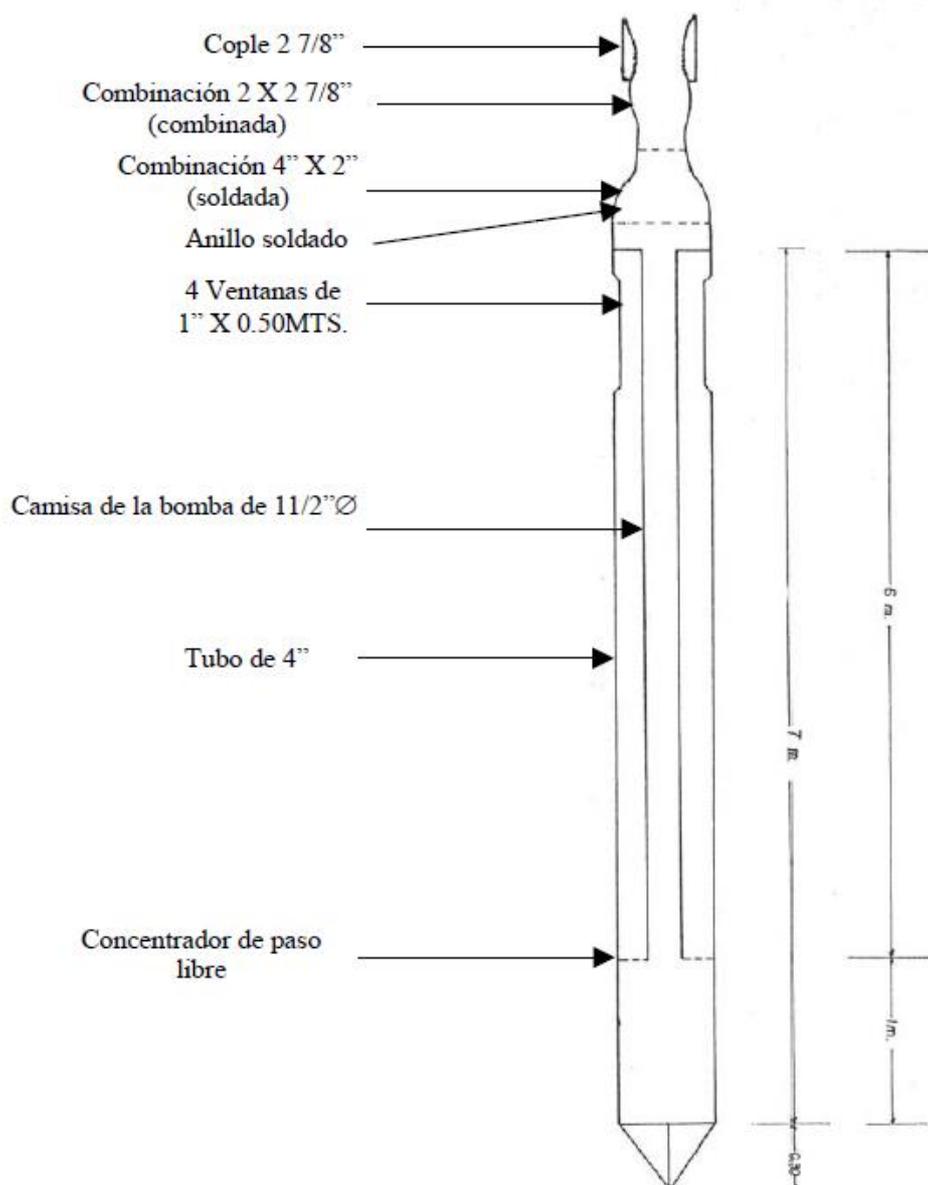


Figura 3.18. Separador de gas para bomba subsuperficial.

3.1.8.4. FILTROS PARA ARENA Y SEDIMENTO.

Son accesorios diseñados para tratar de evitar la entrada de sólidos (sulfuros, sedimentos, arenas, material vegetal, etc.) al área de la bomba subsuperficial, ya que, la entrada de los mismos ocasionaría el probable calzamiento de las válvulas tanto de pie como viajera, un ejemplo de ellos es el filtro Pump-Gard que se muestra en la **Figura 3.19**.

En caso de que el calzamiento sea en la válvula de pie o estacionaria, no permitiría la retención del aceite en el interior de la camisa de la bomba subsuperficial, ocasionando una disminución en la eficiencia de la misma y como consecuencia una baja producción del pozo.

Si el calzamiento es en la válvula viajera, no retendría la carga del aceite en el interior del émbolo, para efectuar su desplazamiento a la superficie, reduciéndose notablemente la eficiencia de la bomba y en caso extremo se podría llegar a que el pozo no aportara carga.



Figura 3.19. *Filtros Pump-Gard.*

3.2. INDUCCIÓN DE UN POZO DESPUÉS DE SU INTERVENCIÓN

3.2.1. PROCEDIMIENTO PARA INDUCCIÓN DE UN POZO CON UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO.

1. El personal de T.R.P., debe entregar el pozo con bomba debidamente probada a 30 Kg/Cm² y en seno de diesel o agua.
2. El personal de T.R.P., debe dejar recuperado el peso de la sarta de varillas y con un espaciamiento en la bomba de 5" a 10".
3. El personal de T.R.P., debe entregar el área limpia y despejada del pozo.
4. La sección de mantenimiento cuadrillas, debe dejar conectado el pozo con sus conexiones definitivas a la batería, debidamente probadas y cerciorarse de que los checks estén bien colocados (que no estén al revés).
5. La sección de mantenimiento (BIMBAS), debe instalar una U.B.M. en condiciones óptimas de operación, de acuerdo al diseño.
6. Se debe revisar el estado mecánico del pozo.
7. Verificar que en la batería de separación donde llega el pozo, esté abierta la válvula de producción general.
8. Verificar que la T.R. del lado libre del pozo esté cerrada, al igual que la válvula $\frac{1}{2}"\varnothing$ de las conexiones superficiales.
9. Abrir válvula de flote, T.P. y T.R. lado by-pass.
10. Verificar que estén abiertos los RAMS del preventor y del estopero preventor (si están cerrados, abrirlos) utilizando una llave perica #12.

3.2.2. INDUCCIÓN DEL POZO.

1. Colocar U.B.M. en punto muerto inferior (asegurar con freno manual el paro de la unidad), verificando previamente que no esté ningún personal cerca de los contrapesos de la unidad de bombeo mecánico (ver **Figura 3.20**).



Figura 3.20. Colocación de la unidad de bombeo mecánico en punto muerto.

2. Colocar grampa a la altura del elevador (darle el apriete adecuado y asegurar nuevamente la U.B.M. con el freno), utilizando una grampa de 2 tornillos para varilla pulida de 1 ½" y una llave de 1 5/8" estriada de cola o de golpe como se muestra en la **Figura 3.21**.



Figura 3.21. Colocación de la grampa.

3. Hacer que la U.B.M. cargue la sarta (si no da soltando el freno, auxiliarse con el motor a modo que levante la grampa que dejó T.R.P. de 5 a 10" del estopero preventor) como se aprecia en la Figura 3.22.



Figura 3.22. De 5" a 10" del Estopero.

4. Aflojar y retirar grampa que dejó T.R.P. utilizando una llave de 1 5/8" estriada de cola o de golpe, así como se ilustra en la **Figura 3.23**.



Figura 3.23. Retiro de la grampa.

ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

5. Operar la U.B.M. y probar con 2 ó 3 emboladas para verificar que no haya golpe ascendente o descendente.
6. Si todos los puntos anteriores están correctos y sin anomalías, mantenimiento dará el balanceo adecuado a la U.B.M.
7. Una vez balanceada y operando en condiciones normales la U.B.M., se procederá a efectuar prueba de producción.

3.3 RESULTADOS EN LA PRODUCCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

Desde el 2007 a la fecha se ha realizado un conjunto de reparaciones menores en el Sector 7, en las cuales el tiempo de intervención a los pozos son de conversión a bombeo mecánico. En la **Figura 3.24** se observa la producción incremental que se obtuvo a través de la implementación del bombeo mecánico, en los campos Tajín y Corralillo.

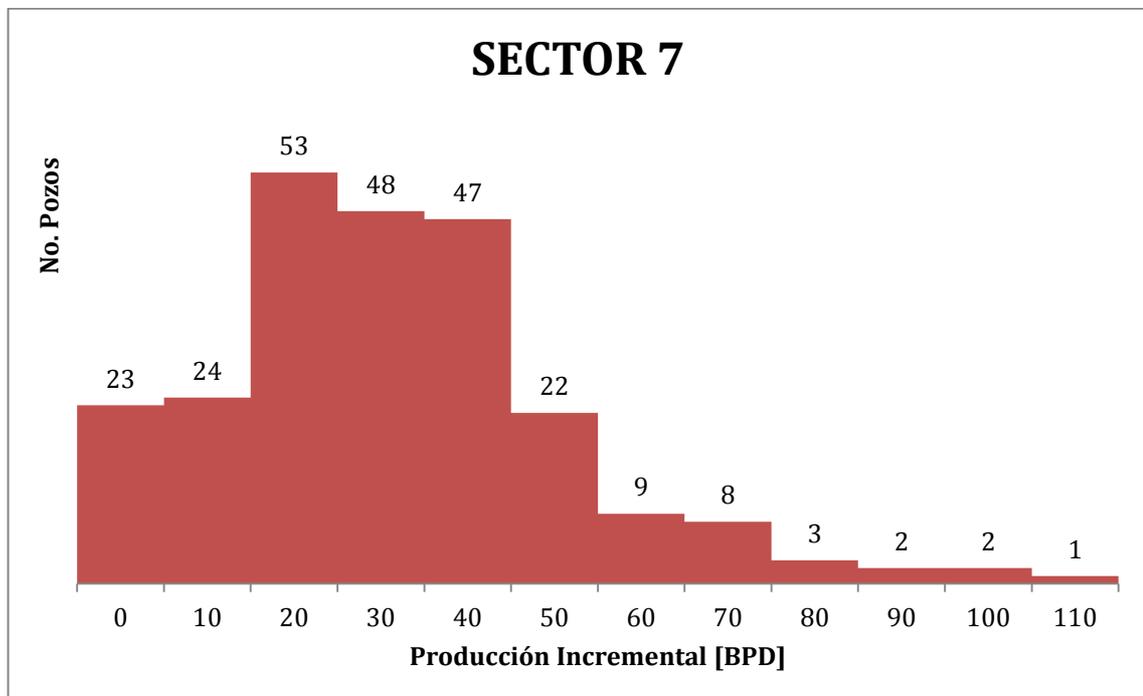


Figura 3.24. Producción Incremental de pozos con la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7.

En el Sector 7 solo 242 pozos cuentan con bombeo mecánico de los cuales el promedio de la producción incremental oscila en un total de 30 [BPD].

3.3.1 CORRALILLO

A 75 pozos del campo Corralillo se le implementaron el sistema de bombeo mecánico, mostrando un aumento de la producción en la mayoría de ellos, la producción incremental promedio en este campo es de 36 [BPD].

En la **Figura 3.25** se aprecia el número de pozos en relación a la producción incremental.

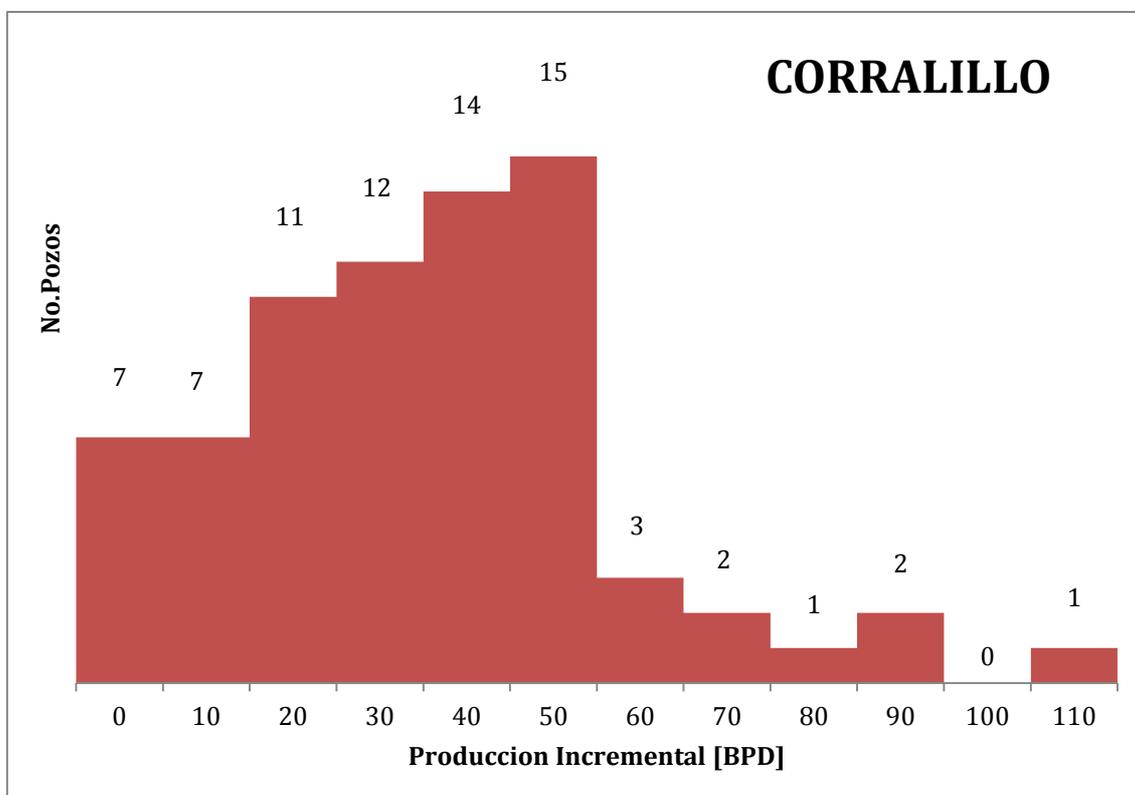


Figura 3.25. Producción Incremental de pozos con la implementación del bombeo mecánico en el campo Corralillo.

