



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y  
ARQUITECTURA**

**CIENCIAS DE LA TIERRA**

**UNIDAD TICOMÁN**



Seminario de Actualización con Opción a Titulación de  
“Perforación, Terminación y Reparación de Pozos Petroleros”

**Desarrollo para la Perforación y Producción del Campo PPL14**

A fin de obtener el título de

**Ingeniero Petrolero**

**P r e s e n t a n**

**Cruz López Rubén**

**Hernández García Cristopher Gustavo**

**López Ramírez Ramón Fernando**

**Salazar Alcazar Luis Alberto**

**Vázquez Gutiérrez Ricardo Israel**

**Directores**

**Ing. Manuel Torres Hernández**

**Ing. Alberto Enrique Morfín Faure**



SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA



**Folio:** DES/5756/2019

"2019, Año del Científico del Sur, Francisco Espada"  
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CEGYT No. 3 "Enriquito Ramírez Ruiz"  
60 años de ICIFM David Cevallos, igualmente por el CEGYT  
60 Aniversario del CEGYT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

**Asunto:** Impartición de Seminario

Ciudad de México, a 7 de octubre de 2019

**DR. ARTURO ORTIZ UBILLA**  
**DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA**  
**Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN**  
**DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**P R E S E N T E**



Con fundamento en el Artículo 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/1838/2019, le comunico que se autoriza la Impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

**"PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS PETROLEROS"**

Folio de Autorización:	DES/ESIA-TIC/S/433-23/2010-2019
Vigencia del seminario:	22 de marzo de 2018 al 22 de marzo de 2020
Duración:	150 horas.
Período de impartición:	Del 25 de octubre de 2019 al 14 de febrero de 2020.
Horario:	viernes de 14:00 a 20:00 y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede:	ESIA-TICOMAN.
Expositores	Ing. Manuel Torres Hernández, Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez e Ing. Alberto Enrique Morfin Faure

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.



"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"  
80 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos  
70 Aniversario del CEEyT No. 3 "Estadístico Ramón Ruiz"  
60 años de IEPN Ciudad Oaxaca, orgullo y unidad por México  
80 Aniversario del CEEyT No. 1 "Luzuriaga Carbrera"

- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**  
**"La Técnica al Servicio de la Patria"**



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
Dirección de Educación Superior

**ING. JUAN MANUEL VELÁZQUEZ PETO**  
**DIRECTOR**

c.c.p. Dr. Jorge Toro González - Secretario Académico del IPN  
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE

T- 18655

JMVP/EGCV/ymlvn

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

PRESENTE

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben: Cruz López Rubén, Hernández García Cristopher Gustavo, López Ramírez Ramón Fernando, Salazar Alcázar Luis Alberto, Vázquez Gutiérrez Ricardo Israel manifiestan ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "Desarrollo para la Perforación y Producción del Campo PPL14", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (publicación en línea) "LA TESIS" por un periodo de un año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento la calidad de los autores de la "LA TESIS".

Adicionalmente, y en calidad de autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de "LA TESIS", manifestamos que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto a "LA TESIS", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de la "LA TESIS" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que pueda derivarse del caso.

Atentamente:

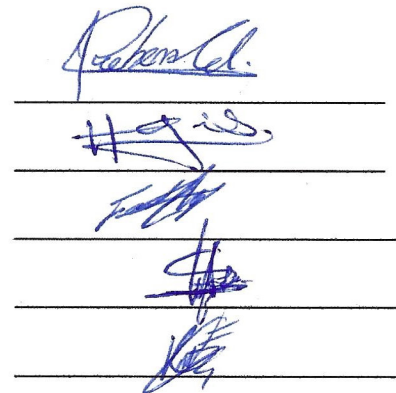
Cruz López Rubén

Hernández García Cristopher Gustavo

López Ramírez Ramón Fernando

Salazar Alcazar Luis Alberto

Vázquez Gutiérrez Ricardo Israel



The image shows five handwritten signatures in blue ink, each placed above a horizontal line. The signatures are: 1. Cruz López Rubén, 2. Hernández García Cristopher Gustavo, 3. López Ramírez Ramón Fernando, 4. Salazar Alcazar Luis Alberto, and 5. Vázquez Gutiérrez Ricardo Israel.

# Desarrollo para la Perforación y Producción del Campo PPL14

## CONTENIDO

Resumen.

Abstract.

Antecedentes.

Objetivos.

Introducción.

## CAPÍTULO 1

### “Campo PPL14”

1.1 Marco Geológico.....	1
1.1.1 Sistema Petrolero.....	2
1.1.2 Aspectos Petrofísicos .....	6
1.2 Exploración.....	8
1.3 Evaluación.....	10
1.4 Desarrollo.....	11
1.5 Infraestructura.....	12
1.5.1 Perforación.....	12
1.5.2 Producción.....	15
1.5.3 Transporte y recolección.....	17

## CAPÍTULO 2

### “Conceptos Básicos”

2.1 Desarrollo de campo.....	25
2.2 Conceptos Geológicos y Petrofísicos.....	25
2.3 Conceptos de Flujo.....	30
2.4 Clasificación de Yacimientos.....	33
2.5 Reservas.....	40
2.6 Conceptos de Medición de Hidrocarburos.....	44
2.7 Clasificación de Pozos.....	45
2.8 Herramientas y equipos de producción y recolección.....	51
2.9 Herramientas y equipos de perforación.....	55

## CAPÍTULO 3

### “Plan de Desarrollo PPL14”

3.1 Objetivo del Plan de Desarrollo PPL14.....	61
3.2 Descripción del Plan de Desarrollo PPL14.....	61
3.3 Pronósticos de Producción.....	63
3.4 Propuesta de Desarrollo.....	65
3.4.1 Incertidumbres en la Ejecución de la Propuesta.....	66
3.4.2 Plan de Desarrollo PPL14-2 Noreste.....	67
3.4.3 Descripción de la Propuesta.....	68
3.4.4 Descripción Técnica del Plan de Desarrollo.....	71

3.4.5 Actividades de Desarrollo y Metas Físicas.....	72
3.5 Pozos.....	72
3.5.1 Estados Mecánicos de los Tipos de Pozos.....	75
3.6 Reparaciones.....	83
3.6.1 Reparaciones Mayores con Equipo (RMA C/E).....	83
3.6.2 Reparaciones Menores con Equipo (RME C/E).....	83

## **CAPÍTULO 4**

### **“Evaluación Económica”**

4.1 Estructura de Precios.....	85
4.2 Evaluación Económica del Plan de Desarrollo.....	88

<b>Conclusiones y recomendaciones.....</b>	<b>91</b>
--------------------------------------------	-----------

<b>Bibliografía y referencias.....</b>	<b>92</b>
----------------------------------------	-----------

<b>Tabla de Ilustraciones.....</b>	<b>93</b>
------------------------------------	-----------



## Resumen

---

El Campo PPL14-1 documenta actividades físicas de reparaciones mayores con y sin equipo, El Campo PPL14-2 contempla reparaciones mayores y desarrollo de recursos en el mismo campo Noreste mediante la perforación de pozos de desarrollo y reparaciones mayores para alcanzar una producción acumulada de 77.6 mmb y 115.0 mmpc, a través de dos campañas de perforación.

El primer proyecto de perforación en el Campo PPL14-2 Noreste se perforaran 14 pozos de los cuales doce servirán para la delimitación del campo (el cual continua siendo evaluado ya que actualmente existen cuatro pozos perforados), dos pozos serán perforados para la ejecución del proyecto piloto de inyección de agua (recuperación secundaria), donde los pozos de desarrollo (delimitadores) fungirán como pozos de observación de los cuales se monitoreara la información necesaria que ayude a determinar la factibilidad del proyecto para posteriormente implementar de forma masiva el proceso de inyección, recuperación secundaria y mejorada.

El segundo proyecto visualiza el desarrollo de ingeniería a detalle para la construcción del denominado “Complejo PPL14-2 Noreste” la ingeniería se debe actualizar una vez que la información de los pozos delimitadores a sido evaluada, y las seis incertidumbres:

1. Reducir el rango de incertidumbre y confirmar la base de recursos y propiedades del yacimiento asociadas a fin de definir los requerimientos en instalaciones futuras.
2. Confirmar la viabilidad de la inyección de agua y en esquema de inyección propuesto con objeto de aumentar las reservas de manera económica y definir los parámetros clave para el diseño de instalaciones futuras.
3. Asegurar arreglos legales para el uso y ocupación superficial, a largo plazo, tanto para las instalaciones nuevas y las existentes, de modo que las operaciones se puedan llevar a cabo conforme a los estándares corporativos y de conformidad con los requisitos de pago de regalías a los propietarios estipulado en la Reforma Energética.
4. Obtener los permisos y aprobaciones requeridos para las fases de inversión futuras.
5. Asegurar los acuerdos comerciales para la extracción y transporte de petróleo y gas a largo plazo, de acuerdo con la vigencia del Contrato de Extracción.
6. Confirmar acuerdos comerciales para el uso y mantenimiento de las instalaciones (Baterías) a largo plazo, de acuerdo con la vigencia del Contrato de Extracción.

En resumen se contempla como actividad física la perforación de 28 pozos, de los cuales 12 pozos son delimitadores, 14 pozos de desarrollo, un pozo inyector, un pozo fuente y 132 reparaciones mayores, proyectando una inversión de desarrollo (perforaciones, prueba piloto y

reparaciones mayores) de 167 mmUSD, una inversión en integridad, construcción de instalaciones de 376 mmUSD, gastos de operación de 1048 mmUSD, una inversión de costo de abandono de 88 mmUSD, estos gastos son hasta alcanzar el límite económico de los yacimientos.

## Abstract

---

Field PPL14-1 documents physical activities of major repairs with and without equipment, Field PPL14-2 contemplates major repairs in Field PPL14-2 and resource development in Field PPL14-2 Northeast by drilling development and repair wells older to reach a cumulative production of 77.6 mmb and 115.0 mmmpc, through two drilling campaigns.

The first drilling project in the PPL14-2 Northeast Field will drill 14 wells of which twelve will be used for the delimitation of the field (which continues to be evaluated since there are currently four drilled wells), two wells will be drilled for the execution of the project water injection pilot (secondary recovery), where development wells (delimiters) will function as observation wells from which the necessary information will be monitored to help determine the feasibility of the project and then massively implement the injection process. Secondary and improved recovery.

The second project will continue with the development of detailed engineering for the construction of the so-called "Northeast PPL14-2 Complex" the engineering will be updated as soon as the information of the delimiter wells has been evaluated, and the six uncertainties:

1. Reduce the range of uncertainty and confirm the resource base and associated reservoir properties to define the requirements of future facilities.
2. Confirm the feasibility of water injection and the proposed injection scheme to increase reserves economically and define the key parameters for design future facilities.
3. Ensure legal arrangements for long-term use and surface occupation, both for new and existing facilities, so that operations can be carried out in accordance with corporate standards and in accordance with royalty payment requirements to the owners stipulated in the Energy Reform.
4. Obtain the permits and approvals required for future investment phases.
5. Ensure commercial agreements for the long-term extraction and oil and gas transportation, in accordance with the validity of the Extraction Contract
6. Confirm commercial agreements for the use and maintenance of long-term facilities (Batteries), in accordance with the validity of the Extraction Contract;

In summary, it is considered as physical activity the drilling of 28 wells, of which there are 12 delimiting wells, 14 development wells, an injector well and a source well and 132 major repairs, projecting a development investment (drilling, pilot test and major repairs ) of 167 mmUSD, an investment in integrity and construction of facilities of 376 mmUSD and operating expenses of 1048 mmUSD and an investment of abandonment costs of 88 mmUSD, these expenses are until reaching the economic limit of the deposits.

## Antecedentes

### Inventario de información, estudios e infraestructura

El Plan de Desarrollo de la Asignación PPL14 tomaron como base la información existente, se cuenta con información histórica de perforación, reparación, estado de pozos, desarrollo de infraestructura, núcleos y recortes, análisis de fluidos de yacimiento (PVT etc), históricos de registro de presión, convencionales y especiales (en los pozos perforados recientemente), información geológica como sísmica 3D, pruebas dinámicas de presión para determinar las propiedades de los yacimientos de producción, y modelos estáticos y dinámicos (estos en el caso de Noreste), análisis nodales.

### Pozos

En la Asignación PPL14 existe un total de 238 pozos perforados de los cuales 85 son del campo PPL14-1, de los cuales fluye bajo flujo natural, 10 fluyen por bombeo neumático, 31 están cerrados con posibilidades, 32 sin posibilidades, 64 fueron taponados y seis pozos letrina de los cuales dos siguen en operación y seis pozos en espera de conexión de línea de descarga.; En el Campo PPL14-2 hay 88 pozos en dos partes, PPL14-2 con un total de 84 pozos perforados de los cuales ocho fluyen por flujo natural, 17 con sistema artificial, 23 cerrados con posibilidades y seis sin posibilidades de explotación, actualmente se han abandonado 30 pozos, en caso del PPL14-2 Noreste se han perforado cuatro pozos de los cuales tres son fluyentes y 1 está en espera de conexión de línea de descarga.

<b>CAMPO</b>	<b>PPL14-1</b>	<b>PPL14-2</b>	<b>PPL14-2 NE</b>
Pozos	Número de pozos	Número de pozos	Número de pozos
<b>Total de pozos abiertos (Productores)</b>	<b>86</b>	<b>54</b>	<b>4</b>
<b>Aceite</b>	<b>80</b>	<b>54</b>	<b>4</b>
Fluyentes	1	8	3
SAP	10	17	-
Cerrados con posibilidades	31	23	-
Cerrados sin posibilidades	32	6	-
Sin conectar	6	-	1
Gas y condensado	-	-	-
Gas húmedo	-	-	-
Gas seco	-	-	-
<b>Inyectores (no existen en las asignaciones)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Letrina</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Abiertos	2	-	-
Cerrados	4	-	-

<b>Taponados</b>	<b>64</b>	<b>30</b>	<b>-</b>
Definitivos	64	30	-
Temporales	-	-	-
<b>Total</b>	<b>150</b>	<b>84</b>	<b>4</b>

*Tabla 1. Pozos del campo PPL14*

El total de pozos perforados en la Asignación son 150 pozos perforados en el Campo PPL14-1, 84 pozos perforados en el campo PPL14-2, y 4 pozos recientemente perforados en PPL14-2 NE.

- Los diseños y geometría de estos son pozos tipos tipo J, S y horizontales (2 pozos). Las técnicas de disparo utilizada varían desde disparos con tubería (TCP) hasta disparos a través de tubería con pistolas de 2-1/8" a 1-11/16", las tuberías de producción utilizadas se encuentran en los siguientes rangos para PPL14-1 y PPL14-2, 2-7/8" y 2-3/8", para PPL14-2 Noreste se tienen de 3-1/2".

## Objetivos

---

La propuesta del Plan de Desarrollo considera:

El volumen a recuperar por área y campo, en los próximos 25 años. El área del Campo PPL14-1 acumular 3.3 mmb y 6.2 mmmmpc equivalentes a 4.37 mmbpce, el área PPL14-2 integrada por los campos PPL14-2 y PPL14-2 Noreste desarrollan una producción de 6.8 mmb y 8.4 mmmmpc equivalentes a 8.28 mmbpce en el campo PPL14-2 y en el campo PPL14-2 Noreste acumula 67.6 mmb y 100.3 mmmmpc equivalentes a 85.03 mmbpce, los campos presentan un total de 77.6 mmb y 115.0 mmmmpc equivalentes a 97.68 mmbpce.

Los factores de recuperación calculados en base al plan de desarrollo propuesto son 31.3% de aceite y 55.5% de gas en el campo PPL14-1; 33.7% aceite y 48.4% de gas en el campo PPL14-2, 13.3% aceite y 28.2% de gas en el campo PPL14-2 Noreste.

El total de actividades físicas del Plan de Desarrollo propuesto considera la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores, reparaciones menores y desarrollo de instalaciones superficiales para manejo y comercialización de hidrocarburos; el área PPL14-1 desarrolla 26 actividades de reparación mayor y seis conexiones de pozos perforados; el área PPL14-2 considera la perforación de 26 pozos de desarrollo, un pozo inyector, un pozo fuente, 106 reparaciones mayores, con un total de 132 reparaciones mayores, 26 pozos de desarrollo y dos pozos para ejecutar una prueba piloto de recuperación secundaria.

Las inversiones y gastos de operación del Plan de Desarrollo propuesto, consideran la inversión de desarrollo (perforación y reparación de pozos) de 167 mmUSD de los cuales 7.29 mmUSD corresponden al proyecto piloto de recuperación secundaria, contempla inversiones de infraestructura de 380 mmUSD, los costos de operación estimados son de 1047 mmUSD y una inversión de abandono de las áreas de 88 mmUSD en los próximos 25, estas inversiones están sujetas al aprobación del plan de desarrollo y obtención de los permisos de accesos sociales y ambientales de las áreas consideradas.

## Introducción

---

El proyecto de plan de desarrollo propuesto describe los pasos requeridos para lograr alcanzar una recuperación de hidrocarburos esperada de 116 millones de barriles de petróleo de los campos PPL14-1 y PPL14-2, con una inversión total acumulada de 2,104 millones de dólares americanos de capital de desarrollo y gastos operativos en la vida del proyecto. Este plan anticipa un cronograma de actividades requeridas para madurar la base de recursos, tomando en consideración todos los permisos y aprobaciones requeridas.

La alternativa de desarrollo presentada considera un escenario alcanzable bajo el entendimiento actual de los campos y según las necesidades de toma de información para la mitigación de los riesgos inherentes al plan propuesto. Esto con el fin de incrementar el valor del activo, maximizando tanto la recuperación esperada como el valor presente neto. Se entiende que existe la posibilidad de acelerar algunas actividades de desarrollo para mejorar el entendimiento del campo, esto a su vez permitió acortar los tiempos necesarios para futuras inversiones de infraestructura y el proyecto de recuperación mejorada de ser viable técnicamente.

El alcance que se describe a continuación se considera un compromiso de actividad en firme, estimado en 140 millones de dólares americanos:

- La primera fase de desarrollo consiste en la perforación de 14 pozos. Los primeros pozos de esta fase serán diseñados para recopilar información adicional del subsuelo que permita validar el caso de desarrollo propuesto, confirmando la base de recursos en los bloques Central y Norte.
- Es de gran importancia contemplar un pozo para el mantenimiento de la presión en el yacimiento. Se iniciará un piloto de inyección de agua dentro de la primera fase de desarrollo de PPL14-2 NE, que permita acelerar las decisiones necesarias para implementar este programa a mayor escala. De ser necesario, un segundo piloto de inyección de agua puede implementarse con el objeto de evaluar el desempeño del campo en distintas arenas y condiciones del yacimiento.
- El resto de los pozos en la primera fase de desarrollo proporcionan información relevante a la distribución de las propiedades del yacimiento, y a la continuidad de las arenas de interés en los bloques Central y Sur. Estos pozos también llenan la capacidad de manejo de producción instalada en PPL14-2 NE.
- La capacidad en la instalación de producción temprana existente en PPL14-2 NE debe aumentar a 12,000 barriles de líquidos por día. Esta es la ruta más rápida para entregar una producción mayor a partir de la base de recursos existente, lo que permite a su vez un buen manejo del yacimiento con opciones de optimización del gasto óptimo en las localizaciones perforadas durante la primera fase. La deshidratación del gas producido se continuará realizando en PPL14-1 hasta que se tengan nuevas instalaciones.

- La mayoría de los pozos en la primera fase de desarrollo se perforan desde las macroperas de pozos existentes (Macropera 401 y 601), lo que permite un inicio rápido de la campaña de perforación. Se requiere una nueva macropera para implementar el piloto de inyección de agua en el bloque Sur, pero este piloto permitirá acelerar la recopilación de información requerida para el éxito del proyecto de recuperación secundaria a mayor escala.
- Es necesaria realizar ingeniería al proyecto en forma básica extendida y ejecución de ingeniería detallada de las nuevas instalaciones de procesamiento en una locación cercana a la instalación de producción existente (Macropera 401). La capacidad nominal de las nuevas instalaciones de 50,000 barriles de líquidos por día. El funcionamiento final referente a estas instalaciones depende de los resultados de los primeros pozos de desarrollo, así como también de la eliminación de las limitantes existentes en la capacidad de exportación de gas “aguas abajo” en los campos PPL14-1 y PPL14-2.
- Las nuevas instalaciones serán diseñadas para permitir la implementación eficiente del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua tan pronto como la decisión final sea tomada, y en caso necesario para aumentar en la capacidad de procesamiento al actualmente proyectado.
- Se debe efectuar una recharacterización de yacimientos en los campos PPL14-2 Tradicional y PPL14-1 para definir un potencial adicional por encima de las proyecciones presentadas en este plan. Las oportunidades adicionales en estas áreas una vez identificadas y validadas deben incluirse en las actualizaciones futuras del plan de desarrollo propuesto. Cumpliendo de esta manera con el objetivo de maximizar en forma eficiente la recuperación a los recursos de las áreas.

El plan de desarrollo tiene un enfoque en el área PPL14-2 Noreste, en donde se espera la mayor inversión dentro de las áreas asignadas.

Una vez que se validan los recursos disponibles a ser desarrollados, se estima una revisión al plan de desarrollo propuesto que permita maximizar la recuperación de hidrocarburos de toda el área. El conocimiento adquirido durante la primera fase de perforación es clave para la validación de los recursos existentes estimados y documentados en este trabajo. Con esta información se espera incorporar los cambios pertinentes al mismo y añadir valor al proyecto.

El compromiso financiero inicial del plan de desarrollo es de \$ 140MM y se resume en la siguiente tabla:



Descripción	Costo (mmUSD)	Comentarios
Pozos delimitadores	50	12 Productores + 2 Pozos Prueba Piloto
Macroperas	5	Macropera 502 + Caminos
Ductos y Líneas	30	Ductos de Exportación
Incremento de Capacidad	10	Incremento a 12 000 bpd
Reparaciones Mayores	20	PPL14-1 y PPL14-2
Otros proyectos	25	Integridad de instalaciones
Total	140	

*Tabla 2. Costos de cada área a trabajar.*

El compromiso financiero inicial del Plan de Desarrollo de los campos PPL14-1 y PPL14-2 contempla 140 mmUSD, de los cuales 115 mmUSD serán invertidos en el campo PPL14-2 Noreste para desarrollar: doce pozos productores (que servirán para delimitar y actualizar del modelo de yacimiento), dos pozos para ejecutar una prueba piloto de inyección de agua, construcción de la macropera PPL14-2 502 e infraestructura alternativa, ductos y líneas de transporte de hidrocarburos además del incremento de capacidad en las instalaciones de producción temprana (IPT), los restantes 25 mmUSD se invertirán en los campos PPL14-2 y PPL14-1 para el desarrollo de reparaciones mayores en el mantenimiento de la producción base, y toma de información con el objetivo de realizar la caracterización del modelo de yacimiento con lo que se reduce la incertidumbre en las posibles optimizaciones y actualizaciones a la estrategia del Plan.



# CAPÍTULO 1

---

---

## 1.1 Marco Geológico

### Descripción de la cuenca

Geológicamente la asignación PPL14 se ubica dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste, en la Cuenca Salinas del Istmo, específicamente en la Subcuenca de Comalcalco, donde quedan circunscritos los campos PPL14-1 y PPL14-2. A continuación se hace una breve descripción de ellas.

Salinas del Istmo.

La Cuenca de salinas del Istmo incluye tanto zonas marinas como tierra adentro. Encierra tres áreas principales: Catemaco, Agua Dulce y el cinturón plegado de Marbella, los Pescadores y la Subcuenca de Comalcalco y el área de sal somera.

Los límites de esta se extienden al norte en dirección a aguas profundas del Golfo de México, al sur con la sierra de Chiapas, al oeste con la falla del Istmo que la separa de la Cuenca de Veracruz y al oeste con la falla de Comalcalco que la separa del pilar Reforma-Akal o provincia Mesozoica Chiapas-Tabasco. Dentro de ella se incluye la Subcuenca de Comalcalco hacia su parte sureste.