3.3.2 TAJÍN

En el campo Tajín a 167 pozos se le han implementado el sistema de bombeo mecánico, que en su mayoría la producción incrementó, teniendo una tendencia al aumento de 28 [BPD].

En la figura **Figura 3.26** se aprecia la distribución de pozos en relación a la producción incremental.

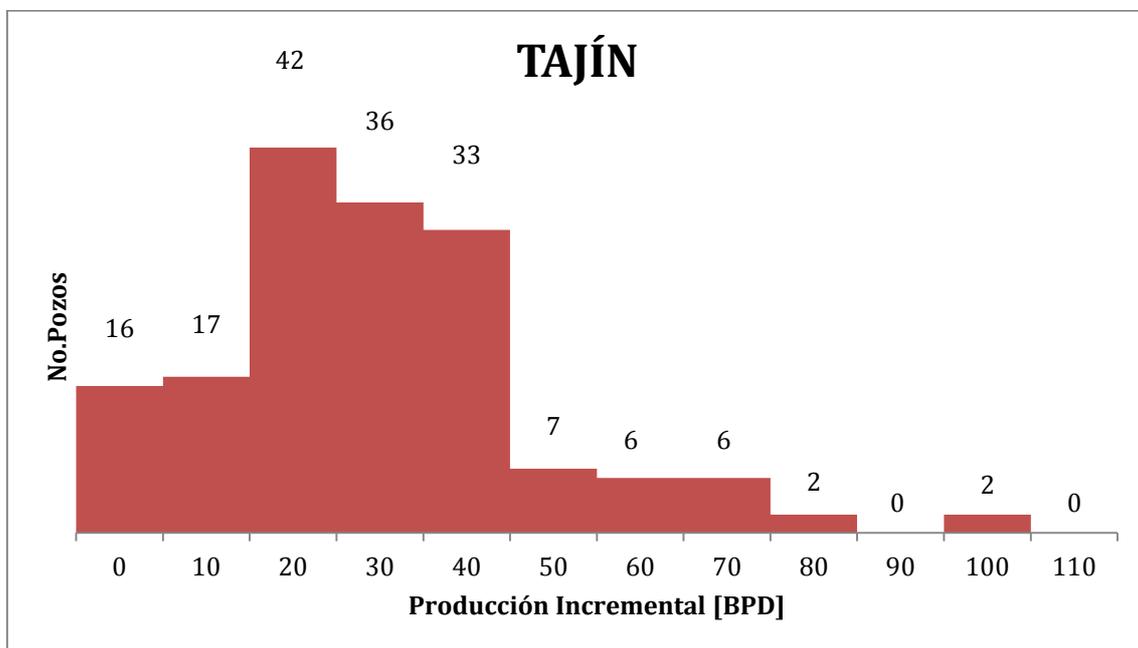


Figura 3.26. Producción Incremental de pozos con la implementación del bombeo mecánico en el campo Tajín.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

CAPÍTULO IV

IV. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7.

La evaluación de proyectos se puede definir como “un conjunto de estudios que permiten estimar el conjunto de ventajas y desventajas que se derivan de asignar determinados recursos para la producción de bienes y servicios”; es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto generará flujos de efectivo positivos. Considera cómo ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos, a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente neto de los mismos. Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan.

4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

El análisis económico, es un proceso el cual tiene como objetivo ordenar y sistematizar la información de carácter económico, se determinan los costos totales y la inversión inicial que proporcionan las etapas anteriores y se elaboran los cuadros analíticos que servirán como base para la determinación de la rentabilidad del proyecto (Evaluación económica).

4.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Finalmente el estudio de la evaluación económica es la parte final de la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto. En esta etapa del proceso por fin se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias, es decir, si no han existido contratiempos, en este momento ya se conocerá y dominará el proceso de producción, a si como los costos en los que se incurrirá en la etapa productiva; además se habrá calculado la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto; pero aun no se ha demostrado que la inversión propuesta será económicamente rentable, por lo que en este momento es

necesario recurrir a las técnicas o métodos de evaluación los cuales se basan en el análisis de los distintos indicadores económicos como el VPN y la TIR, los cuales son los más importantes ya que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, con el objetivo de determinar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos y egresos) que arroje el proyecto a lo largo de su vida productiva, y de esta manera poder determinar si el proyecto es rentable o no, para finalmente poder realizar una decisión bien pensada y estructurada acerca de la ejecución del proyecto.

4.3. VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA RENTABILIDAD DE UN PROYECTO

Las variables que intervienen en la evaluación son aquellas que definirán si el proyecto es capaz de generar ganancias a partir de un cierto monto de capital asignado. Estas serán determinadas, como ya se estudió, mediante los estudios de factibilidad técnica, económica y de mercado, para que posteriormente mediante la aplicación de métodos que se fundamentan en ciertos indicadores económicos, se tome una decisión acertada de la asignación de fondos y la ejecución del proyecto.

Entre las variables que encontramos en la industria petrolera para conocer los ingresos provenientes de los proyectos se encuentran:

La producción de hidrocarburos que se estima se alcanzará a partir de la tecnología empleada y el precio que tendrá la venta de esta. Por lo tanto para conocer los ingresos basta con multiplicar estas dos variables.

Por otro lado, las variables que involucran los egresos de la compañía son los costos de operación que genera la tecnología a emplear y la inversión inicial que esta requiere para su puesta en marcha. Por lo tanto, para conocer los egresos de la compañía basta con sumar estos dos parámetros.

Obviamente no es así de sencilla la determinación de la capacidad de un proyecto para generar valor económico, esto requiere de un análisis mucho más profundo, tomando en consideración el valor del dinero en el tiempo, para lo cual como ya se mencionó son empleados métodos de evaluación que se

fundamentan en ciertos indicadores económicos. Los cuales se estudiarán en cuanto a definición y aplicación, en la industria petrolera, un poco más adelante, en este mismo capítulo, pero, es necesario saber antes como se determinan y cuantifican las variables involucradas en la evaluación.

4.4. COMPORTAMIENTO ECONÓMICO EN UN PROYECTO DE INVERSIÓN

La inversión, o mejor dicho la determinación del monto al cual asciende ésta, es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que ésta es función tanto de la técnica, como tecnología y método que se pretenda emplear. En otras palabras la inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán sólo la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

La aprobación sobre la asignación del capital requerido para la puesta en marcha de un proyecto corre a cargo del corporativo de la empresa que desea obtener el bien o el servicio, y para poder hacerlo, antes, es necesario haber determinado que el proyecto será capaz de generar ganancias, a partir del proceso de evaluación económica, el cual se vale de la determinación del valor del dinero en el tiempo obtenido mediante el análisis de ciertos indicadores económicos; los criterios y comentarios de dichos indicadores se muestran en la **Figura 4.1**, esto con el objetivo de tomar la decisión acerca de un proyecto bajo buenas bases y de forma inteligente, ya que de lo contrario, se corre el riesgo de quedarse corto a la hora de comparar los resultados reales con lo esperado o en el peor de los casos llegar a perder la inversión.

	Criterios	Comentarios
Criterios para proponer proyectos de inversión	<ul style="list-style-type: none"> • VPN positivo, descontado al costo de capital pre-establecido 	<ul style="list-style-type: none"> • Los criterios mínimos para proponer proyectos de inversión a la Subdirección de Planeación funcionan como filtro para asegurar que todos los proyectos propuestos proporcionan valor económico
Criterios para seleccionar proyectos de inversión	<ul style="list-style-type: none"> • Valor presente neto (VPN) • Tasa interna de retorno (TIR) • Tiempo de recuperación de la inversión • Perfil de riesgo • VPN/VPI* • Costo de equilibrio 	<ul style="list-style-type: none"> • A través de los criterios para selección de proyectos se maximiza el valor de la cartera de proyectos de inversión dado un presupuesto: • Estos criterios determinan cuáles proyectos serán financiados • Reflejan las metas corporativas maximizando el valor económico

Figura 4.1. *Aprobación y selección de proyectos de inversión.*

4.5. INDICADORES ECONÓMICOS

Una vez que las variables involucradas en la evaluación han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, en el proceso, ya es posible realizar la evaluación económica pertinente que determinara la rentabilidad del proyecto, es decir, si este será capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Esta evaluación económica del proyecto se realiza mediante el análisis de ciertos indicadores económicos de tipo matemático-financiero que permiten evaluar el comportamiento de los flujos de efectivo (ingresos-egresos) con respecto del tiempo, ya que como bien sabemos, el valor del dinero en un marco temporal se ve afectado, va variando, sufriendo devaluaciones en la mayoría de los casos, en otras palabras, el dinero con el paso del tiempo va perdiendo su poder adquisitivo, su capacidad de consumo, es decir, normalmente “un peso del pasado tiene mayor valor que un peso del futuro”. Por esta razón, se han desarrollado técnicas de análisis que hagan estas consideraciones lo más apegadas a la realidad, ya que son de vital importancia para la determinación de la generosidad de un proyecto.

4.5.1. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto es uno de los indicadores económicos más empleados en la industria petrolera por dos razones, la primera por que es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy. Permitiendo ver de manera fácil, si los ingresos son mayores que los egresos.

El método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero, de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto a una tasa de descuento previamente determinada (con la finalidad de considerar las variaciones del dinero con el tiempo), para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial.

Lo anterior expresado en forma matemática quedaría representado como:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde VPN = Valor presente neto St=Flujo de efectivo neto del período, t (ingresos-egresos), n = Número de períodos de vida del proyecto, i = Tasa de interés considerada, t =Período en el que nos encontramos.

4.5.2. RELACIÓN BENEFICIO COSTO (RBC)

El método de la relación beneficio-costos es un método de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, parte de la simple pregunta ¿cuánto es lo que se obtiene a partir de lo que se invierte? Se define como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\text{Relación Beneficio - Costo} = \frac{VPN}{\text{Inversión inicial}}$$

Periodo de la recuperación de la inversión (FENDA vs Años): Este método también denominado “payback”, consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir, el periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento.

4.5.3. LÍMITE ECONÓMICO (LE)

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos. En otras palabras es un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto un proyecto nunca debe exceder este periodo de vida útil, ya que el hacerlo provocaría pérdidas para la compañía.

$$Q_0 = \frac{CO}{(P_O + (R_{si} * Fe * P_G) + (R_{si} * Fe * Frc * P_C)}$$

Donde:

- Q_0 = Límite económico del pozo (barriles por mes)
- CO = Costos de operación y mantenimiento (\$/pozo/mes)
- P_O = Precio del crudo (\$/barril)
- R_{si} = Relación aceite-gas (mpc/barril)
- Fe = Factor de encogimiento
- P_G = Precio del gas (\$/mpc)
- Frc = Factor de recuperación de condensados (barril/mpc)
- P_C = Precio del condensado (\$/barril)

En la **Figura 4.2** se puede interpretar cual es la vida de un proyecto a través del tiempo y el proceso mediante al cual se llega al límite económico del mismo.

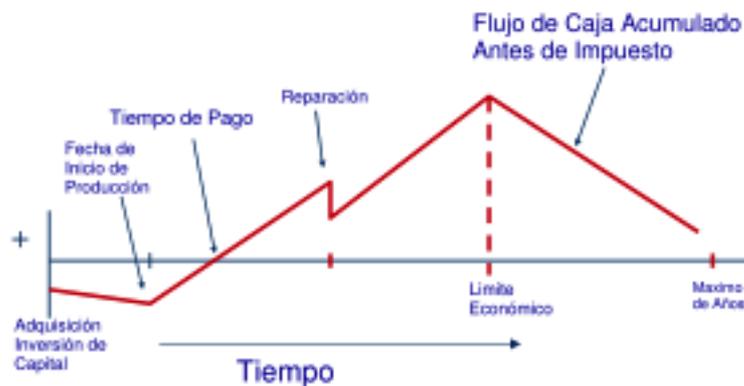


Figura 4.2. Límite económico de un proyecto.

4.5.4. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno al igual que el Valor Presente Neto, es otro de los indicadores con mayor aceptación en el ámbito de la evaluación de proyectos ya que permite establecer las variaciones en un marco temporal del valor del dinero, permitiendo así; decidir que iniciativas tienen la posibilidad de realización y cuales no. La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual al flujo de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero.