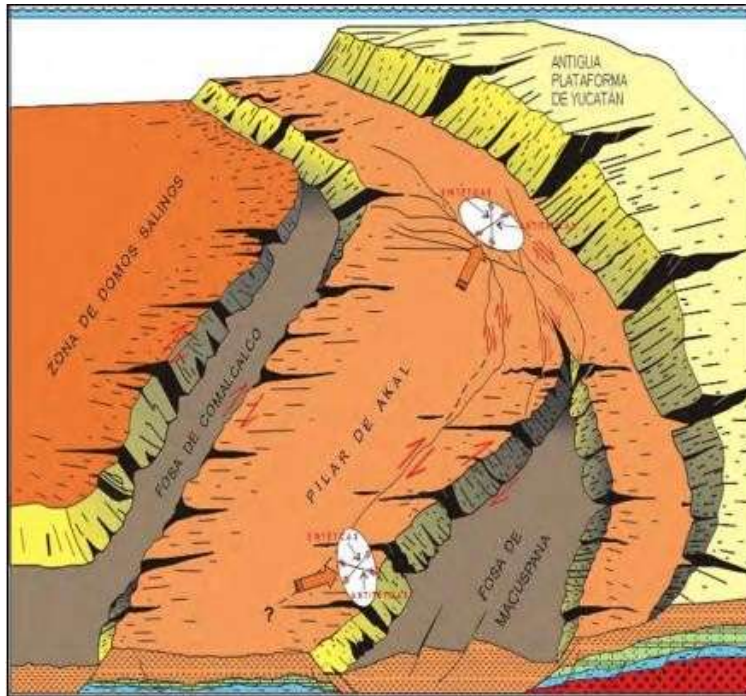
Subcuenca Comalcalco

La Subcuenca de Comalcalco, se localiza en el noroeste de la región sureste. Está delimitada por la plataforma continental del Golfo de México hacia el noreste, la falla de Comalcalco al sur y la Cuenca salina del istmo hacia el noroeste.

### Marco tectónico regional

Geología de la cuenca Salinas del Istmo y la subcuenca Comalcalco

Estas provincias iniciaron una etapa de Rift, durante la apertura del Golfo de México en el Triásico Tardío- Jurásico Temprano, que creó una serie de horts y grabens (Figura I) y que concluyó a finales del Jurásico Medio, pasando por una etapa de deriva (drift) hasta principios del Cretácico Temprano. Como el resto de las provincias que circundan el Golfo de México, esta región se comporta como una margen pasiva desde finales del Cretácico hasta el Oligoceno, al tiempo que el bloque de Chortis se desplazó hacia el sureste a lo largo del sistema de fallas Motagua-Polochic, el sur de las provincias fue afectado por una deformación compresiva, equivalente de cierta forma a la Orogenia Laramide, produciendo el plegamiento de las rocas del Jurásico y del Cretácico.



*Figura 1. Imagen detalla de la formación de las cuencas del sureste.*

En el Oligoceno Tardío disminuye el movimiento relativo de las placas norteamericana y caribeña. Es durante el Mioceno, que se produce la Orogenia Chiapaneca, al continuar el desplazamiento del bloque Chortis hacia el este y establecerse el centro de expansión de la placa de Cocos sobre la trinchera mesoamericana al sur de México. En la cuenca de Salinas del Istmo y la subcuenca Comalcalco este evento se expresa principalmente por la compresión con tendencia hacia el noreste que creó pliegues de orientación noroeste-sureste en rocas Mesozoicas y del Paleógeno. Posteriormente, en el Plioceno, inicia el colapso gravitacional hacia el noroeste y la evacuación de sal, lo que dio lugar a la formación de la cuenca de Comalcalco, este régimen distensivo continúa en la actualidad.

### **1.1.1 Sistema petrolero**

En las provincias petroleras se han reconocido sistemas petroleros asociados a cuatro niveles generadores principalmente: Oxfordiano, Tithoniano, Cretácico Inferior y Mioceno Inferior. Cronoestratigráficamente la roca Generadora del Oxfordiano Tardío presenta facies de carbonatos ricos en materia orgánica que contienen una mezcla de Kerógeno tipo I y II, el cual bajo condiciones de madurez, carga rocas almacenadoras del Oxfordiano Temprano en la porción marina. La segunda roca generadora corresponde al Tithoniano que es la de mayor importancia; está constituido por las calizas arcillosas y lutitas calcáreas ricas en materia

orgánica que contienen Kerógeno tipo II en caso de contener azufre, esta roca carga rocas almacenadoras del Kimmeridgiano, Tithoniano, Cretácico, Eoceno y Mioceno-Plioceno. Un tercer nivel generador se ha relacionado al Cretácico Inferior con un Kerógeno tipo I y II y que en condiciones de madurez ha contribuido con hidrocarburos a las rocas almacenadoras del Cretácico en el sector de plataforma aislada Artesa-Mundo Nuevo; finalmente se tiene una cuarta roca generadora en la cuenca de Macuspana, constituida por lutitas del Mioceno Inferior con Kerógeno tipo II y III, las cuales han generado gas y condensado en zonas con mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento que son almacenados en secuencias Silicoclásticas del Mioceno Medio-Superior y Plioceno y que en ocasiones llegan a tener mezclas de aportes del Tithoniano. En la parte norte de esta cuenca se tiene una mínima presencia de gas biogénico.

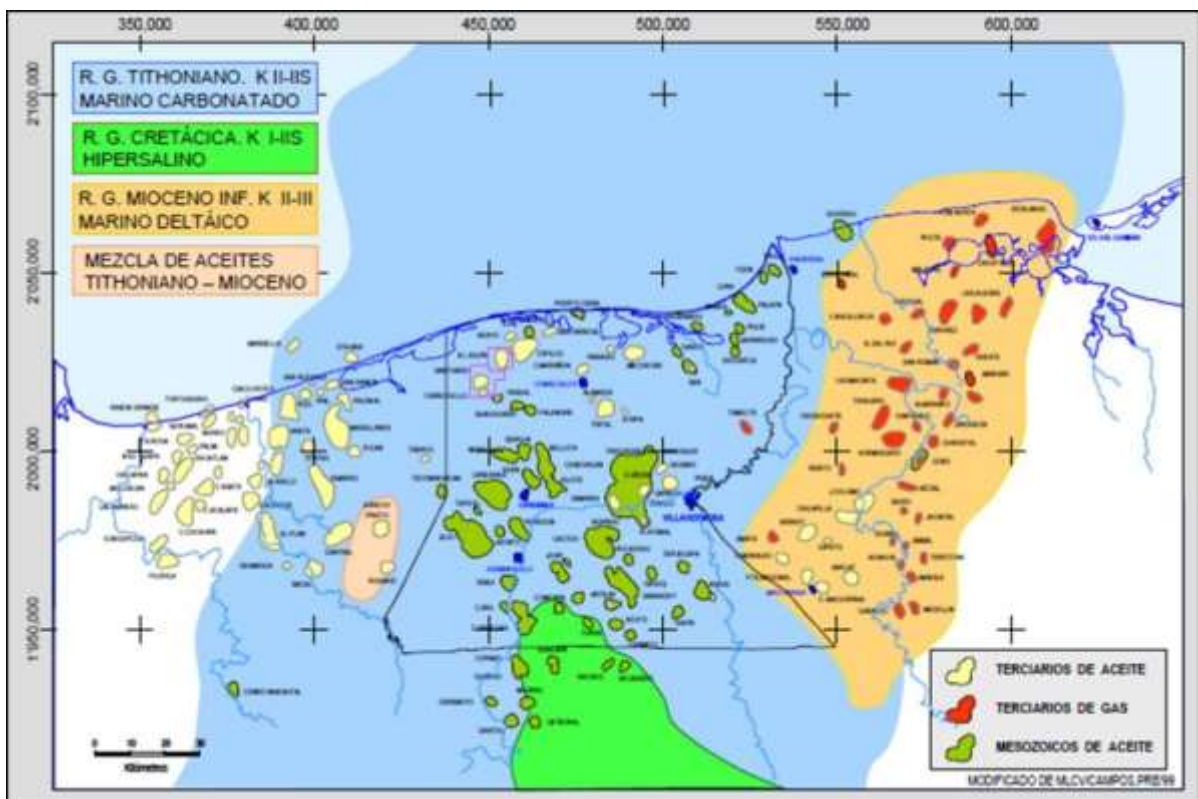


Figura 2. Se reconocen 4 tipos de roca generadora en la cuenca del sureste, donde la más importante es la del Jurásico Superior Tithoniano.

## Roca Generadora

La principal roca generadora en la provincia petrolera sureste corresponde a las del Jurásico Superior Tithoniano, siendo un elemento común para cada uno de los sistemas petroleros que se describen a continuación.

Las rocas del Tithoniano están constituidas de calizas arcillosas y lutitas calcáreas las cuales son las responsables de la generación de los hidrocarburos almacenados en diferentes niveles estratigráficos como lo son el Kimmeridgiano, Cretácico, Eoceno, Mioceno y Plioceno, esto está comprobado por la correlación de los biomarcadores entre los extractos de roca generadora y los fluidos.

Durante el Tithoniano se manifiesta una marcada elevación generalizada del nivel del mar o fase de inundación, por lo que se desarrolla el depósito de una secuencia arcillo calcárea; prevaleciendo las condiciones para la formación de capas de lutitas negras carbonatadas con importantes cantidades de materia orgánica. Este sistema es el más importante, de donde se han recuperado grandes volúmenes de hidrocarburos.

### **Roca almacenadora**

Las rocas almacenadoras del Paleoceno-Eoceno en el área marina distribuyen en forma de abanicos constituidos de arenas calcáreas. Las rocas almacén del Mioceno Medio Superior en la porción terrestre de la provincia salina del Istmo, corresponde a arenas y areniscas en su base son de facies de aguas profundas, representados por depósitos de talud en facies de canales amalgamos y algunos abanicos turbidicos; y hacia la cima, en la porción central y sur de la cuenca, se tienen depósitos de canales amalgamados y abanicos de talud. Los espesores de estas arenas varían de 8 a 32 m con porosidades de 15 a 20 %. El sistema de depósito deltáico se puede observar en la cuenca salina del Istmo como facies de planicie deltaica y lagunares, pasando hacia el norte a facies de barrenas deltaicos agrandantes, continuando su desarrollo hasta encontrar los depósitos de canales y abanicos de talud hacia la parte marina. Para el Plioceno Medio, estas mismas facies de barras deltaicos que varían a canales y abanicos de talud hacia el norte se desarrollan en la porción marina.

### **Roca sello**

La roca sello para el sistema se constituye por capas de lutitas intraformacionales que alternan con cuerpos arenosos, con espesores que varían de 4 a 50 m. Para algunos niveles del Plioceno, existen sellos regionales asociados a superficies de máxima inundación que llegan a tener espesores de 100 a 300 m y se ubican hacia la parte superior del Plioceno Inferior y Medio.



## Trampas

Trampas estructurales plegadas, trampas combinadas asociadas a depósitos arenosos que tienen componente estructural debida a fallamiento extensional reciente (Ilustración III).

Trampas asociadas a acuñamientos arenosos contra diapiros o paredes de sal, trampas asociadas a estructuras domicas con fallamiento normal originadas por empuje salino y trampas definidas por estructuras homoclinales con cierres contra fallas normales contraregionales, asociadas a la evacuación de sal.

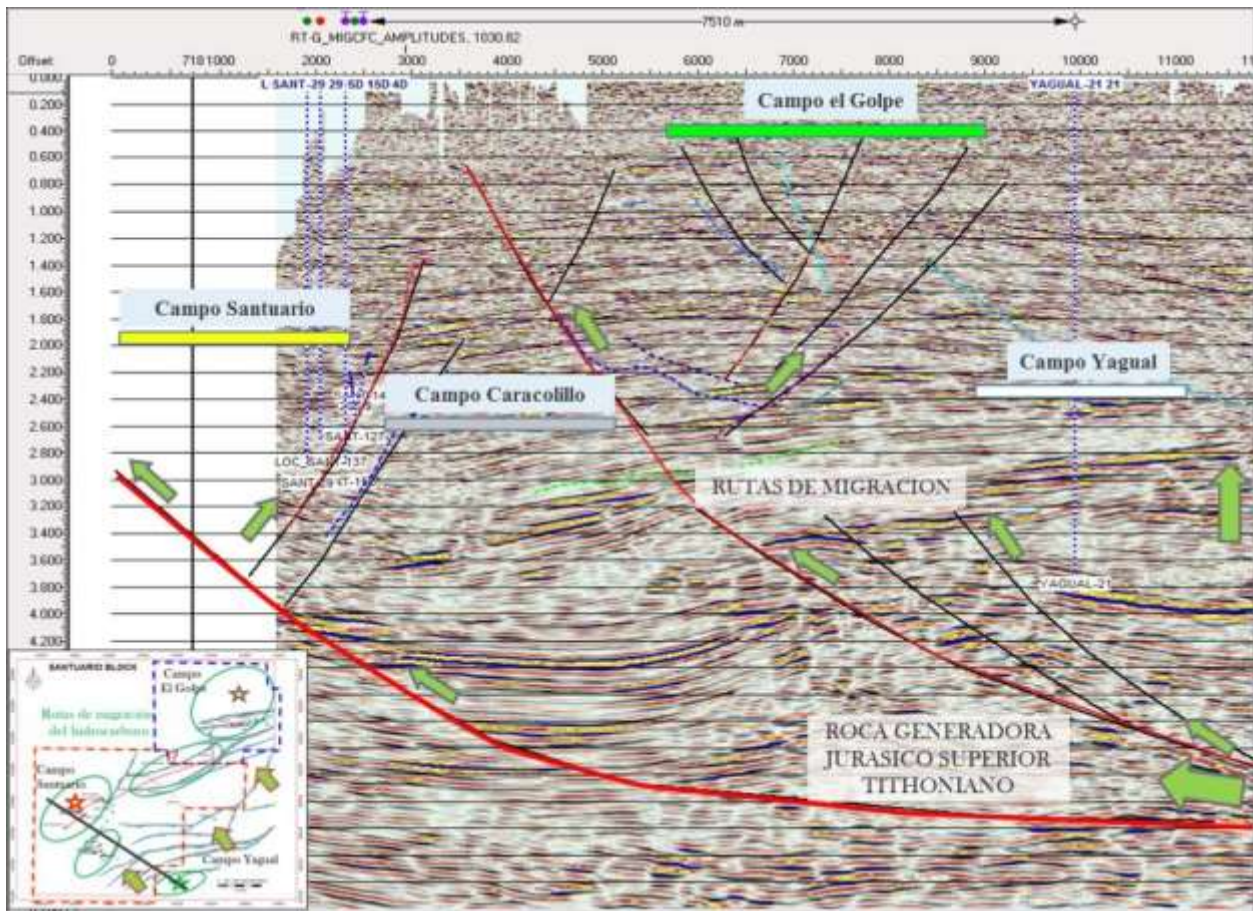


Figura 3. Sección representativa de los elementos del sistema petrolero del Área de Asignación.

## 1.1.2 Aspectos petrofísicos

### PPL14-1

Se adquirió información de análisis de laboratorio de tapones de núcleos recuperados en 7 pozos: PPL14-1 125, 126, 127, 129, 130, 131 y 1041.

Se procedió a realizar el análisis geológico, definiendo el tipo de roca, constituyentes de la misma, tipos de porosidad existentes, la calidad de yacimiento de la roca, así como la identificación de los eventos diagenéticos. Los métodos utilizados para determinar composición y tipo de sedimentos son: Láminas delgadas, análisis de difracción de rayo X y análisis de la roca con microscopio de barrido (SEM).

Se realizaron para el PPL14-1041 un total de 14 estudios petrográficos a partir de las láminas delgadas; 14 composiciones mineralógicas por DRX y 12 exploraciones con el MEB. Ocho (8) de las muestras resultaron litarenitas mientras cinco (5) muestras resultaron Wackas y una (1) fue Arcosa. El promedio del tamaño de grano de los NP estudiados incluyendo las wackas es de 0.218 milímetros.

El análisis petrográfico lo constituye la roca en núcleos de pared, clasifican las secuencias arenosas en tres grupos principales: Arcosas de grano fino a medio, litarenitas y wackas. El tipo de arcilla dominante es la Illita/Mica con proporciones menores de Caolinita y Clorita. La granulometría varía de 0.0750 a 0.5 mm (areniscas de grano fino a grueso) con porosidad intergranular

Las muestras de mejor calidad de yacimiento son litarenitas, seguido por las arcosas, con excelente desarrollo de porosidad intergranular con algo de porosidad secundaria por lixiviación de feldespatos y fragmentos de roca volcánica. La cantidad en promedio de matriz y cemento de calcita es moderada para las muestras. El principal grano en las muestras es cuarzo monocristalino, seguidos por fragmentos de roca plutónica y seguida por feldespatos de potasio. La imagen tomada por el microscopio electrónico (MEB) se observa a detalle escasa Illitaesmectita generada por alteración de granos detríticos y de la matriz (I-E); así mismo se aprecia discretos rasgos de disolución.

### PPL14-2

Se adquirió información de análisis de laboratorio de tapones de núcleos recuperados en 10 pozos: PPL14-2 - (136, 137, 139, 124, 125, 128, 131, 129, 138 y 127).

Como resultado de los análisis petrográficos y de constituyente de la roca, las arenas de los núcleos analizados se clasifican como litoarenitas de grano fino a medio, escasamente grueso y escasa matriz arcillosa. El tipo de arcilla dominante es la Illita/mica, caolinita y clorita. La granulometría promedio varía entre 0.235mm (arena fina) a 0.33 mm (arena media) con porosidad intergranular.



La granulometría por la técnica laser se realizó en quince (15) muestras del Núcleo 1 y cinco (5) muestras del Núcleo 2 para determinar el tamaño del grano. De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede observar que el mayor porcentaje en promedio de tamaño de grano en ambos núcleos es Arena seguido de limo y arcillas en menores proporciones, sin embargo, el detalle de cada rango en particular de acuerdo a Folk-Ward se muestra en las siguientes tablas y gráficas de distribución para ambos núcleos.

## **PPL14-2 NE**

Se adquirió información de análisis de laboratorio de tapones de núcleos recuperados en 3 pozos: PPL14-2 NE (401, 402 y 601).

Se realizaron para el bloque PPL14-2 NE estudios petrográficos a partir de láminas delgadas; composiciones mineralógicas por DRX y exploraciones con el MEB. Ocho (8) de las muestras resultaron Litarenitas mientras cinco (5) muestras resultaron Wackas y una (1) fue Arcosa.

La porosidad es principalmente intergranular y por conteo (sin incluir micro-porosidad) es alrededor de 11%. De 37 muestras sujetas a mediciones de porosidad de helio dieron un promedio de 28.04% porosidad, con una diferencia de 17% respecto a la porosidad determinada en la lámina, en parte, por la diferencia en cantidad de muestras analizadas en cada técnica, y la cantidad de micro-porosidad presentes en las muestras, no visible en la lámina. El principal grano en las muestras es cuarzo monocristalino, seguidos por fragmentos de feldespatos de potasio, roca plutónica y por plagioclasas. El análisis composicional de las arcillas indica presencia de illita/mica predominantemente, caolinita y clorita (en pequeñísimas partes). Solo existen cantidades pequeñas de illita– esmectita que es la arcilla más problemática en la evaluación del pozo. Clorita generalmente tiene Fe dentro de su composición y puede formar precipitados de hierro cuando se contacta con ciertos ácidos.

La granulometría por la técnica laser se realizó en muestras del núcleo de fondo y muestras de núcleos de pared para determinar el tamaño de grano. De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede observar que el mayor porcentaje en promedio de tamaño de grano en ambos núcleos es arena seguido de limo y arcillas en menores proporciones, sin embargo, el detalle de cada rango en particular de acuerdo a Folk-Ward se indica en las siguientes tablas y gráficas de distribución para ambos núcleos.

Se llevó a cabo la descripción sedimentaria mediante el estudio megascópico de los núcleos 1, 2 y 3 del pozo PPL14-2-601 y los núcleos de pared de los pozos PPL14-2-401 y PPL14-2-402, en donde se describe el tipo de roca, sus constituyentes principales, los tipos de porosidad presentes, así como la presencia de materia orgánica e impregnación de hidrocarburos. Dentro de las características sedimentarias, se reconoció la secuencia de depósito, sus cambios relevantes a partir de la identificación de los diferentes contactos entre las unidades, las variaciones granulométricas, cambios litológicos, estructuras sedimentarias primarias y procesos diagenéticos, entre otros.

La integración de los resultados de análisis de laboratorio, se usaròn como dato clave para definir el modelo litològico del àrea contractual empleando registros geofísicos rayos gama, neutròn y densidad como indicadores de litología previamente calibrados con la informaciòn de nùcleos.

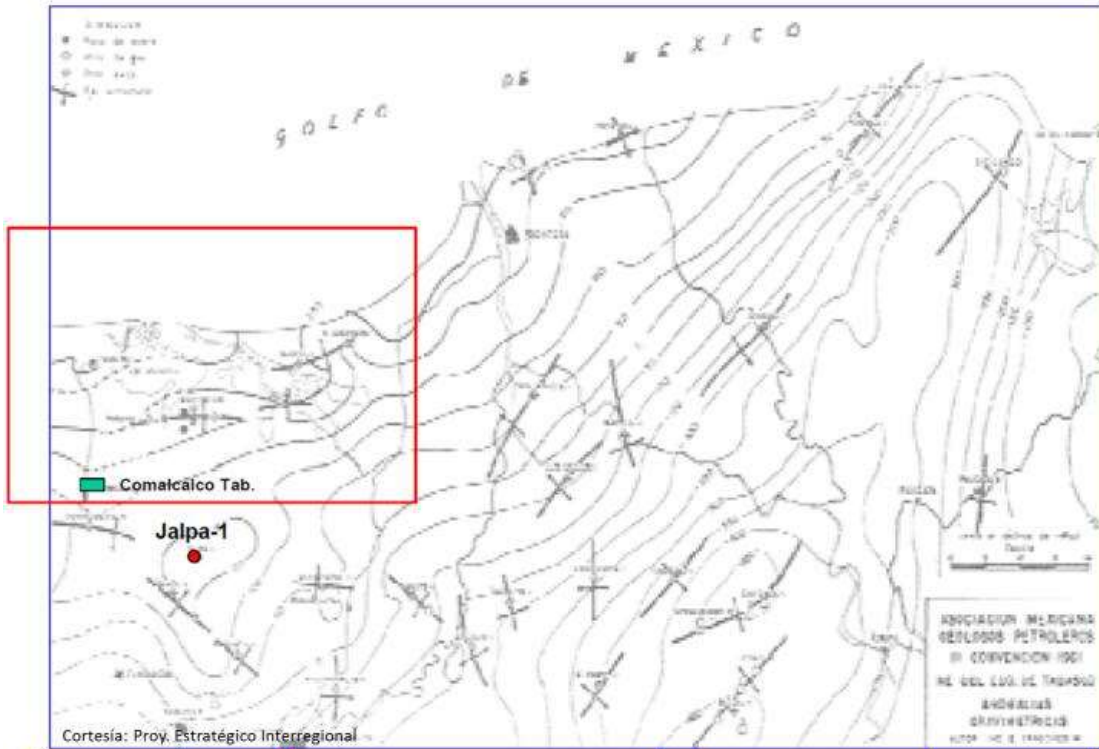


Figura 4. Levantamiento Gravimétrico realizado en 1927, por la compañía El àguila.

## 1.2 Exploraciòn

La perforaciòn de pozos exploratorios se iniciò en el Siglo XX por compaas extranjeras al operar en el Pas. Una de ellas, la compaa "El Aguila" llevò a cabo estudios gravimétricos en las cercanas de Jalpa de Mendez (Figura IV). Este levantamiento dio por consecuencia la perforaciòn del pozo Jalpa-1, en el ao de 1934, a slo 18 Km al Sureste de Comalcalco, Tabasco. El pozo Jalpa-1 atravesò las secuencias sedimentarias del Mioceno hasta los 2385 m, a pesar de encontrar impregnaciòn de hidrocarburos en la columna, no se considerò de inters comercial.

En el ao 1938, la implementaciòn de la Ley de Expropiaciòn de 1936 es aplicada a las compaas petroleras por el Presidente de la Repùblica, y el 7 de junio de ese mismo ao nace Petròleos Mexicanos (PEMEX). Con el nacimiento de Petròleos Mexicanos, la administraciòn para el control nacional del petròleo, divide la actividad por zonas y comienza la acciòn de los

técnicos mexicanos. Se crea la Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur, intensificándose los trabajos exploratorios por usar tecnologías más avanzadas para ese tiempo como la sismología de reflexión, dando como resultado el descubrimiento de numerosas estructuras productoras de gas y aceite de edades Mioceno, Plioceno y Pleistoceno.