4.6. ANÁLISIS DE RIESGO

La diferencia entre una buena o mala decisión puede ser la diferencia entre éxito y fracaso, es decir, las ganancias y las pérdidas, o incluso entre la vida y la muerte. Si bien los problemas más simples se pueden analizar con tan sólo unos cálculos, tomar decisiones más complicadas puede tomarle a una compañía meses o años de preparación. Por ejemplo, uno de los dilemas que enfrentan hoy en día las compañías de explotación y producción es, cómo desarrollar yacimientos situados en aguas profundas.

Existen varios métodos para ayudar a quienes toman decisiones, como evaluar la incertidumbre, reducir el riesgo y escoger soluciones que se puedan llevar a la práctica. Entre estos cálculos se incluye el valor actual neto (VPN), los análisis de flujo de efectivo descontados, la simulación de Monte Carlo, la teoría de la cartera de inversiones, el análisis de árbol de decisiones y la teoría de las preferencias.

Las situaciones elementales se pueden resolver con cálculos básicos como el valor esperado, pero los casos en los que participan más factores requieren un proceso de análisis de decisiones que combina información de múltiples disciplinas, da cuenta de incertidumbre y evalúa el efecto de las diferentes decisiones.

Tanto los ingenieros como los matemáticos y expertos en otras disciplinas, han ideado diversas herramientas que nos permiten comprender las incertidumbres, y evaluar y mitigar los riesgos. En la industria petrolera y del gas natural, abundan las incertidumbres y se enfrentan nuevos riesgos a cada momento, sin embargo, muchos de los responsables de tomar decisiones en el ámbito petrolero no recurren a estas nuevas técnicas

4.6.1. RIESGO

Existen tantas definiciones de riesgo e incertidumbre como libros existen sobre el tema. El riesgo en forma general, es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento.

4.6.2. CONSTRUCCIÓN DE UN ÁRBOL DE DECISIÓN

Para la construcción de un árbol de decisión se deben seguir los siguientes pasos:

- 1) Definición del problema: en algunos casos esto es lo más sencillo, en otros, lo más difícil; debido a la falta de claridad en cuanto a lo que más pueda convenir a la compañía, o a la posibles cursos de acción. En este punto es de

gran utilidad emplear ya sea el diagrama de causa efecto integrado, o el diagrama de influencia.

2) Estructuración del árbol de decisiones: una vez definido el problema, se debe esquematizar el árbol de decisión para lo cual es importante identificar y organizar cronológicamente eventos y decisiones, empezando por aquellos inmediatos y las correspondientes alternativas a considerar. Así, es posible ir construyendo el diagrama del árbol teniendo el cuidado de hacerlo siempre de izquierda a derecha. Es importante determinar los tiempos de evaluación como consecuencia de las decisiones tomadas, e identificar todas las incertidumbres que puedan suministrar información para una decisión futura, así como también establecer las decisiones posteriores que pueden verse afectadas como consecuencia de las situaciones inmediatas.

3) Resolver el árbol utilizando valores esperados y determinar la mejor estrategia a seguir: con todas las decisiones y alternativas en su sitio, es posible ahora determinar la mejor estrategia a seguir, para lo cual se procede de derecha a izquierda. Primero se resuelven las incertidumbres, utilizando el valor esperado de los diferentes escenarios planteados como solución a estos eventos; posteriormente, el mayor o menor valor en el caso de las decisiones. La solución al árbol es la mejor combinación de alternativas que maximiza el valor. Lo que se busca es:

- Maximizar ganancias
- Disminuir costos

4) Realizar el análisis de sensibilidad: Es útil adelantar un análisis de sensibilidad que muestre la forma en que podría cambiar la decisión en el caso de que algunos de los supuestos que se utilizaron se modifiquen, por ejemplo, en términos de las probabilidades asignadas, las operaciones o los costos, de acuerdo con la metodología definida para el proceso de toma de decisiones.

5) Tomar la decisión que convenga, considerando las preferencias al riesgo.

Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, o el elemento sorpresa

con respecto al retorno esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos.

4.6.3. INCERTIDUMBRE

Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, o el elemento sorpresa con respecto al retorno esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos.

4.6.4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Su importancia radica en que permite realizar un análisis rápido de las condiciones generales y el grado de exposición de la situación que se requiere estudiar. En ocasiones los indicadores son bastante intuitivos y de uso común para la mayoría de las personas. Sin embargo, a pesar de su sencillez, o gracias a ella, es ampliamente utilizado por grandes empresas como complemento del análisis económico y de riesgo más sofisticado.

Existen 4 diferentes métodos para el análisis de sensibilidad que son empleados de acuerdo con el nivel de complejidad deseado:

- Sensibilidad de una variable
- Análisis tipo araña
- Análisis de tornado
- Análisis multivariable

4.6.5. SIMULACIÓN DE MONTECARLO

En el mundo de los negocios, en las compañías de servicios, en las grandes fábricas entre otras, es cada vez más popular el uso de herramientas de simulación que permiten generar múltiples escenarios, los cuales son de gran utilidad en el momento de evaluar los cursos de acción a seguir. **Figura 4.3.**

El propósito de la simulación es imitar el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permita estudiar las propiedades y características

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL

de la situación analizada, para generar las conclusiones y tomar decisiones basados en los resultaos. Las etapas necesarias para realizar este proceso son:

- 1) Construcción del modelo determinista
- 2) Identificación de las variables críticas
- 3) Definición de la distribución de probabilidad de las variables aleatorias
- 4) Construcción del modelo de simulación
- 5) Realización de la simulación
- 6) Análisis de resultados
- 7) Generación de análisis complementarios.

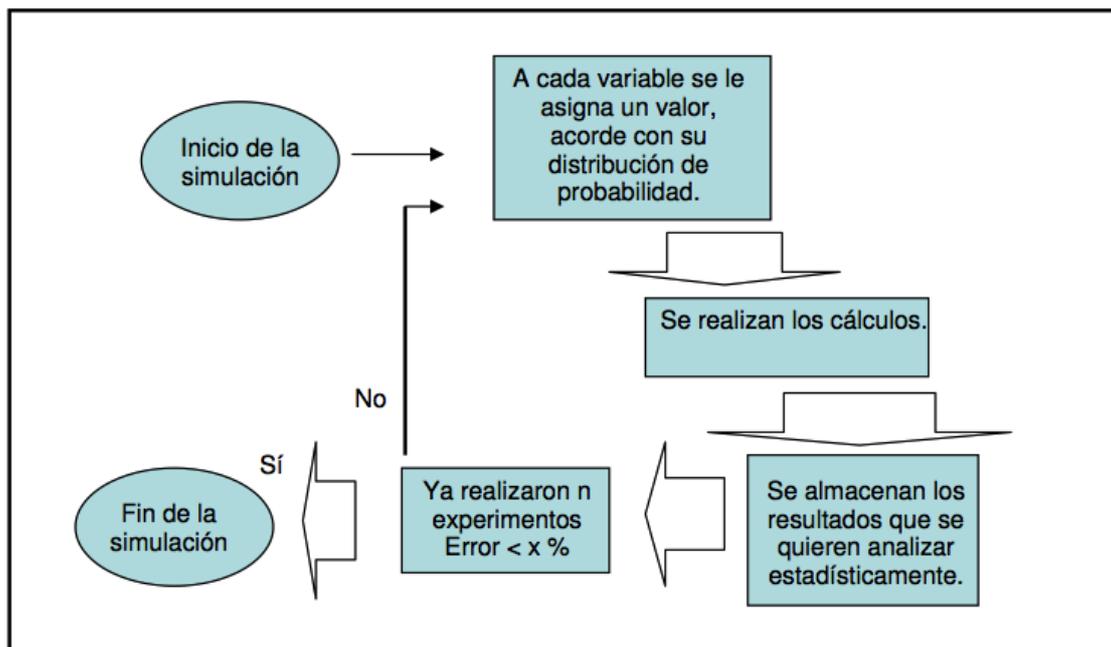


Figura 4.3. Diagrama de flujo del proceso de simulación de Monte Carlo.

Las variables que se utilizarán para la construcción de su distribución de probabilidad, son aquellas que se obtuvieron en el análisis de sensibilidad, como las que causan el mayor impacto. La simulación de Montecarlo considera

el riesgo y la incertidumbre como factores integrales dentro de los cálculos. Lo más importante es que incorpora el concepto de probabilidad.

Si los yacimientos fueran homogéneos, sería muy fácil deducir las reservas recuperables de ese yacimiento, utilizando un valor único para cada parámetro. Pero, en la práctica, por lo general no es posible asignar valores únicos a cada parámetro. Los geólogos y los ingenieros tienen que estimar valores promedio a través de todo el volumen de un campo, para propiedades tales como la porosidad y el volumen total de la roca.

Lo que ellos pueden hacer con los datos limitados con los que cuentan, sin embargo, es trazar una curva de distribución, es decir, una curva que describa la probabilidad de que ocurra un valor determinado, para cada variable ingresada en el cálculo. **Figura 4.4.**

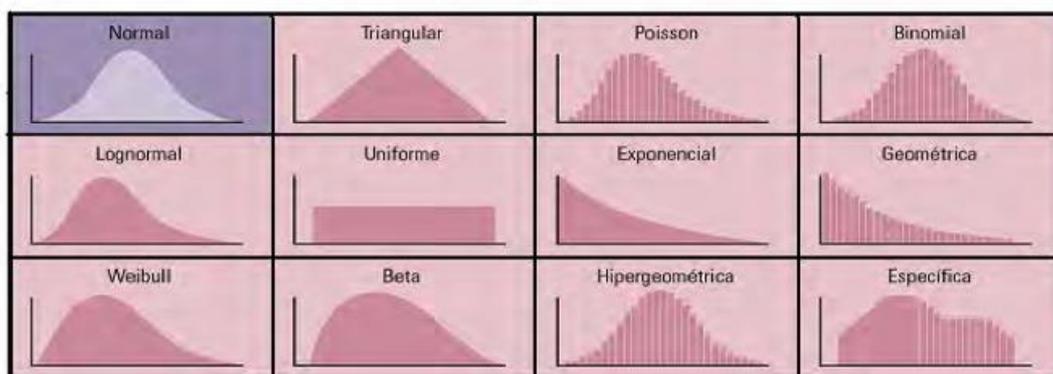


Figura 4.4. *Distribución de la probabilidad.*

En la simulación de Montecarlo cada uno de los datos se muestrea en forma arbitraria y los valores individuales se multiplican entre sí (procedimiento conocido como una prueba). El resultado de una prueba individual proporciona una respuesta posible para las reservas recuperables; este muestreo arbitrario para cada distribución de datos ingresados. Con tantas pruebas la simulación tomará los resultados más posibles de cada distribución, en lugar de los extremos. Como resultado final se obtiene una nueva curva de distribución, que representa un rango de posibles cantidades de reservas recuperables y la probabilidad de que ocurra un valor en particular.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

La forma de las distribuciones puede variar enormemente. Una distribución triangular, por ejemplo, se puede elegir para la porosidad si los expertos pueden asegurar que conocen los valores de porosidad mínima y máxima y más probable. Si bien la simulación de Montecarlo es ampliamente utilizada para estimar las reservas, sólo una cantidad limitada de compañías la adoptan como método para tomar decisiones económicas. **Figura 4.5.**

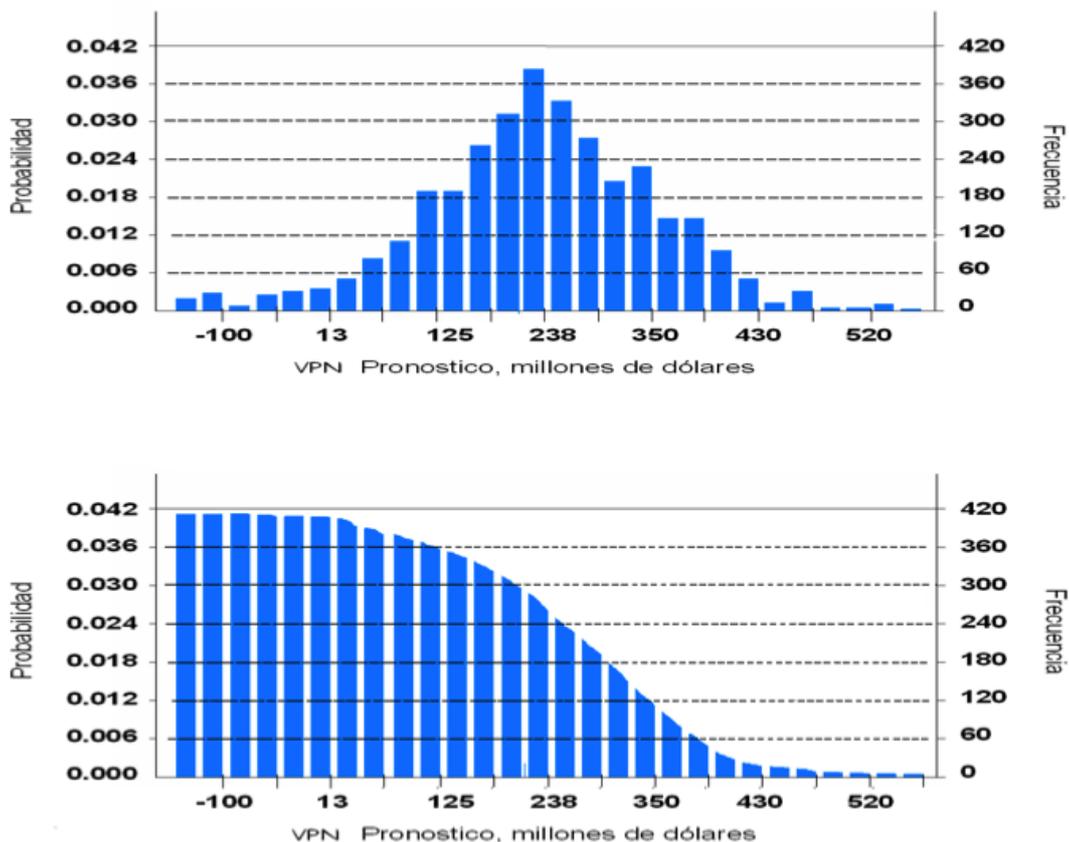


Figura 4.5. Resultados de la simulación de Monte Carlo.

La **Figura 4.5** muestra toda la gama de resultados posibles, como el Valor Presente Neto (VPN) y la probabilidad de alcanzar cada uno de ellos. También se puede observar la frecuencia de cada resultado para 420 pruebas (arriba). La simulación no brinda una única respuesta, si no un rango de ellas. El responsable de tomar decisiones recibe un panorama general. La distribución de la inversa de las probabilidades acumuladas (abajo), muestra la probabilidad de obtener un VPN mayor, que un cierto valor sobre el eje de las X.

4.7. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

Se desarrollara un programa completo de evaluación económica en los campos Tajín y Corralillo con la implementación del bombeo mecánico.

Los cálculos se realizan en una primera fase de manera sencilla en Excel, para tener un panorama de forma rápida, posteriormente se utilizará software especializado Palisade, @RISK 6, para hacer la evaluación económica y de riesgo, de una manera más detallada.

4.7.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En la **Tabla 4.1** se indican las premisas del Campo Tajín.

PREMISAS		
Campo	Tajín	
Qoi	28	
Fd	0.9400	
Límite económico	6	bd
RGA	300	m3/m3
Precio Aceite	95	usd/bl
Precio Gas	3.5	usd/Mpc
Tipo de cambio	13	\$/usd
FOM	7.79	usd/bpce
Tasa	12.00	%

Tabla 4.1. Premisas del Campo Tajín.

En el **Anexo 3** se puede apreciar los datos de Producción, Ingresos, Inversión, Costos, Egresos y Flujo de Efectivo los cuales arrojan los siguientes indicadores económicos mostrados en la **Tabla 4.2**:

INDICADORES ECONÓMICOS		
VPN	10.21	MM\$
VPI	3.27	MM\$
VPN/VPI	3.13	\$/
TIR	1.00	%

Tabla 4.2. Indicadores económicos arrojados del Campo Tajín

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL SECTOR 7

En el campo Tajín, el factor de declinación mensual obtenido es de .94, con este dato se grafico la producción incremental de aceite y gas contra el tiempo, con un límite económico de 6 [BPD].

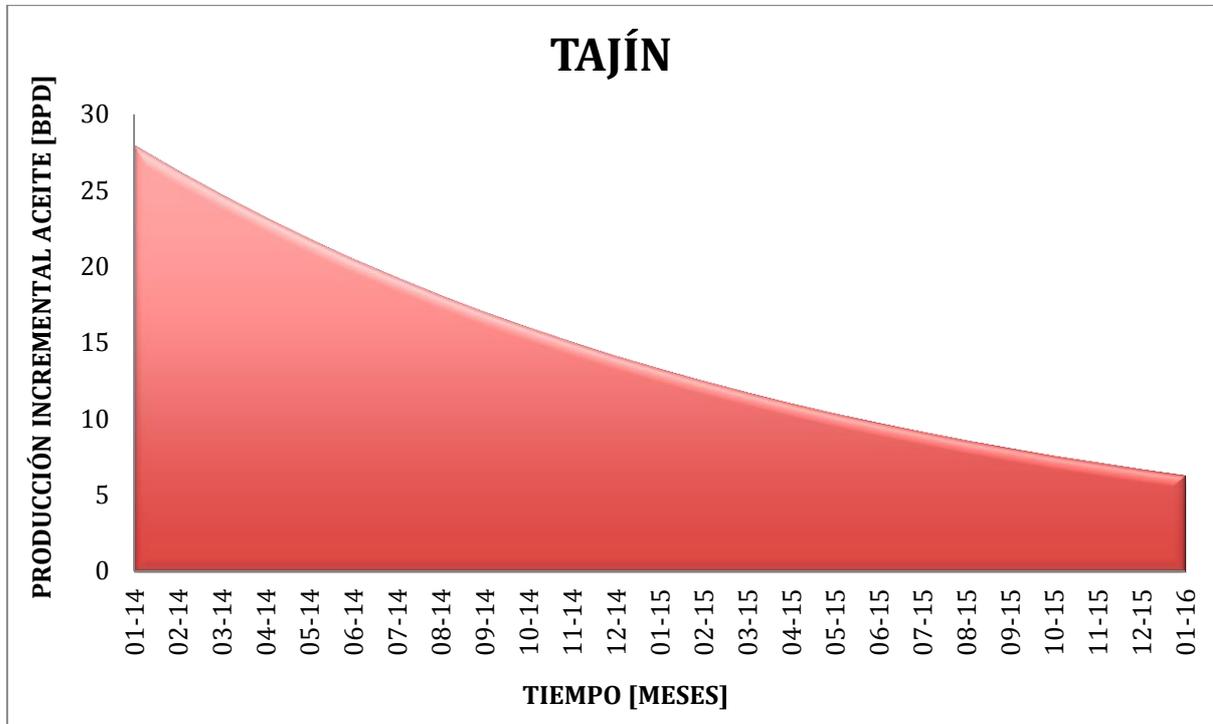


Figura 4.6. Producción incremental de aceite vs tiempo del Campo Tajín.

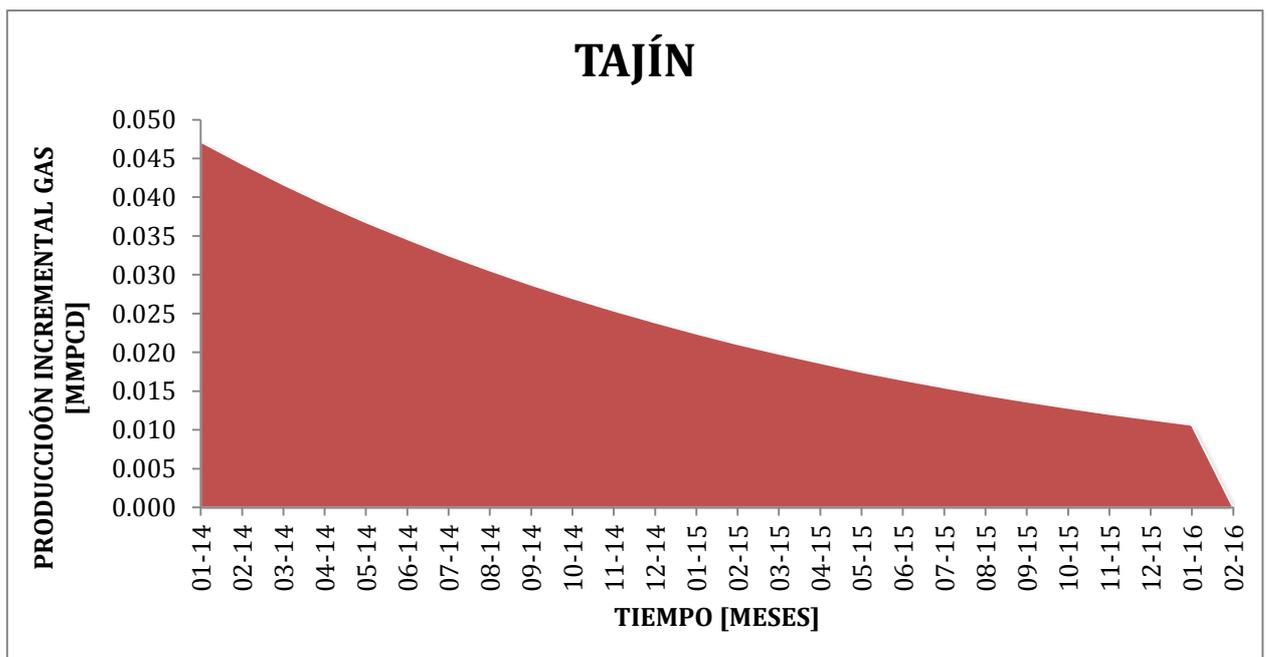


Figura 4.7. Producción incremental de gas vs tiempo del Campo Tajín.

Con una producción incremental de 6 bpd se llega al límite económico en 2 años. Considerando que en el campo Tajín el costo de la conversión a bombeo mecánico por pozo es de 1.875 MM\$, y los costos de operación y mantenimiento llegan a 1.5 MM\$ en esos 2 años, con las premisas antes mencionadas, en 2 meses se paga la conversión a bombeo mecánico, mostrado en la **Figura 4.8**.

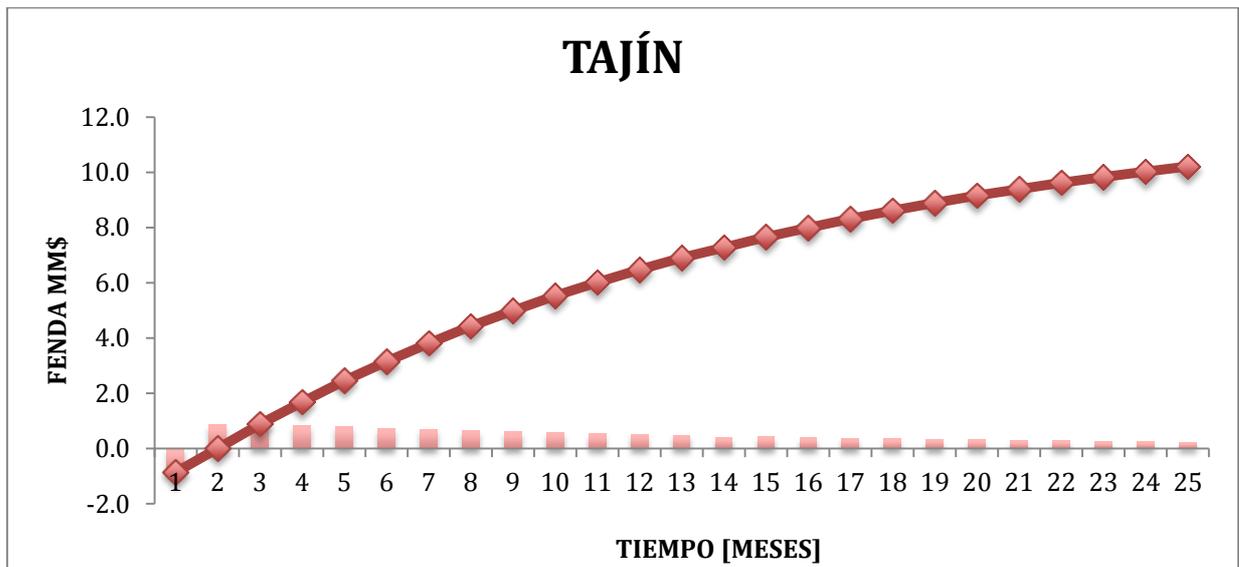


Figura 4.8. Recuperación de la inversión del Campo Tajín.

En la **Tabla 4.3** se indican las premisas del Campo Corralillo.

PREMISAS	
Campo	Corralillo
Qoi	36
fd	0.9400
Límite económico	6 bd
RGA	300 m3/m3
Precio Aceite	95 usd/bl
Precio Gas	3.5 usd/Mpc
Tipo de cambio	13 \$/usd
FOM	7.79 usd/bpce
Tasa	12.00 %

Tabla 4.3. Premisas del Campo Corralillo.

En el **Anexo 4** se puede apreciar los datos de Producción, Ingresos, Inversión, Costos, Egresos y Flujo de Efectivo los cuales arrojan los siguientes indicadores económicos mostrados en la **Tabla 4.4**:

INDICADORES ECONÓMICOS	
VPN	13.54 MM\$
VPI	3.79 MM\$
VPN/VPI	3.57 \$/\$
TIR	1.62 %

Tabla 4.4. *Indicadores económicos arrojados del Campo Tajín.*

En el campo Corralillo, el factor de declinación mensual obtenido es de .94, con este dato se grafico la producción incremental de aceite y gas contra el tiempo, con un limite económico de 6 [BPD].