En la Zona Sur, los primeros campos descubiertos fueron: Mecoacán (1958), Tupilco (1959), Peluzal (1962), PPL14-1 (1963), PPL14-2 (1966), Castarrical (1967), Alameda, Tintal y Tres Palmas (1968), Caracolillo (1969), Marañón (1970), Guayo (1972) y Puerto Ceiba (1983).

Sin embargo, la exploración en el Terciario en esta región se detuvo debido al descubrimiento de los campos que conforman la provincia Chiapas-Tabasco, con la perforación de los pozos Sitio Grande y Cactus, productores a nivel del Mesozoico en el año de 1972. En 1979, el campo Cantarell inició operaciones convirtiéndose en el complejo petrolero más importante del país y uno de los más importantes del mundo, generó durante décadas las dos terceras partes del petróleo que se produce en México.

Aunque sin mayor importancia económica se continuó explotando los campos de la Zona Sur, en la Cuenca de Comalcalco, donde los campos: Ayapa, Caracolillo, Castarrical, PPL14-1, Guayo, Mecoacán, Santuario, Tintal y Tupilco, aportaban una producción diaria de 14, 369 [bls] de aceite con una producción acumulada de 37 527 297[m3].

Para el año de 1994, Pemex contaba con 40 campos productores en la Región sur, sólo seis de ellos operaban en Comalcalco.

A partir de 2006, Cantarell comienza a declinar su producción, lo que reactiva la cartera de inversiones de PEMEX Exploración y Producción (PEP) en las cuencas del sureste.

En la Cuenca de Comalcalco el principal proyecto de recuperación fue “PPL14-1-Puerto Ceiba”, alcanzando en 2005 una producción asociada al Campo Puerto Ceiba de 77,000 bpd. Los campos: PPL14-1, Castarrical, Santuario, Tupilco, Mecoacán, Caracolillo y Tintal formaron parte de este proyecto.

El descubrimiento del Campo PPL14-1 se produjo mediante la perforación del pozo PPL14-1-A, en julio de 1963, pozo que resultó productor de aceite y gas en arenas de la formación Concepción Superior. El campo inicia su desarrollo de 1964 a 1969. Con base en la interpretación geológica realizada en 1969 y 1970, se propuso perforar más pozos adicionales de 1971 a 1973 hasta llegar a 84 pozos perforados en ese periodo.

El campo PPL14-2 fue descubierto en junio de 1967 con la perforación del pozo PPL14-2-A, perforado a una profundidad total de 3614.60 m, atravesando arenas de la formación Concepción Superior y resultando productor de aceite y gas en los intervalos 2932-2938 y 2864.7-2872 mbmr. El campo se localiza en dos áreas, una terrestre y otra lacustre, siendo terrestre la zona que aporta la mayor parte de la producción. El desarrollo del campo se realizó

de 1969 a 1972, inicialmente hacia el flanco suroeste del pozo descubridor, alcanzando su máxima producción (10,200 bpd) a través de 35 pozos en 1972.

Como parte del Proyecto de Modernización y Optimización de los campos, y afín de acelerar la extracción de reservas se implementaron sistemas artificiales de producción y se estableció un programa de perforación de nuevos pozos con éxito.

En el año 2007, Puerto Ceiba seguía siendo el campo más importante, con una producción de aceite de 43324 [BPD], 30.150 [MMPCD] de gas y un total de 17 pozos operando. Mientras que los campos Castarrical, Tupilco, PPL14-1, PPL14-2, Caracolillo y Tintal, producían en conjunto 3000 [BPD] de aceite y 1.430 [MMPCD] de gas, con un total de 31 pozos operando.

En la actualidad grupos multidisciplinarios de PEP, proyectan reactivar la exploración de la Cuenca de Comalcalco, para lo cual trabajan de manera permanente en la generación una cartera de oportunidades que reactive el proceso exploratorio a nivel Terciario.

### 1.3 Evaluación

La etapa de evaluación de los pozos PPL14-1 y PPL14-2, fue ejecutada por el contratista PEMEX. En esta fase de evaluación, se estudiaron en forma más concisa los descubrimientos realizados en la fase de exploración, planteando continuar, alrededor de los años 60, con el desarrollo de los campos; la información adquirida en esta fase de desarrollo temprana (Tabla I), ayudó a reducir las incertidumbres y permitió confirmar la estimación inicial de reservas y el actual desarrollo y explotación de los campos.

FORMACIÓN	INTERVAL O	DATOS DE PRODUCCIÓN INICIAL				
		Qoi (bpd)	Qgi (MMpcd)	PRESION INICIAL (Kg/Cm2)	PRESION SUPERFICIE (Kg/Cm2)	RGA Pc/Bbl
Concepción Superior	2932-2938	314	0.075	320	33	239

Tabla 3. Datos iniciales del pozo descubridor Santuario-1.

Hoy en día Petrofac continúa la evaluación de bloques adyacentes a las áreas desarrolladas, con el Campo PPL14-2 NE, basándose en los resultados de los estudios de viabilidad, se ha documentado un plan de desarrollo del campo que se implementará a través de la siguiente etapa. El objetivo principal de este plan de desarrollo, es el de servir como especificación conceptual del proyecto en materia de instalaciones de superficie y del subsuelo, los principios operacionales y el mantenimiento necesario para apoyar una propuesta de inversión que sea necesaria en el futuro.

## 1.4 Desarrollo

En este capítulo se describirá brevemente el desarrollo de producción del Campo PPL14-1 – PPL14-2 que comprenden un periodo inicial desde 1965 a enero del 2012 desarrollado por PEMEX y un segundo periodo que abarca desde inicios de febrero 2012 a la fecha (oct-2017).

El desarrollo de esta área comenzó en el campo PPL14-2 descubierto el 16 de julio de 1963, con la perforación del pozo PPL14-1-A, que resultó productor de aceite y gas de la Formación Concepción Superior del Mioceno. El desarrollo inicial de este campo se realizó de 1964 a 1969 con la perforación de 67 pozos; y una producción máxima de 24,788 bpd de aceite alcanzada en octubre de 1971. Al mismo tiempo en junio de 1967 se inició el desarrollo del Campo PPL14-2 con la perforación del pozo PPL14-2-A, en la formación Concepción Superior, que dio inicio al desarrollo inicial del campo en el periodo de 1969 a 1972 con la perforación de 18 pozos y una producción máxima alcanzada de 10,086 bpd de aceite en mayo de 1973. Así como el desarrollo de los Campos PPL14-1 & PPL14-2 continuo hasta enero del 2012 cuando se celebra el Contrato Integral de Exploración y Producción (CIEP) entre Pemex y Petrofac.; con un acumulado total para el área asignada de 149.66 mmb (56.58 mmb en el campo PPL14-2 y 93.08 mmb en el campo PPL14-1) y un total de 166 pozos perforados (51 campo PPL14-2 y 115 Campo PPL14-1).

Posteriormente en el periodo operado por Petrofac que abarca desde inicios de febrero del 2012 a diciembre 2017, se realizaron una serie de actividades que incluyen: Perforación de pozos nuevos, reparaciones mayores con equipo y sin equipo, acumulando un total de aceite de 14.09 mmb (11.13 mmb en el campo PPL14-2 y 2.96 mmb en el campo PPL14-1), el total de las actividades ejecutadas, 34 pozos perforados (19 pozos en el Campo PPL14-2, cuatro en PPL14-2 NE y 11 pozos para PPL14-1); tres de los cuatro pozos perforados en el Noreste se incorporaron a producción en julio del 2015.

La ilustración muestra el comportamiento de producción de aceite y el número de pozos perforados y acumulados durante la administración de los campos.

El área asignada cuenta a la fecha de un acumulado de aceite total de 163.7 mmb en el desarrollo de los Campos PPL14-1 & PPL14-2 (67.7 mmb en PPL14-2 y 96.0 mmb en PPL14-1) y un total pozos productores de 194 (74 PPL14-2 y 120 PPL14-1).

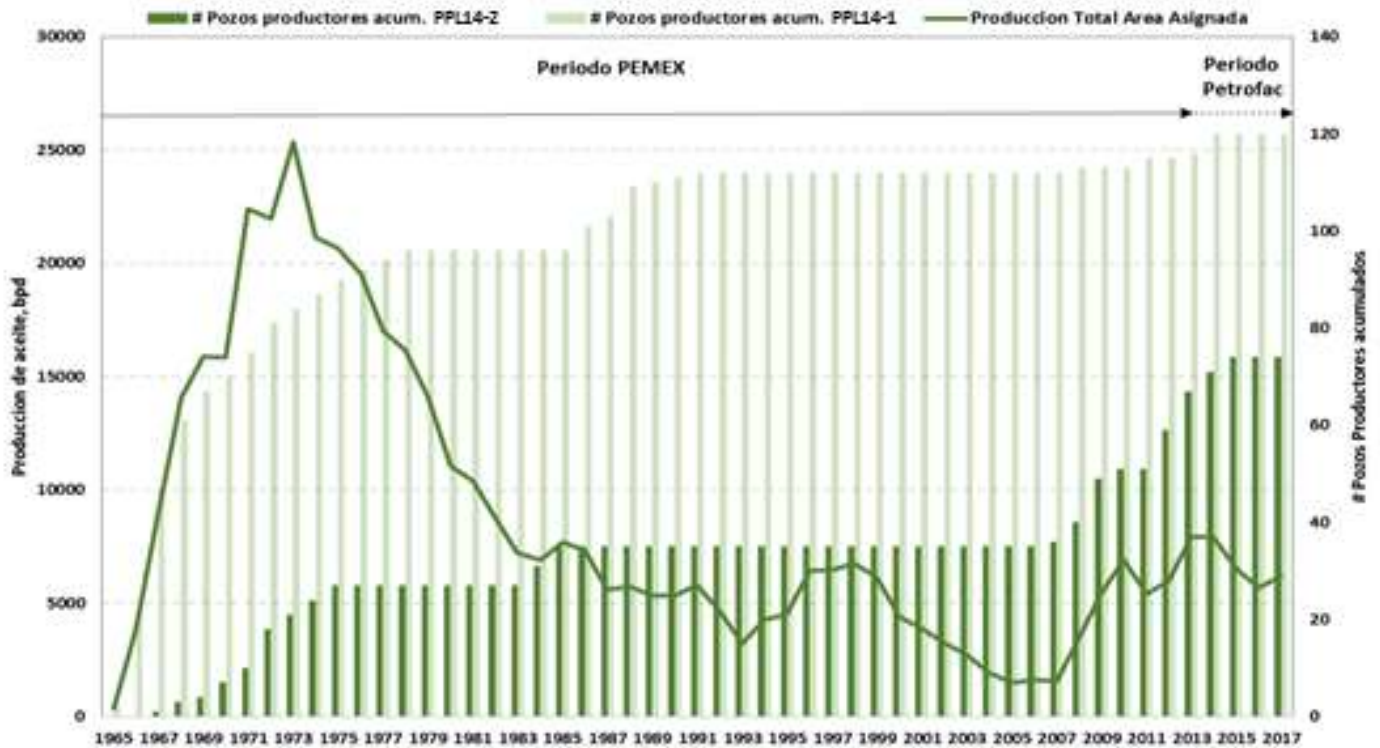


Figura 5. Producción total área asignada y de pozos productores por campo.

## 1.5 Infraestructura

### 1.5.1 Perforación

Peras de localización, Campo PPL14-1

Tipo de infraestructura	Coordenadas	Descripción
Localización MP-PPL14-1-38	----	Macropera PPL14-1-38, es una localización existente.
Localización MP- PPL14-1-90	----	Macropera PPL14-1-90, es una localización existente.
Localización MP- PPL14-1-125	----	Macropera PPL14-1-125, es una localización existente.
Localización MP- PPL14-1-85	----	Macropera PPL14-1-85, es una localización existente.
Localización MP- PPL14-1-3	V-1 = X- 454,907.66 Y- 2,026,462.62 V-2 = X- 454,869.32 Y- 2,026,471.29 V-3 = X- 454,869.32 Y- 2026546.29 V-4 = X- 454,916.05 Y- 2,026,546.34 V-5 = X- 454,931.32 Y- 2,026,537.09 V-6 = X- 454,931.32 Y- 2,026,487.77	Macropera PPL14-1-3, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 39.31 M. X 75.00 M. X 46.72 M. X 17.86 M. X 49.31 M. X 34.54 M.