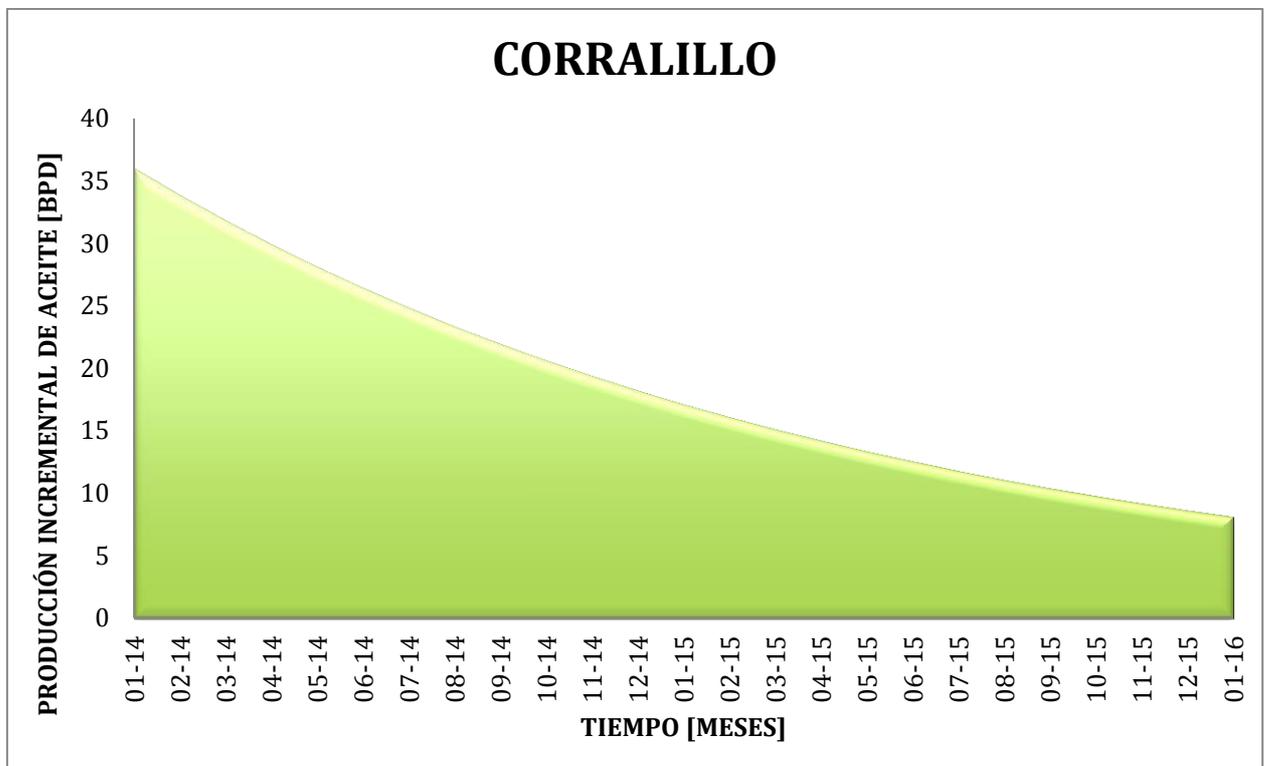


Figura 4.9. *Producción incremental de aceite vs tiempo del Campo Corralillo.*



Figura 4.10. Producción incremental de gas vs tiempo del Campo Corralillo.

Con una producción incremental de 6 bpd se llega al límite económico en 2 años. Considerando que en el campo Corralillo el costo de la conversión a bombeo mecánico por pozo es de 2 MM\$, y los costos de operación y mantenimiento llegan a 1.5 MM\$ en esos 2 años, con las premisas antes mencionadas, en 2 meses se paga la conversión a bombeo mecánico, mostrado en la **Figura 4.11**.

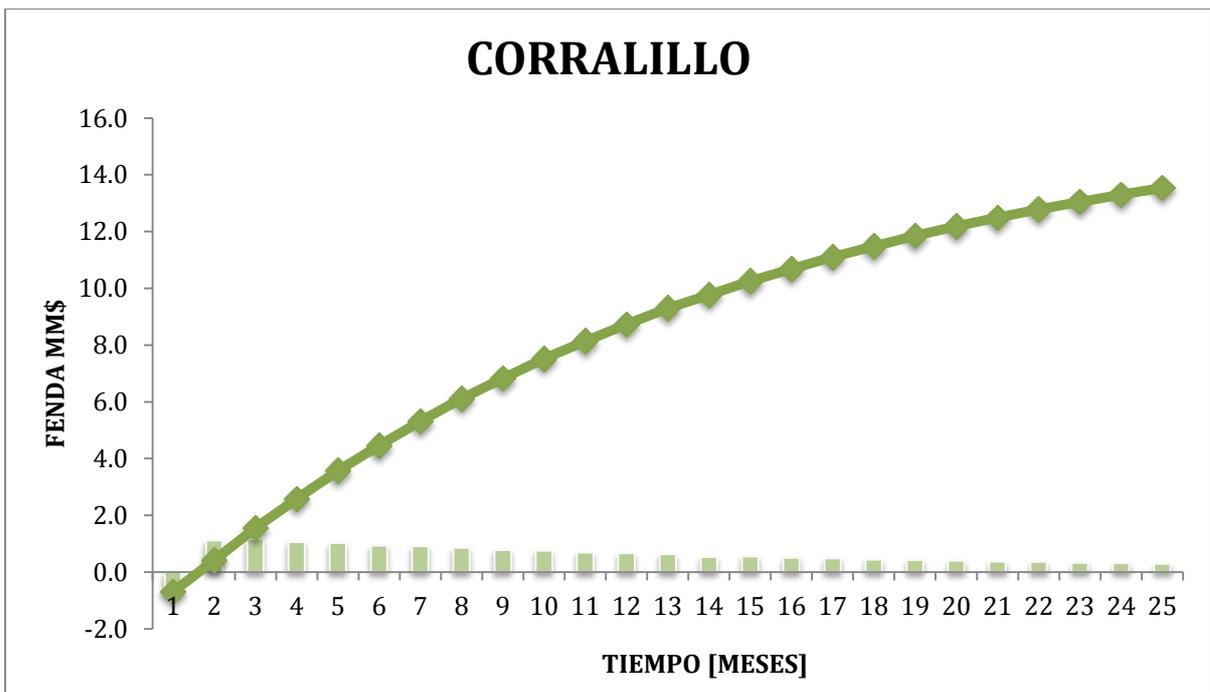


Figura 4.11. Recuperación de la inversión del Campo Corralillo.

4.7.2. EVALUACIÓN DE RIESGO

4.7.2.1. MODELO DE @RISK

Este modelo introduce incertidumbre en el modelo determinístico del archivo **Análisis Económico CBM.xlsx**. Se utilizó una distribución triangular para la inversión, una log-Normal para la producción y para las tendencias anuales del precio del gas y aceite una distribución normal.

Para crear el modelo se han realizado varias presuposiciones. En primer lugar, se supone que el descenso de la producción de petróleo y el de la producción de gas son constantes de un año a otro. En segundo lugar, el modelo supone tendencias constantes en los precios del petróleo y el gas; también supone cierto cambio en los precios anuales alrededor de estas tendencias. En tercer lugar, según los consejos de un analista de petróleo/gas, los gastos operativos anuales varían alrededor del 3% de los gastos de capital iniciales más \$3 por barril de petróleo. Utilizando estos datos como mejores suposiciones, se generan los coeficientes.

4.7.2.2. CAMPO CORRALILLO

Las **Figuras 4.12** y **4.13** muestran el comportamiento del VPN en razón del diagrama de tornado (análisis de sensibilidad) y el análisis del riesgo respectivamente.

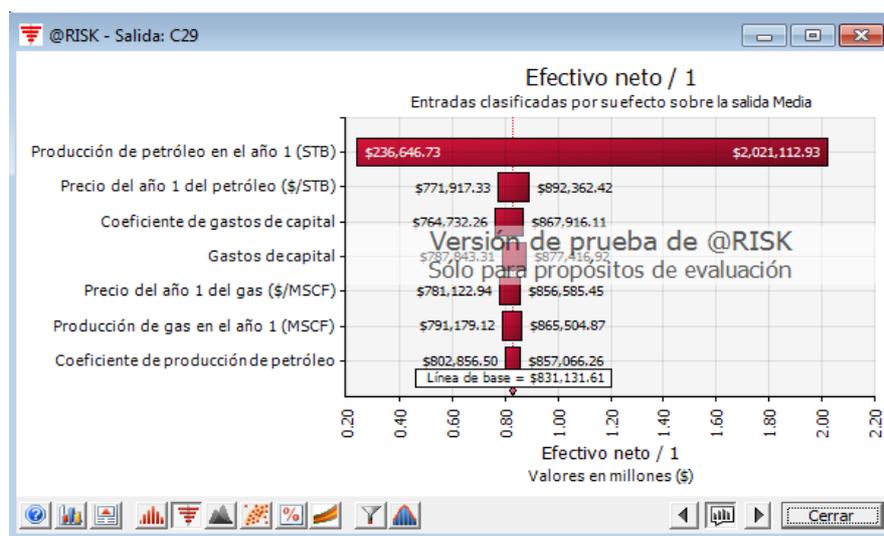


Figura 4.12. Análisis de tornado del Campo Corralillo.

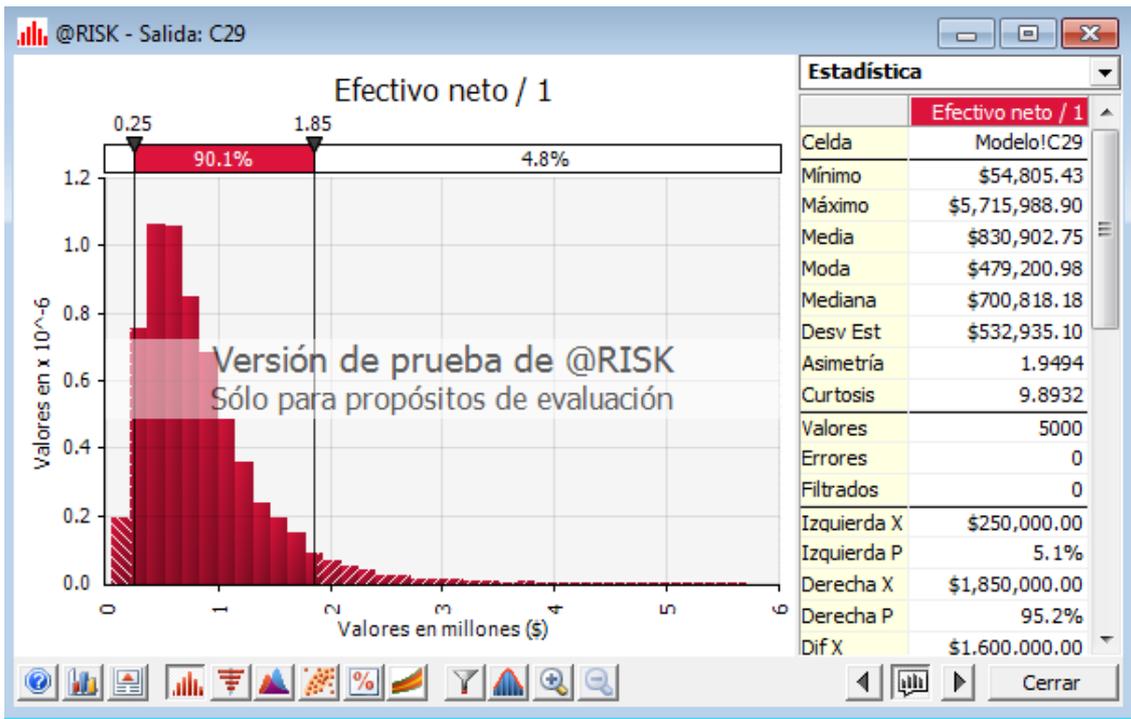


Figura 4.13. Análisis de riesgo del Campo Corralillo.

4.7.2.3. CAMPO TAJÍN

El campo Tajín muestra un comportamiento en base a su análisis de sensibilidad y de riesgo, esto se presenta en las Figuras 4.14 y 4.15 respectivamente.

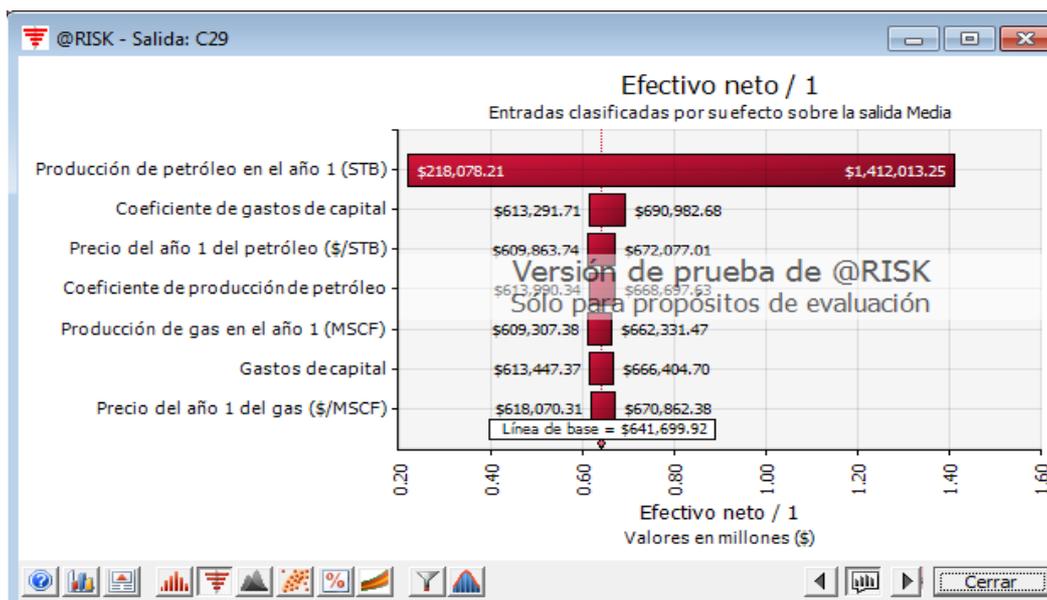


Figura 4.14. Análisis de tornado del Campo Tajín.