Localización MP- PPL14-1-9	V-1 = X- 454,484.08 Y- 2,026,304.05 V-2 = X- 454,545.60 Y- 2,026,359.32 V-3 = X- 454,559.28 Y- 2,026,346.63 V-4 = X- 454,577.79 Y- 2,026,365.37 V-5 = X- 454,593.28 Y- 2,026,308.16 V-6 = X- 454,511.72 Y- 2,026,259.10	Macropera PPL14-1-9, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 82.701 M. X 18.660 M. X 26.333 M. X 59.273 M. X 95.176 M. X 52.768 M.
Localización MP- PPL14-1-63	-----	Macropera PPL14-1-63, es una localización existente.
Localización MP- PPL14-1-61	-----	Macropera PPL14-1-61 es una localización existente.
Localización MP- PPL14-1-71	V-1 = X- 456,882.54 Y- 2,025,527.24 V-2 = X- 456,882.15 Y- 2,025,520.11 V-3 = X- 456,882.72 Y- 2,025,482.92 V-4 = X- 456,882.92 Y- 2,025,463.10 V-5 = X- 456,886.96 Y- 2,025,463.68 V-6 = X- 456,974.69 Y- 2,025,478.78 V-7 = X- 456,972.93 Y- 2,025,525.16	Macropera PPL14-1-71, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 7.149 M. X 37.198 M. X 19.820 M. X 4.079 M. X 89.021 M. X 46.414 M. X 90.407 M.

Tabla 4. Macroperas existentes en el Campo PPL14-1.

## Peras de localización Campo PPL14-2

Tipo de Infraestructura	Coordenadas	Descripción
Localización MP-PPL14-2-35	V-1 X= 445,081.81, Y= 2,018,252.53 V-2 X= 445,014.29, Y= 2,018,199.22 V-3 X= 445,091.14, Y= 2,018,090.75 V-4 X= 445,182.22, Y= 2,018,155.29 V-5 X= 445,158.50, Y= 2,018,188.77 V-6 X= 445,138.11, Y= 2,018,252.53	Macropera PPL14-2-35, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 86.02 M. X 132.93 M. X 111.62 M. X 41.03 M. X 25.00 M. X 96.36 M.
Localización MP- PPL14-2-34	V-1 X= 445,370.34, Y= 2,018,394.63 V-2 X= 445,448.91, Y= 2,018,409.74 V-3 X= 445,472.99, Y= 2,018,292.18 V-4 X= 445,394.51, Y= 2,018,277.09	Macropera PPL14-2-34, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 80 M. X 120 M. X 79.92 M X 120 M.
Localización MP- PPL14-2-32-D	V-1 X= 445,397.99, Y= 2,018,805.03 V-2 X= 445,412.04, Y= 2,018,701.88 V-3 X= 445,421.96, Y= 2,018,629.84 V-4 X= 445,550.25, Y= 2,018,649.14 V-5 X= 445,538.24, Y= 2,018,728.87 V-6 X= 445,468.22, Y= 2,018,713.89 V-7 X= 445,459.99, Y= 2,018,815.28	Macropera PPL14-2-32-D, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 104.102 M. X 72.721 M. X 129.738 M. X 80.638 M. X 71.606 M. X 101.715 M. X 62.832 M.
Localización MP- PPL14-2-31-D	V-1 X= 445,866.74, Y= 2,018,510.83 V-2 X= 445,746.73, Y= 2,018,510.83 V-3 X= 445,746.50, Y= 2,018,580.93 V-4 X= 445,774.96, Y= 2,018,589.91 V-5 X= 445,866.74, Y= 2,018,589.91	Macropera PPL14-2-31-D, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 120 M. X 70.10 M. X 29.84 M. X 91.78 M. X 78.08 M.
Localización MP- PPL14-2-122	V-1 X= 446,332.60, Y= 2,019,103.54 V-2 X= 446,252.90, Y= 2,019,096.61 V-3 X= 446,263.30, Y= 2,018,977.06 V-4 X= 446,313.76, Y= 2,018,981.45	Macropera PPL14-2-122, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 80 M. X 120 M. X 80 M. X 120 M.
Localización MP- PPL14-2-3-D	V-1 X= 446,578.64, Y= 2,018,684.24 V-2 X= 446,675.12, Y= 2,018,592.39 V-3 X= 446,746.02, Y= 2,018,664.61 V-4 X= 446,651.07, Y= 2,018,758.67	Macropera PPL14-2-3-D, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 133.21 M. X 101.20 M. X 133.65 M. X 103.85 M.

<b>Localización MP- PPL14-2-18</b>	V-1	X= 446,649.95, Y= 2,019,020.25	Macropera PPL14-2-18 es una localización existente que se construyó con dimensiones de 91.12 M. X 120.76 M. X 90.52 M. X 120.47 M.
	V-2	X= 446,584.95, Y= 2,018,956.41	
	V-3	X= 446,668.72, Y= 2,018,869.42	
	V-4	X= 446,733.09, Y= 2,018,933.07	
<b>Localización MP- PPL14-2-129</b>	V-1	X= 446,957.80, Y= 2,019,846.92	Macropera PPL14-2-129 es una localización existente que se construyó con dimensiones de 110 M. X 120 M. X 110 M. X 120 M.
	V-2	X= 446,957.80, Y= 2,019,956.92	
	V-3	X= 447,077.80, Y= 2,019,956.91	
	V-4	X= 447,077.80, Y= 2,019,846.92	
<b>Localización MP- PPL14-2-28</b>	V-1	X= 446,152.28, Y= 2,018,688.60	Macropera PPL14-2-28 es una localización existente que se construyó con dimensiones de 27.35 M. X 24.17 M. X 45.33 M. X 163.66 M. X 90.82 M. X 135.01 M.
	V-2	X= 446,125.12, Y= 2,018,685.44	
	V-3	X= 446,101.86, Y= 2,018,678.87	
	V-4	X= 446,059.55, Y= 2,018,662.59	
	V-5	X= 446,060.05, Y= 2,018,826.25	
	V-6	X= 446,150.84, Y= 2,018,823.61	
<b>Localización MP- PPL14-2-13-D</b>	V-1	X= 446,347.32, Y= 2,019,586.13	Macropera PPL14-2-13-D es una localización existente que se construyó con dimensiones de 19.03 M. X 21.28 M. X 94.94 M. X 90.75 M. X 6.31 M. X 34.93 M. X 95.92 M. X 94.92 M.
	V-2	X= 446,360.86, Y= 2,019,572.76	
	V-3	X= 446,375.67, Y= 2,019,557.47	
	V-4	X= 446,441.32, Y= 2,019,488.88	
	V-5	X= 446,505.81, Y= 2,019,552.74	
	V-6	X= 446,506.11, Y= 2,019,559.05	
	V-7	X= 446,481.93, Y= 2,019,584.26	
	V-8	X= 446,414.86, Y= 2,019,652.84	

*Tabla 5. Macroperas existentes en el Campo PPL14-2.*



## Peras de localización Campo PPL14-2 NE

Tipo de Infraestructura	Coordenadas	Descripción
Localización MP-601	X= 451,535.532, Y= 2,022,072.892	Macropera PPL14-2 NE 601, es una localización existente que se construyó con dimensiones de 115 m. x 170 m.
Localización MP-401	X= 451,151.792, Y= 2,021,097.594	Macropera PPL14-2 NE 401, es una localización existente con dimensiones de 140 m x 116 m.

*Tabla 6. Macroperas existentes en el Campo PPL14-2 NE.*

### 1.5.2 Producción

Dentro del área del Campo PPL14-2 se cuenta con dos instalaciones de procesamiento de hidrocarburos, Batería de Separación PPL14-2 en el Campo Santuario y Batería de Separación PPL14-2 NE Producción Temprana en arrendamiento en el Campo PPL14-2 NE. El área de producción del Campo PPL14-1, para el procesamiento de los hidrocarburos se tiene el complejo PPL14-1, este complejo está integrado por tres instalaciones, Batería PPL14-1 II, estación de compresión PPL14-1 y planta deshidratadora PPL14-1. El gas excedente de las baterías de separación PPL14-2 y PPL14-2 NE producción temprana se transporta en un gasoducto existente de ex compresoras PPL14-2 – compresoras PPL14-1 en la cual se mide la transferencia de custodia para su envío a compresoras Castarrical. Mientras el líquido se transporta en un oleoducto existente de batería PPL14-2 – batería PPL14-1 I -planta deshidratadora PPL14-1.

Fuera del área de asignación, Pemex Exploración y Producción cuenta con un oleoducto, por el cual se envía el aceite deshidratado de la Planta Deshidratadora PPL14-1 hacia la terminal marítima Dos Bocas (TMDB) para su comercialización. Este oleoducto actualmente se encuentra bajo la responsabilidad operativa de la subdirección de Desarrollo y Comercialización (SDC) de PEP.

Mientras tanto, el gas excedente producto de las instalaciones de las dos áreas de asignación, es enviado a la estación de compresión Castarrical a través de una red de gasoductos existente, los cuales se encuentran a cargo del activo de producción Bellota-Jujo, para su posterior incorporación hacia su destino de entrega que es el complejo petroquímico de gas Cactus.

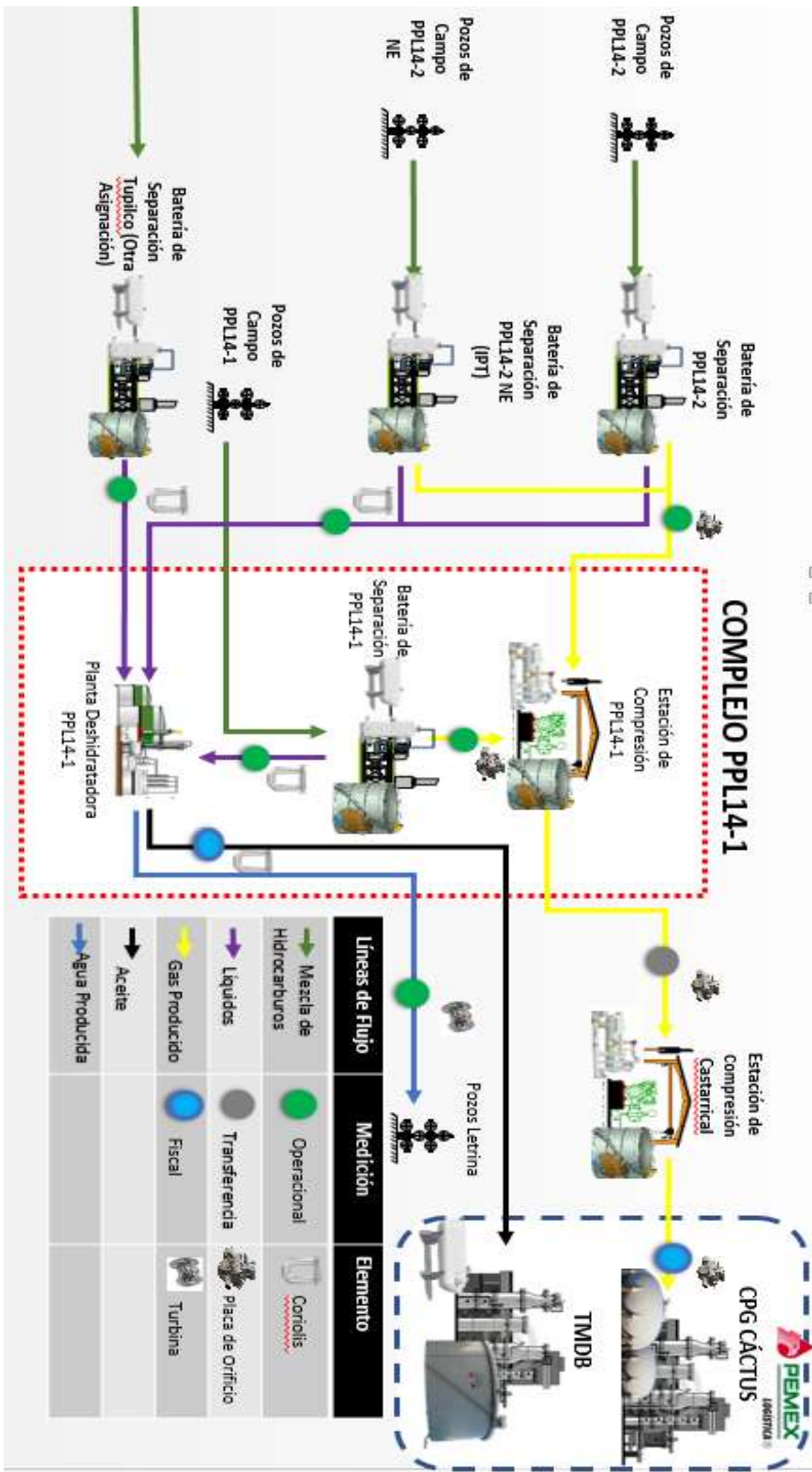


Figura 6. Esquema PPL14-1.

### 1.5.3 Recolección y Transporte

#### Campo PPL14-1

La red de ductos está conformada por líneas de descarga, cabezales, oleoductos y gasoductos que permiten el transporte del crudo desde el pozo hasta las instalaciones de procesamiento en donde se lleva a cabo las etapas de separación, acondicionamiento y transporte de los fluidos que componen la mezcla para su comercialización.

En el presente apartado, se hace mención de la infraestructura de recolección y transporte con la cual cuenta el campo PPL14-1, mencionando el estado actual y sus características físicas de los mismos.

SECTOR	DENOMINACIÓN	CAMPO	DIÁMETRO (in)	LONGITUD (km)	SERVICIO	ESTADO FÍSICO
PPL14-1	LBN Estación de Compresión PPL14-1 – Cab PPL14-1 42 4" x 0.675 km	PPL14-1	4	0.675	LBN	Nota 1
PPL14-1	LBN Estación de Compresión PPL14-1 - CAB PPL14-1 405 6"X1.961 km	PPL14-1	6	1.961	LBN	Nota 1
PPL14-1	Ramal BN Cabezal PPL14-1 42 – Cabezal PPL14-1 122 4" x 0.220 km	PPL14-1	4	0.220	LBN	Nota 1
PPL14-1 F/O Definitiva	LDD P PPL14-1 1-BAT PPL14-1 1 3"X0.200 km	PPL14-1	3	0.200	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 3-Batería PPL14-1 1 3" x 1.435 km	PPL14-1	3	1.435	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 9- Batería PPL14-1 1 3"X0.793 km	PPL14-1	3	0.793	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 29- Batería PPL14-1 3" x 1.810 km	PPL14-1	3	1.810	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 32- Batería PPL14-1 3" x 0.700 km	PPL14-1	3	0.700	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 39- Batería PPL14-1 3" x 1.349 km	PPL14-1	3	1.349	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 3D- Batería PPL14-1- A 3" x 1.387 km	PPL14-1	3	1.387	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 3T- Batería PPL14-1 A 3" x 1.398 km	PPL14-1	3	1.398	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 41- Batería PPL14-1 3" x 1.049 km	PPL14-1	3	1.049	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 44- Batería PPL14-1 3" x 0.534 km	PPL14-1	3	0.534	LDD	Nota 1

PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 45- Bateria PPL14-1 3" x 0.846 km	PPL14-1	3	0.846	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 50- Bateria PPL14-1 3" x 0.750 km	PPL14-1	3	0.750	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 67- Bateria PPL14-1 3" x 2.657 km	PPL14-1	3	2.657	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 69 - Bateria PPL14-1 3" x 1.907 km	PPL14-1	3	1.907	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 83 - Bateria PPL14-1A 3" x 1.559 km	PPL14-1	3	1.159	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 85 - Bateria PPL14-1A 3" x 0.278 km	PPL14-1	3	0.278	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 29 - INT P PPL14-1A 28 4" x 0.476 km	PPL14-1	4	0.476	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 102 Bateria PPL14-1 3" x 1.077 km	PPL14-1	3	1.077	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 103 - Bateria PPL14-1 3" x 1.558 km	PPL14-1	3	1.558	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 127 - Interconexión Cabezal Provisional 125 3" x 0.130 km	PPL14-1	3	0.130	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 128 - Interconexión Cabezal Provisional 125 3" x 0.090 km	PPL14-1	3	0.090	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 11D- Bateria PPL14-1 1 3" x 0.194 km	PPL14-1	3	0.194	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 30D – Bateria PPL14-1 3" x 0.147 km	PPL14-1	3	0.200	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 32D - Bateria PPL14-1 3" x 0.680 km	PPL14-1	3	0.680	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 405- Bateria PPL14-1A 3" x 0.250 km	PPL14-1	3	0.250	LDD	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 407- Bateria PPL14-1A 3" x 0.458 km	PPL14-1	3	0.458	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 41D - Bateria PPL14-1 3" x 1.050 km	PPL14-1	3	1.050	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 42D - Bateria PPL14-1 3" x 0.945 km	PPL14-1	3	0.945	LDD	Nota 1
PPL14-1	OLD Bateria PPL14-1A-PDH PPL14-1 6" x 2.215 km	PPL14-1	6	2.215	OLD	Nota 1
PPL14-1	OLG Bateria PPL14-1A - Estación de Compresión PPL14-1 8" x 1.879 km	PPL14-1	8	1.879	OLG	Nota 1
PPL14-1 F/O Temporal	LDD P PPL14-1 3C - Pozo PPL14-1 3T 3" x 1.000 km	PPL14-1	3	1.000	LDD	Nota 1

PPL14-1	LDD P PPL14-1 122 - INTERC Cabezal Provisional 122 3" x 0.130 km	PPL14-1	3	0.130	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 124 - INTERC Cabezal Provisional 125 3" x 0.105 km	PPL14-1	3	0.105	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 125 - INTERC Cabezal Provisional 125 3" x 0.120 km	PPL14-1	3	0.120	LDD	Nota 1
PPL14-1	LDD P PPL14-1 129 - INTERC Cabezal Provisional 125 3" x 0.100 km	PPL14-1	3	0.100	LDD	Nota 1

*Tabla 7. Infraestructura del Campo PPL14-1.*

*Nota 1.- Se desarrollará el estudio de gestión de Integridad de Activos (AIM) a las condiciones actuales de las instalaciones, especificando el cumplimiento de la capacidad operativa del activo de manera eficiente y efectiva.*

## Campo PPL14-2

La red de ductos está constituida por líneas de descarga, cabezales, oleoductos y gasoductos que permiten el transporte del crudo desde el pozo hasta las instalaciones de procesamiento en donde se lleva a cabo las etapas de separación, acondicionamiento y transporte de los fluidos que componen la mezcla para su comercialización.

En el presente apartado, se menciona la infraestructura de recolección y transporte con la cual cuenta el campo PPL14-2, mencionando el estado actual y sus características físicas de los mismos.

Sector	Denominación	Campo	Diámetro (in)	Longitud (km)	Servicio	Estado físico
PPL14-2	Gasoducto Excompresoras PPL14-2-Estación de Compresión PPL14-1 8"X11.128 km	PPL14-2	8	11.128	GSD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2-3 - Batería PPL14-2 3" x 0.450 km	PPL14-2	3	0.450	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2-5 - Batería PPL14-2 3" x 1.139 km	PPL14-2	3	1.139	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2 28- Batería PPL14-2 3" x 1.995 km	PPL14-2	3	1.995	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2 31- Batería PPL14-2 3" x 2.150 km	PPL14-2	3	2.150	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2 32- Batería PPL14-2 3" x 2.100 km	PPL14-2	3	2.100	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2 34- Batería PPL14-2 3" x 3.354 km	PPL14-2	3	3.354	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Definitivo	LDD Pozo PPL14-2 36- Batería PPL14-2 3" x 3.200 km	PPL14-2	3	3.200	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Definitivo	LDD Pozo PPL14-2 39- Batería PPL14-2 3" x 3.200 km	PPL14-2	3	3.200	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD M5D PPL14-2 13D-Cabezal PPL14-2 28H 3" x 0.951 km	PPL14-2	3	0.951	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Definitivo	LDD Pozo PPL14-2 15D- Batería PPL14-2 3" x 1.150 km	PPL14-2	3	1.150	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD M5D PPL14-2 16D-CAB PPL14-2 28H 3" x 0.935 km	PPL14-2	3	0.935	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2 17A- Batería PPL14-2 3" x 1.400 km	PPL14-2	3	1.400	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2 17T-Cabezal PPL14-2 28 H 3" x 0.093 Km	PPL14-2	3	0.093	LDD	Nota 1

PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2 31D- Bateria PPL14-2 3" x 2.400 km	PPL14-2	3	2.400	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-2 32D- Bateria PPL14-2 3" x 2.350 km	PPL14-2	3	2.350	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2 33D- Bateria PPL14-2 3" x 2.750 km	PPL14-2	3	2.750	LDD	Nota 1
PPL14-2 F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-234D- Bateria PPL14-23" x 2.673 km	PPL14-2	3	2.673	LDD	Nota 1
PPL14-2F/O definitiva	LDD Pozo PPL14-232D- Cab Bateria PPL14-23" x 2.496 km	PPL14-2	3	2.496	LDD	Nota 1
PPL14-2F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-235D- Bateria PPL14-2 3" x 3.012 km	PPL14-2	3	3.000	LDD	Nota 1
PPL14-2	Oleoducto Bateria PPL14-2-Bateria PPL14-1A 6" x 9.091 km	PPL14-2	6	9.091	Oleoducto	Nota 1
PPL14-2F/O definitiva	Oleoducto Bateria PPL14-2- Bateria PPL14-1A 8" x 8.000 km	PPL14-2	8	8.000	Oleoducto	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-23D-CAB PPL14-228H 3" x 0.338 km	PPL14-2	3	0.338	LDD	Nota 1
PPL14-2F/O Temporal	LDD Pozo PPL14-25D-Cabezal PPL14-228H 3" x 0.5 km	PPL14-2	3	0.500	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-214D-CAB PPL14-228H 3" x 0.331 km	PPL14-2	3	0.331	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-218T-CAB PPL14-228H 3" x 0.099 km	PPL14-2	3	0.099	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-228H-CAB PPL14-228H 3" x 0.0.084 km	PPL14-2	3	0.0.084	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-230-CAB PPL14-228H 3" x 0.909 km	PPL14-2	3	0.909	LDD	Nota 1
	LDD Pozo PPL14-231T-CAB PPL14-228H 3" x 0.915 km					

PPL14-2		PPL14-2	3	0.915	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-234T-CAB PPL14-228H 3" x 0.855 km	PPL14-2	3	0.855	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-235T-CAB PPL14-228H 3" x 0.344 km	PPL14-2	3	0.344	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2208-Cabezal PPL14-228H 3" x 0.096 km	PPL14-2	3	0.096	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2304-CAB PPL14-228H 3" x 0.349 km	PPL14-2	3	0.349	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-228D-Bateria PPL14-2. 3" x 0+890 km	PPL14-2	3	0.890	LDD	Nota 1
PPL14-2	Oleogasoducto Cabezal PPL14-228H - Bateria PPL14-28" x 1.219 km	PPL14-2	8	1.219	Oleogasoducto	Nota 1
PPL14-2	Oleogasoducto Cabezal PPL14-228H - Bateria PPL14-26" x 1.194 km	PPL14-2	6	1.194	Oleogasoducto	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2121-Interconexión LDD PPL14-232D 3" x 0.130 km	PPL14-2	3	0.130	LDD	Nota 1



PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2128- Interconexión LDD PPL14-232D 3" x 0.110 km	PPL14-2	3	0.110	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2125- Interconexión LDD PPL14-232D 3" x 0.10 km	PPL14-2	3	0.100	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2120- Interconexión LDD PPL14-235D 3" x 0.150 km	PPL14-2	3	0.150	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2130- Interconexión LDD PPL14-235D 3" x 0.120 km	PPL14-2	3	0.120	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2124- Interconexión LDD PPL14-235D	PPL14-2	3	0.120	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2122- Interconexión Cabezal Provisional 122. 3" X 0.090 km	PPL14-2	3	0.090	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Interconexión Cabezal Provisional 122 a línea de quema PPL14-228H 3" X 0+550 km	PPL14-2	3	0.550	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2127- Interconexión Cabezal Provisional 122. 3" X 0.080 km	PPL14-2	3	0.080	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2131- Interconexión Cabezal Provisional 122 3" x 0.080 km	PPL14-2	3	0.080	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2123- Interconexión LDD PPL14-23. 3" x 0.120 km	PPL14-2	3	0.120	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2126- Interconexión LDD PPL14-23. 3" x 0.100 km	PPL14-2	3	0.100	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2129- Interconexión LDD PPL14-23. 3" x 0.130 km	PPL14-2	3	0.130	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2129D- Interconexión LDD PPL14-25. 3" x 0.120 km	PPL14-2	3	0.120	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2136- Interconexión LDD PPL14-25. 3" x 0+160 km	PPL14-2	3	0.160	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2137- Interconexión LDD PPL14-25. 3" x 0.160 km	PPL14-2	3	0.160	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2138- Interconexión LDD PPL14-233/304 3" x 0.160 km	PPL14-2	3	0.360	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2139- Interconexión LDD PPL14-233/304 3" x 0.220 km	PPL14-2	3	0.220	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2128D- Interconexión LDD PPL14-233/304 3" x 0.260 km	PPL14-2	3	0.260	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2132H- Interconexión LDD PPL14-231 3" x 0.450 km	PPL14-2	4	0.450	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD Pozo PPL14-2133H- Interconexión LDD PPL14-2132 4" x 0.050 km	PPL14-2	3	0.050	LDD	Nota 1

*Tabla 8. Infraestructura del Campo PPL14-2.*

Nota 1.- Se desarrollará el Estudio de Gestión de Integridad de Activos (AIM) a las condiciones actuales de las instalaciones, especificando el cumplimiento de la capacidad operativa del Activo de manera eficiente y efectiva.