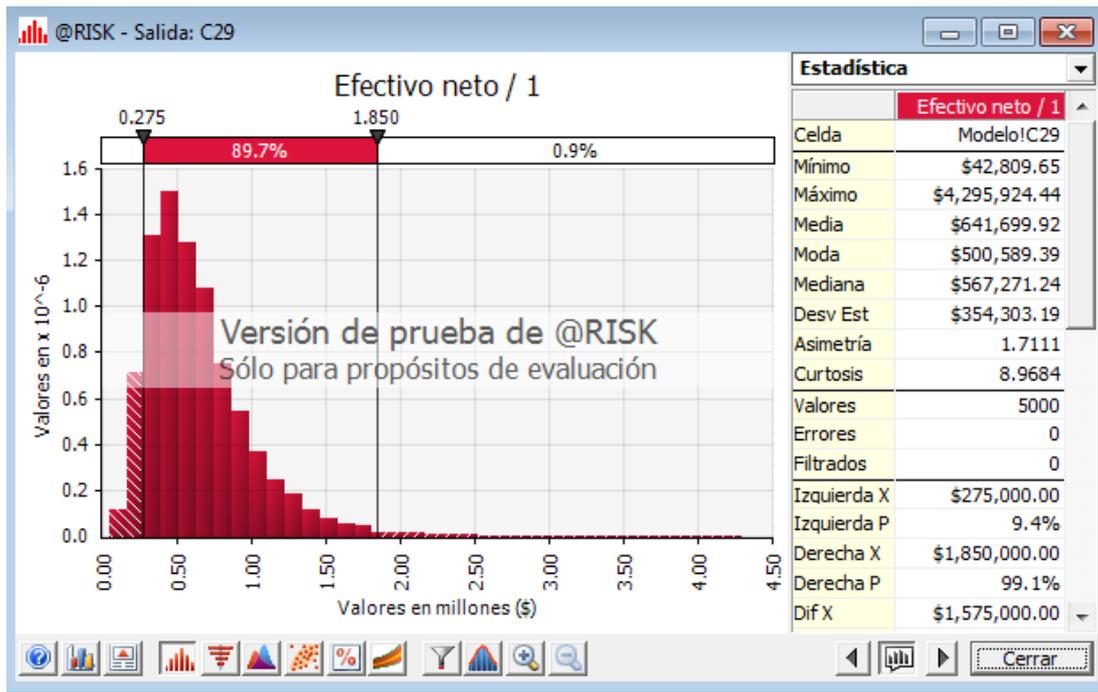


Figura 4.15. Análisis de riesgo del Campo Tajín.

En las Figuras 4.12 y 4.14 resulta evidente que el VPN es más sensible a la producción de petróleo del año 1 y el descenso anual de la producción de petróleo. De hecho, las últimas cinco entradas tienen un efecto tan pequeño sobre el VPN que apenas parece necesario tratarlas como entradas inciertas. El motivo por el que el petróleo predomina sobre el gas en este gráfico es el precio y la producción.

CONCLUSIONES

Desde el 2007, el Sector 7 (Tajín-Corralillo) ha sido uno de los principales generadores de VPN positivo en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo.

Dado por las características del sistema roca-fluido que se presentan en los campos, si se pretende acelerar la producción en este sector constituido principalmente de rocas areniscas y brechas, es viable como sistema de levantamiento artificial de fluidos el uso del bombeo mecánico.

En el Capítulo IV se observaron diversos indicadores que nos muestran que la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7 es rentable.

Con el estudio de un pozo “tipo” para el Campo Tajín, considerando la producción promedio de 28 [BPD], una tasa de descuento del 12%, el VPN es de 10.21 MMDP, lo que demuestra que le proyecto genera una ganancia significativa.

Con el estudio de un pozo “tipo” para el Campo Corralillo, con una producción promedio de 36 [BPD], con la tasa de descuento de 12%, el VPN para este campo es de 13.54 MMDP.

La producción hasta llegar al límite económico es de 6 [BPD] en el Sector 7, cuando se alcanza esta producción, los costos de operación superan los beneficios obtenidos.

El análisis de riesgo de la implementación del bombeo mecánico presenta escasas probabilidades de que el proyecto en el Sector 7 no genere ninguna ganancia.

RECOMENDACIONES

El Sector 7 es una zona potencialmente rentable, por lo cual se debe de enfocar programas al mejoramiento de esta área, optimizando las operaciones en zonas de baja rentabilidad en el sector.

GLOSARIO

Abatimiento (draw down): Es la diferencia entre la presión de fondo estática y la presión de fondo fluyendo. La distancia entre el nivel estático y el nivel de bombeo del fluido en el espacio anular de un pozo con Bombeo Mecánico.

Aceite ligero: La densidad de este aceite es mayor a 27 grados API, pero menor o igual a 38 grados.

Aceite pesado: Es aquél cuya densidad es menor o igual a 27 grados API.

Aceite superligero: Su densidad es mayor a los 38 grados API.

Area probada: Proyección en planta de la parte conocida del yacimiento correspondiente al volumen probado.

Balancín: Miembro horizontal de acero de una unidad de Bombeo Mecánico, que tiene un movimiento de balanceo recíprocante.

Biela (brazo pitman): Brazo que conecta la manivela con el balancín en una unidad de bombeo, por medio del cual el movimiento rotatorio se convierte en movimiento recíprocante.

Bomba recíprocante: Bomba que emplea un émbolo que se mueve dentro de un cilindro. El cilindro está equipado con válvulas de succión y descarga. En la embolada de admisión, la válvula de succión se abre y el fluido entra al cilindro. En la embolada de escape, la válvula de succión cierra y la de descarga abre haciendo que el fluido se force fuera del cilindro.

Bombeo artificial: Cualquier método utilizado para elevar el aceite a la superficie a través de un pozo después de que la presión del yacimiento ha declinado hasta el punto en el cual ya no producirá por medio de energía natural. Las formas más comunes son: el Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático, Bombeo Hidráulico y el Bombeo Electrocentrífugo.

Brida (bridle): Cable en una unidad de bombeo que pasa sobre la cabeza de caballo del balancín y está conectado a la barra portadora para soportar la grampa de la varilla pulida.

Cabeza de caballo: Sección curva del balancín de una unidad de Bombeo Mecánico, localizada arriba del pozo y de la cual se suspende la brida.

Camisa, barril: El cilindro o camisa en la cual el émbolo de una bomba de varillas de succión sube y baja.

Campo: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Candado de gas: Bloqueo de Gas libre que ocurre cuando un volumen de gas es atrapado entre las válvulas dentro de la bomba.

Carga de contrapeso: Es el peso en libras que se coloca en los contrapesos de las unidades de Bombeo Mecánico Convencional y Mark II, para proporcionar una distribución equilibrada de cargas y mantener al motor trabajando dentro del amperaje normal.

Carrera del émbolo: La longitud del movimiento, en pulgadas, de un émbolo en una bomba reciprocante del punto muerto superior al punto muerto inferior.

Check: Válvula de retención que permite el paso del flujo en un solo sentido.

Complejo: Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

Densidad API: Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / \text{densidad relativa}) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API.

Desarrollo: Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Espaciamiento: Distancia que se deja entre la válvula de pie y viajera.

Estratigrafía: Parte de la geología que estudia el origen, composición, distribución y sucesión de estratos rocosos.

Factor de recuperación (fr): Es la relación existente entre la reserva original y el volumen original de aceite o gas, medido a condiciones atmosféricas, de un yacimiento.

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Golpe ascendente: Cuando el émbolo golpea en el interior de la bomba en su punto muerto superior, provocando un posible desanclamiento de la misma.

Golpe de fluido: Es el impacto errático del émbolo de la bomba contra el fluido cuando ésta opera con un vacío parcial en el cilindro, con gas atrapado o cuando el pozo no está produciendo.

Golpe descendente: Cuando la sarta de varillas golpea en su punto muerto inferior el adaptador con la válvula guía de la varilla del émbolo, ocasionado por la elongación de las varillas.

Hidrocarburos: Compuestos químicos constituidos completamente de hidrógeno y carbono.

Límite económico: Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos en su explotación.

Nivel de fluido: Profundidad de la columna de fluido en la tubería de producción o de revestimiento de un pozo. El nivel estático de fluido se

toma cuando el pozo no está produciendo y está estabilizado. El nivel dinámico o de bombeo, es el punto al cual llega el nivel estático cuando el pozo está produciendo.

Nivel dinámico: Es el nivel de recuperación por la presión del yacimiento.

Nivel estático del líquido: El nivel del líquido en un pozo cuando está cerrado.

Petróleo crudo equivalente (PCE): Suma del aceite crudo, condensado, líquidos de plantas y gas seco equivalente a líquido.

Permeabilidad: Facilidad de una roca para dejar pasar fluidos a través de ella. Es un factor que indica si un yacimiento es, o no, de buenas características productoras.

Play: Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

Porosidad: Relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es una medida de la capacidad de almacenamiento de la roca.

Pozo de desarrollo: Pozo perforado en un área probada con el fin de producir hidrocarburos.

Presión de saturación: Presión a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Prueba de formación (Drill Stem Test): Procedimiento que utiliza la sarta de perforación con el fin de determinar la capacidad productiva, presión, permeabilidad o extensión de un yacimiento, o una combinación de lo anterior, aislando la zona de interés con empacadores temporales.

Registro de pozos: Representa la información sobre las formaciones del subsuelo obtenidas por medio de herramientas que se introducen en los pozos; son de tipo eléctrico, acústico y radioactivo. El registro también incluye información de perforación y análisis de lodo y recortes, de núcleos y pruebas de formación.

Relación gas-aceite: Es la cantidad de gas producido en pies cúbicos con cada barril de aceite.

Reserva remanente: Volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos a una fecha específica.

Reserva original: Volumen de hidrocarburos a condiciones atmosféricas, que se espera recuperar económicamente con los métodos y sistemas de explotación aplicables a una fecha específica. Es la fracción del recurso descubierto y económico que podrá obtenerse al final de la explotación del yacimiento.

Sección sísmica: Perfil sísmico que emplea perfiles de reflexión de las

ondas sísmicas para determinar la geología del subsuelo.

Sarta de varillas: Sarta de varillas de succión. La longitud total de las varillas de succión consta de una serie de varillas conectadas entre sí. La sarta de varillas sirve como un eslabón mecánico de la unidad de bombeo en la superficie con la bomba cerca del fondo del pozo.

Sarta telescopiada: Tubería de perforación, de producción o de varillas de succión, formadas por secciones de diámetros distintos: el diámetro mayor se encuentra en la parte superior y disminuyen hacia abajo.

Sedimentos: Material sólido presente en el aceite crudo, como arenas, arcillas, etc.

Válvula de pie: Válvula de contrapresión colocada en la succión de una bomba y que permite que ésta permanezca llena de líquido cuando no está operando. Válvula fija de

canica y asiento, colocada en el extremo inferior del barril de trabajo de una bomba de varillas de succión. La válvula de pie y su jaula no se mueven como lo hace la válvula viajera.

Válvula viajera: Una de las dos válvulas en un sistema de bombeo con varillas de succión. La válvula viajera sigue el movimiento de la sarta de varillas de succión. Al subir las varillas, la canica de la válvula se asienta, soportando la carga del fluido. Al bajar las varillas, la canica se separa del asiento, permitiendo la entrada del fluido dentro de la columna de producción.

Viscosidad: Es la resistencia que opone un fluido a deslizarse sobre sí mismo.

Yacimiento: Es un cuerpo de roca donde se acumula el hidrocarburo, sus características deben de ser: porosidad, permeabilidad y continuidad vertical y horizontal.

ANEXO 1. Producción Base, Incremental y Factores de declinación campo Tajín.

TAJÍN

	Mes	Base	Incremental	Total	fd (fracción)
2002	Ene	1,112	0	1,112	
	Feb	1,158	51	1,209	
	Mar	1,056	17	1,073	
	Abr	988	36	1,024	
	May	967	10	977	
	Jun	882	15	897	
	Jul	776	95	871	
	Ago	597	142	739	
	Sep	727	150	877	
	Oct	657	464	1,121	
	Nov	802	606	1,408	
	Dic	884	780	1,664	0.9794
2003	Ene	1,496	474	1,970	
	Feb	1,278	416	1,694	
	Mar	1,166	692	1,858	
	Abr	1,150	1,069	2,219	
	May	1,190	1,151	2,341	

2004	Jun	1,260	1,362	2,622	
	Jul	1,252	1,904	3,156	
	Ago	1,332	2,256	3,588	
	Sep	1,274	3,716	4,990	
	Oct	1,343	4,367	5,710	
	Nov	1,412	4,456	5,868	
	Dic	1,402	4,277	5,679	0.9941
	Ene	5,912	304	6,216	
	Feb	5,874	841	6,715	
	Mar	4,902	1,035	5,937	
	Abr	4,792	1,755	6,547	
	May	4,537	2,258	6,795	
2005	Jun	4,304	2,280	6,584	
	Jul	4,003	2,082	6,085	
	Ago	3,840	1,895	5,735	
	Sep	3,864	1,686	5,550	
	Oct	3,722	1,716	5,438	
	Nov	3,617	1,626	5,243	
	Dic	3,306	1,883	5,189	0.9485
	Ene	5,272	80	5,352	
	Feb	5,274	657	5,931	

2006	Mar	5,239	945	6,184	
	Abr	5,026	1,400	6,426	
	May	4,574	2,183	6,757	
	Jun	4,552	1,854	6,406	
	Jul	4,314	1,920	6,234	
	Ago	4,095	1,931	6,026	
	Sep	4,017	2,020	6,037	
	Oct	3,887	1,920	5,807	
	Nov	3,520	2,140	5,660	
	Dic	3,918	1,837	5,755	0.9734
	Ene	5,432	155	5,587	
	Feb	5,292	613	5,905	
	Mar	5,279	431	5,710	
	Abr	4,684	650	5,334	
	May	4,805	747	5,552	
	Jun	4,472	920	5,392	
	Jul	3,943	907	4,850	
	Ago	3,779	905	4,684	
	Sep	3,568	937	4,505	
	Oct	3,290	1,293	4,583	
Nov	3,327	1,455	4,782		

2007	Dic	3,270	1,813	5,083	0.9549
	Ene	5,511	699	6,210	
	Feb	5,373	1,592	6,965	
	Mar	5,110	1,526	6,636	
	Abr	4,799	1,572	6,371	
	May	4,546	2,401	6,947	
	Jun	3,979	6,532	10,511	
	Jul	4,042	6,279	10,321	
	Ago	3,568	5,161	8,729	
	Sep	3,346	4,186	7,532	
	Oct	3,213	4,274	7,487	
	Nov	3,073	4,491	7,564	
2008	Dic	2,795	4,767	7,562	0.9401
	Ene	9,413	180	9,593	
	Feb	12,748	818	13,566	
	Mar	10,701	1,340	12,041	
	Abr	9,910	2,684	12,594	
	May	9,602	4,386	13,988	
	Jun	9,035	3,773	12,808	
	Jul	8,567	4,229	12,796	
	Ago	7,081	4,929	12,010	

2009	Sep	5,734	4,348	10,082	
	Oct	4,919	3,694	8,613	
	Nov	4,109	3,991	8,100	
	Dic	3,820	4,645	8,465	0.9213
	Ene	7,554	124	7,678	
	Feb	7,188	358	7,546	
	Mar	6,927	1,098	8,025	
	Abr	5,328	2,452	7,780	
	May	4,968	2,789	7,757	
	Jun	4,346	2,826	7,172	
	Jul	3,561	2,506	6,067	
	Ago	3,116	2,598	5,714	
2010	Sep	2,985	2,524	5,509	
	Oct	2,948	2,564	5,512	
	Nov	3,244	2,740	5,984	
	Dic	3,376	2,831	6,207	0.9294
	Ene	6,123	326	6,449	
	Feb	6,098	1,171	7,269	
	Mar	5,606	1,275	6,881	
	Abr	5,006	1,617	6,623	
	May	4,567	2,058	6,625	

2011	Jun	4,394	2,028	6,422	
	Jul	4,131	1,976	6,107	
	Ago	4,107	2,815	6,922	
	Sep	3,976	2,943	6,919	
	Oct	3,978	3,375	7,353	
	Nov	3,505	4,278	7,783	
	Dic	3,227	3,781	7,008	0.9434
	Ene	6,549	16	6,565	
	Feb	5,930	89	6,019	
	Mar	5,177	166	5,343	
	Abr	4,922	394	5,316	
	May	4,673	1,432	6,105	
2012	Jun	4,386	2,439	6,825	
	Jul	4,298	2,373	6,671	
	Ago	3,887	3,023	6,910	
	Sep	4,053	3,095	7,148	
	Oct	3,916	3,108	7,024	
	Nov	3,034	3,328	6,362	
	Dic	2,851	3,632	6,483	0.9272
	Ene	7,280	577	7,857	
	Feb	6,921	975	7,896	

Mar	6,746	1,279	8,025	
Abr	6,378	1,857	8,235	
May	6,374	3,558	9,932	
Jun	6,502	3,342	9,844	
Jul	5,792	3,245	9,037	
Ago	5,565	3,420	8,985	
Sep	5,053	4,257	9,310	
Oct	4,391	4,352	8,743	
Nov	3,632	5,152	8,784	
Dic	3,698	4,927	8,625	0.9403

ANEXO 2. Producción base, Incremental y Factor de declinación Campo Corralillo.

CORRALILLO

	Mes	Base	Incremental	Total	fd (fracción)
2002	Ene	25		25	
	Feb	25		25	
	Mar	25		25	
	Abr	25		25	
	May	25		25	
	Jun	25		25	
	Jul	25		25	
	Ago	25		25	
	Sep	25		25	
	Oct	25		25	
	Nov	25		25	
	Dic	25		25	1.0000
2003	Ene	48	0	48	
	Feb	58	0	58	
	Mar	57	0	57	
	Abr	51	0	51	

2004	May	50	0	50	
	Jun	49	0	49	
	Jul	28	0	28	
	Ago	26	0	26	
	Sep	33	310	343	
	Oct	47	1,075	1,122	
	Nov	25	887	912	
	Dic	24	559	583	0.9389
	Ene	564	0	564	
	Feb	353	94	447	
	Mar	451	169	620	
	Abr	518	177	695	
2005	May	406	175	581	
	Jun	445	198	643	
	Jul	634	422	1,056	
	Ago	644	333	977	
	Sep	478	225	703	
	Oct	504	206	710	
	Nov	500	106	606	
	Dic	480	105	585	0.9854
	Ene	601	0	601	

2006	Feb	641	25	666	
	Mar	491	11	502	
	Abr	411	27	438	
	May	517	26	543	
	Jun	564	25	589	
	Jul	445	25	470	
	Ago	450	25	475	
	Sep	453	26	479	
	Oct	393	0	393	
	Nov	325	0	325	
	Dic	315	64	379	0.9430
	Ene	412	0	412	
	Feb	432	0	432	
	Mar	430	0	430	
	Abr	421	0	421	
	May	400	330	730	
	Jun	332	355	687	
	Jul	344	415	759	
	Ago	321	218	539	
	Sep	330	260	590	
Oct	360	233	593		

2007	Nov	405	197	602	
	Dic	271	112	383	0.9626
	Ene	285	0	285	
	Feb	231	0	231	
	Mar	209	147	356	
	Abr	184	322	506	
	May	201	363	564	
	Jun	161	385	546	
	Jul	170	434	604	
	Ago	164	483	647	
	Sep	160	559	719	
	Oct	152	619	771	
2008	Nov	102	636	738	
	Dic	99	615	714	0.9084
	Ene	710	0	710	
	Feb	491	0	491	
	Mar	430	0	430	
	Abr	306	1,110	1,416	
	May	298	1,475	1,773	
	Jun	302	1,418	1,720	
	Jul	296	1,529	1,825	

2009	Ago	289	1,501	1,790	
	Sep	213	2,016	2,229	
	Oct	172	3,709	3,881	
	Nov	221	3,254	3,475	
	Dic	186	2,107	2,293	0.8853
	Ene	3,811	69	3,880	
	Feb	3,174	51	3,225	
	Mar	2,531	118	2,649	
	Abr	2,437	188	2,625	
	May	2,427	251	2,678	
	Jun	2,448	327	2,775	
	Jul	2,078	631	2,709	
2010	Ago	1,930	655	2,585	
	Sep	1,178	1,227	2,405	
	Oct	1,513	925	2,438	
	Nov	1,445	790	2,235	
	Dic	1,106	669	1,775	0.8936
	Ene	1,584	0	1,584	
	Feb	1,642	305	1,947	
	Mar	1,930	432	2,362	
Abr	1,805	1,546	3,351		

2011	May	1,485	1,822	3,307	
	Jun	1,498	2,694	4,192	
	Jul	1,629	3,651	5,280	
	Ago	1,326	2,540	3,866	
	Sep	1,383	3,149	4,532	
	Oct	1,272	3,454	4,726	
	Nov	1,168	4,088	5,256	
	Dic	1,239	4,469	5,708	0.9779
	Ene	5,271	308	5,579	
	Feb	4,971	557	5,528	
	Mar	5,278	841	6,119	
	Abr	5,512	2,770	8,282	
2012	May	4,300	3,761	8,061	
	Jun	4,198	5,141	9,339	
	Jul	3,164	6,681	9,845	
	Ago	3,564	7,226	10,790	
	Sep	4,331	8,165	12,496	
	Oct	3,322	10,270	13,592	
	Nov	2,621	11,490	14,111	
	Dic	2,944	11,016	13,960	0.9484
	Ene	12,334	510	12,844	

Feb	12,156	1,385	13,541	
Mar	11,354	1,525	12,879	
Abr	10,207	1,942	12,149	
May	8,652	2,405	11,057	
Jun	8,020	3,404	11,424	
Jul	7,728	4,493	12,221	
Ago	7,514	4,718	12,232	
Sep	6,751	5,039	11,790	
Oct	6,347	5,063	11,410	
Nov	6,296	6,789	13,085	
Dic	6,177	6,970	13,147	0.9391

ANEXO 3. Flujo de efectivo del campo Tajín

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Producción	Acite	11,155	28	26.3	24.7	23.3	21.9	20.5	19.3	18.2	17.1	16.0	15.1	14.2	13.3	12.5	11.8	11.1	10.4	9.8	9.2	8.6	8.1	7.6	7.2	6.7	6.3
	Gas	19	0.047	0.044	0.042	0.039	0.037	0.035	0.033	0.031	0.029	0.027	0.025	0.024	0.022	0.021	0.020	0.019	0.018	0.016	0.015	0.014	0.013	0.012	0.011	0.011	0.011
			01-14	02-14	03-14	04-14	05-14	06-14	07-14	08-14	09-14	10-14	11-14	12-14	01-15	02-15	03-15	04-15	05-15	06-15	07-15	08-15	09-15	10-15	11-15	12-15	01-16
Ingresos	Acite	13.8	1.072	0.910	0.947	0.862	0.837	0.761	0.739	0.695	0.632	0.614	0.559	0.543	0.510	0.433	0.451	0.410	0.398	0.362	0.352	0.331	0.301	0.292	0.266	0.258	0.243
	Gas	0.9	0.067	0.056	0.059	0.053	0.047	0.046	0.043	0.039	0.038	0.035	0.034	0.032	0.027	0.028	0.025	0.025	0.022	0.022	0.021	0.019	0.018	0.016	0.016	0.016	0.015
	Total	14.6	1.139	0.967	1.006	0.915	0.889	0.808	0.785	0.738	0.671	0.652	0.593	0.576	0.542	0.460	0.479	0.435	0.423	0.385	0.374	0.351	0.319	0.310	0.282	0.274	0.258
Inversión	CBM	1.875																									
	Costo	1.5	0.117	0.100	0.104	0.094	0.092	0.083	0.081	0.076	0.069	0.067	0.061	0.059	0.056	0.047	0.049	0.045	0.044	0.040	0.039	0.036	0.033	0.032	0.029	0.028	0.027
	Egresos	3.4	1.992	1.100	1.104	0.904	0.092	0.083	0.081	0.076	0.069	0.067	0.061	0.059	0.056	0.047	0.049	0.045	0.044	0.040	0.039	0.036	0.033	0.032	0.029	0.028	0.027
Flujo de efectivo			-0.854	0.867	0.902	0.821	0.797	0.725	0.704	0.662	0.602	0.585	0.532	0.517	0.486	0.412	0.429	0.390	0.379	0.345	0.335	0.315	0.286	0.278	0.253	0.246	0.231
			-0.854	0.859	0.885	0.798	0.768	0.692	0.665	0.62	0.558	0.537	0.484	0.466	0.434	0.365	0.376	0.339	0.326	0.294	0.283	0.263	0.237	0.228	0.206	0.198	0.184
FEND			-0.854	0.00	0.89	1.69	2.46	3.15	3.81	4.43	4.99	5.53	6.01	6.48	6.91	7.28	7.65	7.99	8.32	8.61	8.89	9.16	9.39	9.62	9.83	10.03	10.21

ANEXO 4. Flujo de efectivo del campo Corralillo

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Producción	bd	01-14	02-14	03-14	04-14	05-14	06-14	07-14	08-14	09-14	10-14	11-14	12-14	01-15	02-15	03-15	04-15	05-15	06-15	07-15	08-15	09-15	10-15	11-15	12-15	01-16	02-16	03-16	04-16	05-16	
	Gas	36	33.8	31.8	29.9	28.1	26.4	24.8	23.3	21.9	20.6	19.4	18.2	17.1	16.1	15.1	14.2	13.4	12.6	11.8	11.1	10.4	9.8	9.2	8.7	8.1	7.7	7.2	6.8	6.4	
	mmpcd	26	0.061	0.057	0.054	0.050	0.047	0.044	0.042	0.039	0.037	0.035	0.033	0.031	0.029	0.027	0.025	0.024	0.023	0.021	0.020	0.019	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014	0.013	0.012	0.011	0.011
Ingresos	Acete	18.8	1.378	1.170	1.218	1.108	1.076	0.979	0.951	0.894	0.813	0.790	0.718	0.698	0.656	0.557	0.579	0.527	0.512	0.466	0.452	0.425	0.387	0.376	0.342	0.332	0.312	0.274	0.276	0.251	0.244
	Gas	1.2	0.086	0.073	0.076	0.069	0.067	0.061	0.059	0.055	0.050	0.049	0.045	0.043	0.041	0.035	0.036	0.033	0.032	0.029	0.028	0.026	0.024	0.023	0.021	0.021	0.019	0.017	0.017	0.016	0.015
	Total	19.9	1.464	1.243	1.293	1.176	1.143	1.039	1.010	0.949	0.863	0.839	0.763	0.741	0.696	0.591	0.615	0.560	0.544	0.495	0.480	0.452	0.411	0.399	0.363	0.352	0.331	0.291	0.293	0.266	0.259
Inversión	CBM	2																													
	Operativo	2.1	0.151	0.128	0.133	0.121	0.118	0.107	0.104	0.098	0.089	0.087	0.079	0.076	0.072	0.061	0.064	0.058	0.056	0.051	0.050	0.047	0.042	0.041	0.037	0.036	0.034	0.030	0.030	0.027	0.027
	Egresos	4.1	2.151	0.128	0.133	0.121	0.118	0.107	0.104	0.098	0.089	0.087	0.079	0.076	0.072	0.061	0.064	0.058	0.056	0.051	0.050	0.047	0.042	0.041	0.037	0.036	0.034	0.030	0.030	0.027	0.027
Flujo de efectivo	MMS	-0.687	1.115	1.160	1.055	1.025	0.932	0.905	0.851	0.774	0.752	0.684	0.664	0.625	0.530	0.552	0.502	0.488	0.444	0.431	0.405	0.368	0.358	0.325	0.316	0.297	0.261	0.263	0.239	0.232	
FEND	MMS	-0.687	1.104	1.138	1.026	0.987	0.889	0.856	0.797	0.718	0.691	0.622	0.599	0.558	0.469	0.483	0.436	0.419	0.378	0.363	0.338	0.305	0.293	0.264	0.254	0.237	0.206	0.205	0.185	0.178	
FENDA	MMS	-0.687	0.42	1.55	2.58	3.57	4.46	5.31	6.11	6.83	7.52	8.14	8.74	9.30	9.77	10.25	10.68	11.10	11.48	11.84	12.18	12.49	12.78	13.05	13.30	13.54	13.74	13.95	14.13	14.31	

NOMENCLATURA

API	American Petroleum Institute
b	Declinación continua para cada periodo
Bo	Factor de volumen de aceite
BPD	Barriles por Día
BPCE	Barriles de Petróleo de Crudo Equivalente
CF	Costos Fijos
CT	Costo Total
CV	Costos Variables
d	Declinación nominal para cada periodo
dll	Dolares
FE	Flujo de Efectivo
FENDA	Flujo de Efectivo Neto Descontado Acumulado
FR	Factor de Recuperación
i	Tasa de interes considerada
IR	Incorporación de Reservas
k	Tasa de retorno requerida
K	Permeabilidad
LKH	Nivel mas profundo de hidrocarburos conocido
LE	Límite Económico
m	Metros
MM	Millones
P	Presión
Pb	Presión de saturación
Pi	Preción inicial
Pwf	Presión de fonfo fluyendo
Pws	Presión de fondo estática
PCD	Pies cubicos por Día
N	Volumen original de hidrocarburos
Np	Volumen de aceite producido
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
q	Gasto
RBC	Relación Beneficio Costo
RGA	Relación Gas-Aciete
SAP	Sistema Artificial de Producción
t	Tiempo
TIR	Tasa Interna de Retrno
Vp	Volumen de Poros
VPI	Valor Presente de Inversiones
VPN	Valor Presente Neto
\emptyset	Porosidad
μ	Viscosidad

LISTA DE FIGURAS

Capítulo I

- Figura 1.1.** Historia de producción del aceite, agua y gas (Campo Tajín-Corralillo).
- Figura 1.2.** Mapa de burbujas de producción de gasto inicial de aceite.
- Figura 1.3.** Comportamiento de producción Campo Corralillo.
- Figura 1.4.** Comportamiento de la producción Campo Tajín.
- Figura 1.5.** Ubicación del Sector 7 Tajín-Corralillo en el Paleocanal de Chicontepec.
- Figura 1.6.** Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec.
- Figura 1.7.** Distribución de líneas sísmicas 2D.
- Figura 1.8.** Sección Estructural Regional A (NW-SE).
- Figura 1.9.** Bloque diagramático de la Superficie predeposicional.
- Figura 1.10.** Análisis Multipozo de Porosidad vs Permeabilidad
- Figura 1.11.** Evaluación petrofísica del pozo Corralillo-607
- Figura 1.12.** Envoltente de fases del Pozo Tajin-446
- Figura 1.13.** Mapa de porosidades, la configuración corresponde al yacimiento C-70.
- Figura 1.14.** Mapa de permeabilidad. La configuración corresponde al yacimiento C-70.
- Figura 1.15.** Mapa de espesor impregnado (NETPAY).
- Figura 1.16.** Comportamiento de presión (MDT) vs profundidad.
- Figura 1.17.** Distribución de pruebas de presión Sector Tajín-Corralillo.
- Figura 1.18.** Prueba Fall-Off del pozo Tajín-501.
- Figura 1.19.** Comportamiento de presión - producción a diferentes estranguladores.
- Figura 1.20.** Comportamiento de presión (RPFC) Vs tiempo.
- Figura 1.21.** Gráfica de diagnóstico.
- Figura 1.22.** Comportamiento de la presión.
- Figura 1.23.** Periodo lineal.
- Figura 1.24.** Comportamiento de presión-producción del pozo Corralillo-301.

Capítulo II

- Figura 2 .1.** Historia de producción del Campo Corralillo.

FIGURAS Y TABLAS

Figura 2 .2. Historia de producción del Campo Tajín.

Figura 2.3. Procedimiento para la selección del SAP's en APATG.

Figura 2.4. Árbol de decisiones considerando aspectos técnicos para la selección del SAP en pozos del APATG.

Capítulo III

Figura 3.1. Unidad de Bombeo Mecánico convencional.

Figura 3.2. Unidad de Bombeo Mecánico Mark II

Figura 3.3. Unidad de Bombeo Mecánico Aerobalanceada.

Figura 3.4. Unidad de Bombeo Mecánico hidroneumática Tieben.

Figura 3.5. Unidad de Bombeo Mecánico hidroneumática Tieben.

Figura 3.6. Esquema del árbol de válvulas y conexiones superficiales

Figura 3.7. Tipos de mordazas Johnson-Fagg.

Figura 3.8. Varilla pulida.

Figura 3.9. Estopero preventor Ratigan 176.

Figura 3.10. Válvula de retención de pistón.

Figura 3.11. Válvula de retención de Charnela.

Figura 3.12. Bomba subsuperficial de inserción.

Figura 3.13. Ciclo ideal de bombeo.

Figura 3.14. Varilla de succión y cople.

Figura 3.15. Diseño con ancla mecánica.

Figura 3.16. Válvula eliminadora de candado de gas

Figura 3.17. Niple sello y zapata candado.

Figura 3.18. Separador de gas para bomba subsuperficial.

Figura 3.19. Filtros Pump-Gard.

Figura 3.20. Colocación de la unidad de bombeo mecánico en punto muerto.

Figura 3.21. Colocación dela grampa.

Figura 3.22. De 5" a 10" del Estopero.

Figura 3.23. Retiro de la grampa.

Figura 3.24. Producción Incremental de pozos con la implementación del bombeo mecánico en el Sector 7.

Figura 3.25. Producción Incremental de pozos con la implementación del bombeo mecánico en el Campo Corralillo.

Figura 3.26. Producción Incremental de pozos con la implementación del bombeo mecánico en el Campo Tajín.

Capítulo IV

Figura 4.1. Aprobación y selección de proyectos de inversión.

Figura 4.2. Limite económico de un proyecto.

Figura 4.3. Diagrama de flujo del proceso de simulación de Monte Carlo.

Figura 4.4. Distribución de la probabilidad.

Figura 4.5. Resultados de la simulación de Monte Carlo.

Figura 4.6. Producción incremental de aceite vs tiempo del Campo Tajín.

Figura 4.7. Producción incremental de gas vs tiempo del Campo Tajín.

Figura 4.8. Recuperación de la inversión del Campo Tajín.

Figura 4.9. Producción incremental de aceite vs tiempo del Campo Corralillo.

Figura 4.10. Producción incremental de gas vs tiempo del Campo Corralillo.

Figura 4.11. Recuperación de la inversión del Campo Corralillo.

Figura 4.12. Análisis de tornado del Campo Corralillo.

Figura 4.13. Análisis de riesgo del Campo Corralillo.

Figura 4.14. Análisis de tornado del Campo Tajín.

Figura 4.15. Análisis de riesgo del Campo Tajín.

LISTA DE TABLAS

Capítulo I

Tabla 1.1. Registros Geofísicos.

Tabla 1.2. Características de los yacimientos de Chicontepec.

Tabla 1.3. Gravedad API por paquetes de arena.

Tabla 1.5. Resumen de muestreo PVT.

Tabla 1.4. Resumen de muestreo PVT.

Capítulo II

Tabla 2.1. Valores de reserva remanente con el factor de recuperación actual para cada tipo de reserva.

Tabla 2.2. Reservas oficiales al 1 de enero del 2012.

Tabla 2.3. Productividad del pozo y sistema artificial recomendado.

Tabla 2.4. Profundidad del pozo para el sistema artificial recomendado.

Tabla 2.5. Problemas que surgen al elegir el sistema artificial de producción.

Capítulo IV

Tabla 4.1. Premisas del Campo Tajín.

Tabla 4.2. Indicadores económicos arrojados del Campo Tajín.

Tabla 4.3. Premisas del Campo Corralillo.

Tabla 4.4. Indicadores económicos arrojados del Campo Tajín.

BIBLIOGRAFÍA

- Petróleos Mexicanos, “Operación de bombeo mecánico III”, D.R., Administración del Activo de Producción Poza Rica, Poza Rica, Veracruz_ Primera edición 26 de febrero de 2001.
- PEMEX Exploración y Producción, “Información Técnico Económica del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo, Sector 7 Tajín-Corralillo”, Agosto de 2012.
- Partidas, Hector, Ing. “Bombeo mecánico, optimización, diagnóstico y operación”, San Tomé Edo. Anzoátegui, Venezuela, 17 de Noviembre de 2003
- Gómez Cabrera, J. Angel, “Ingeniería de producción”, U.N.A.M., México, 1985.
- Economices, Michael J., “Petroleum Production Systems”, Prentice Hall, E.U.A. 1994.
- Brown, Kermit E., “The technology of artificial lift methods”, Volúmenes 2a y 2b, PennWell Publishing Company, Tulsa, OK. E.U.A. 1980.
- De Anda Romero, Juan Manuel, “Caracterización geológica-petrolera del campo Tajín en la Cuenca de Chicontepec.” Tesis licenciatura (ingeniero geólogo)- Facultad de Ingeniería, UNAM, 2013.
- PEMEX Exploración y Producción, “Análisis Costo Beneficio del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (Sectores de desarrollo y optimización de campos)”, Noviembre de 2011.
- PEMEX, “Optimización de recursos humanos en las operaciones de bombeo crudo”, 1991.
- AIPM, “Determinación de la producción límite-económica en un activo petrolero”, 1996.

- CIPM, “Los costos en la exploración y producción de hidrocarburos”, 1997.
- Flores Mondragón, Salvador Ing. “Estudio de factibilidad técnico económico para la implementación de sistemas artificiales de producción en arenas turbiditas en el Campo Chicontepec”, Artículo AIPM, Vol. LI, 10 de octubre de 2011.
- White, John A. Marvin H. Agee, Kenneth E. Case. “Técnicas de Análisis Económico en Ingeniería”. Limusa, México, 1981.
- PEMEX Exploración y Producción, “Las reservas de hidrocarburos en México”, 1 de enero de 2011.
- Murtha, James A. “Decisions Involving Uncertainty: An @RISK Tutorial for the Petroleum Industry”, 2nd edition, Palisade Corporation, 2008.