## Campo PPL14-2 NE

La red de ductos se compone por líneas de descarga, cabezales, oleoductos y gasoductos que permiten el transporte del crudo desde el pozo hasta las instalaciones de procesamiento en donde se lleva a cabo las etapas de separación, acondicionamiento y transporte de los fluidos que componen la mezcla para su comercialización.

En el presente apartado, se hace mención de la infraestructura de recolección y transporte con la cual cuenta el campo PPL14-2 NE, mencionando el estado actual y sus características físicas de los mismos.

Sector	Denominación	Campo	Diámetro (in)	Longitud (km)	Servicio	Estado físico
PPL14-2	LDD P PPL14-2401- CAB PPL14-2401 3" X 0+065 km	PPL14-2	3	0.065	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD P PPL14-2402- CAB PPL14-2401 3" X 0+130 km	PPL14-2	3	0.130	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD P PPL14-2403- CAB PPL14-2401 3" X 0+080 km	PPL14-2	3	0.080	LDD	Nota 1
PPL14-2	LDD P PPL14-2601- CAB PPL14-2601	PPL14-2	3	0.080	LDD	En etapa de construcción
PPL14-2	OLG de Cab. PPL14-2601 a Cab PPL14-2401, 8"Ø x 1.4 Km	PPL14-2	8	1.400	OLG	En etapa de construcción
PPL14-2	GSD Cab. PPL14-2401 - Interconexión con Gasoducto de 8" Bat. PPL14-2- Compresoras PPL14-1	PPL14-2	8	2.147	GSD	Tubería Flexible no adherida con acero de refuerzo.
PPL14-2	OLD Cab. PPL14-2401 - Interconexión con OLD de 6" Bat. PPL14-2- Planta Deshidratadora PPL14-1	PPL14-2	6	2.147	OLD	Tubería Flexible no adherida con acero de refuerzo.

*Tabla 9. Infraestructura del Campo PPL14-2 NE.*

*Nota 1.- Se desarrollará el Estudio de Gestión de Integridad de Activos (AIM) a las condiciones actuales de las Instalaciones, especificando el cumplimiento de la capacidad operativa del Activo de manera eficiente y efectiva.*

## CAPÍTULO 2

---

### Conceptos básicos

#### 2.1 Desarrollo del campo

Basándose en los resultados de los estudios de viabilidad, y suponiendo que al menos una opción es factible, un plan de desarrollo conceptual del campo (CDP) se formaliza y se implementa, a través de la fase de desarrollo de un proyecto de exploración y producción.

El objetivo principal del CDP es el de servir como especificación conceptual del proyecto en materia de facilidades de superficie y del subsuelo, principios operacionales y el mantenimiento necesario para apoyar una propuesta de inversión que sea necesaria en el futuro. El CDP proporciona la dirección y los accionistas para un proyecto con la garantía de que los aspectos en el mismo fueron identificados, evaluados y discutidos con todo lo considerado.

Tras la aprobación del CDP, le siguen una secuencia de actividades previas antes de la entrada en producción de un determinado campo, incluida la especificación detallada de los equipos, la compra de materiales necesarios, fabricación e instalación de unidades de producción y la activación del equipo.

#### 2.2 Conceptos Geológicos y Petrofísicos

##### Yacimiento

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debido a la profundidad en la que se encuentra el yacimiento. Algunos yacimientos se asocian a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos.

##### Propiedades de la roca

El material con el cual un yacimiento con hidrocarburos se compone desde una arena no consolidada a una arenisca, caliza, dolomía compacta. El material de la roca se deposita junto con un gran número de materiales, los más comunes son sílices, calcitas o arcillas.

El conocimiento de las propiedades físicas de la roca y la interacción que existe entre los hidrocarburos y la formación es esencial en la comprensión y evaluación del comportamiento de un yacimiento.

Las propiedades de las rocas se determinan de manera directa en el laboratorio mediante la evaluación de núcleos del yacimiento, estos se obtienen a condiciones de yacimiento, con subsecuentes cambios en el volumen del núcleo, volumen de poro, saturación de los fluidos del yacimiento, y mojabilidad de la formación. El efecto de estos cambios sobre las propiedades de la roca puede ser despreciable a sustancial, dependiendo de las características de la formación.

Por otra parte, las propiedades yacimiento petrolero también se determina de manera indirecta a partir del análisis de registros geofísicos.

## **Porosidad**

Es la capacidad del yacimiento para contener o almacenar fluidos. Los fluidos almacenados en el espacio poroso del yacimiento son aceite, gas y agua. Altos valores de porosidad indican alta capacidad para contener fluidos, bajos valores de porosidad indican lo contrario.

Los datos de porosidad se usan cuantitativa y cualitativamente para evaluar y estimar el volumen potencial de hidrocarburos contenidos en un yacimiento. Los datos de porosidad se obtienen de mediciones directas de muestras de núcleos y/o indirectamente de registros. En diversos casos, los datos de porosidad que obtienen de núcleos se usan para validar o calibrar los datos de porosidad de los registros geofísicos.

La porosidad se clasifica de acuerdo con su origen como porosidad primaria y secundaria. Una porosidad original se desarrolla durante la depositación de los sedimentos, después la compactación y cementación reduce la porosidad original, ésta es la porosidad primaria. La porosidad secundaria se desarrolla por algunos procesos geológicos subsecuentes a la depositación, tales como diagénesis, fracturamiento, disolución (vúgulos).

También la porosidad se clasifica como porosidad total y porosidad efectiva. La porosidad total se define como la relación del espacio poroso de una roca con respecto al volumen total de la misma roca, es decir:

$$\emptyset = V_p / V_B$$

Donde:

$\emptyset$  = porosidad total

$V_p$  = volumen poroso

$V_B$  = volumen total de roca

La porosidad efectiva, es la porosidad total menos la fracción del espacio poroso ocupado por arcilla o lutita. En arenas limpias, la porosidad total es igual a la porosidad efectiva.

En la siguiente tabla se presenta la calidad de la porosidad de acuerdo a su valor:

Calidad	Porosidad (%)
muy buena	>20
buena	15 a 20
moderada	10 a 15
pobre	5 a 10
muy pobre	<5

Tabla 10. Calidad de la porosidad efectiva.

La tabla anterior es aplicable a yacimientos de tipo terrígenos (arenas-areniscas); y para la matriz de yacimientos carbonatados, los cuales presentan porosidades con rangos de 1-10 por ciento; que de acuerdo a la tabla tendrían una calidad de porosidad de pobre a muy pobre. Sin embargo, se toma en cuenta que los mayores volúmenes producidos, en este tipo de yacimiento provienen de las fracturas o vóculos.

### Permeabilidad (k)

Es una medida de la capacidad de flujo en un medio poroso.

**La permeabilidad absoluta**, es una propiedad del medio poroso de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al cien por ciento de un fluido, que es el mismo que se usa como fluido desplazante durante una prueba de laboratorio.

La permeabilidad absoluta está dada por:

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$$

Donde:

k = permeabilidad (Darcies)

q = gasto de aceite, gas o agua (cm<sup>3</sup>/seg)

μ = viscosidad de aceite, gas o agua (centipoises)

L = longitud (cm)

A = área (cm<sup>2</sup>)

ΔP = diferencial de presión (Atmósferas)

**La permeabilidad efectiva (k<sub>o</sub>, k<sub>g</sub>, k<sub>w</sub>)**, es la permeabilidad del medio a ese fluido (o, g, w), cuando su saturación es menor del 100 %

**La permeabilidad relativa**, es la relación de la permeabilidad efectiva con respecto a la permeabilidad absoluta de un medio poroso. La relación para la permeabilidad es:

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k_a}$$

Donde,  $k_{ri}$  es la permeabilidad relativa del medio poroso del fluido  $i$ ;  $k_i$  es la permeabilidad efectiva para el fluido  $i$ ; y  $k_a$  es la permeabilidad absoluta del medio poroso. Entonces la permeabilidad relativa del aceite, gas y agua son:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_a} \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k_a} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k_a}$$

### Presión de sobrecarga (Ps)

La presión total a cualquier profundidad es el resultado del peso combinado de la roca de la formación y los fluidos contenidos en ella (aceite, gas o agua) y se conoce como presión de sobrecarga (Ps). En la mayoría de las cuencas sedimentarias la presión de sobrecarga se incrementa linealmente con la profundidad y típicamente tiene un gradiente de presión de 1 psi/pie.

### Presión capilar

Se define como la diferencia de presiones que existe en la interface que separa dos fluidos inmiscibles. La presión capilar esta da por la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Donde:

$P_c$  = presión capilar

$P_{nw}$  = presión de la fase no mojante

$P_w$  = presión de la fase mojante

Esto es, el exceso de presión en el fluido no mojante es la presión capilar, y esta cantidad es una función de la saturación.

Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos presentes en el medio poroso.

Existen tres tipos de presión capilar:

- Presión capilar agua-aceite ( $P_{cwo}$ )
- Presión capilar gas-aceite ( $P_{cgo}$ )
- Presión capilar gas-agua ( $P_{cgw}$ )

## Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido para extenderse o adherirse a un sólido en presencia de otro fluido inmisible. El concepto de mojabilidad se ilustra en la siguiente figura. Pequeñas gotas de tres líquidos; mercurio, aceite y agua son colocadas sobre un plato de vidrio limpio. Las tres gotas se observan desde un mismo lado (Ilustración 7).

El mercurio mantiene una forma esférica, la gota de aceite desarrolla aproximadamente la forma esférica, pero la gota de agua tiende a expandirse sobre la superficie de vidrio.

La tendencia de un líquido para expandirse sobre la superficie de un sólido es indicativo de las características de mojabilidad de un líquido sobre un sólido. Esta tendencia a expandirse puede ser expresada más convenientemente por mediciones del ángulo de contacto en la superficie líquido-sólido. Este ángulo siempre es medido a través del líquido a sólido, llamado ángulo de contacto.

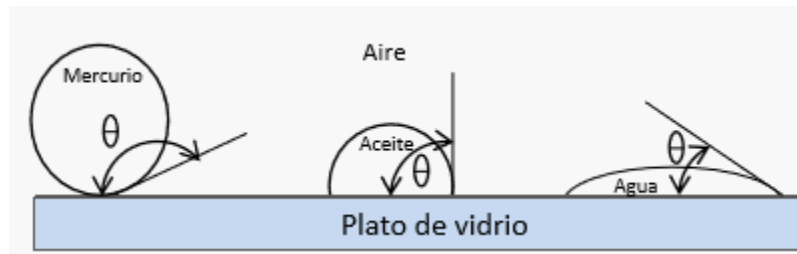


Figura 7. Ángulo de contacto de la mojabilidad.

## Fallas geológicas

Superficie de ruptura de las capas geológicas a lo largo de la cual existe movimiento diferencial.

### Falla inversa

Es el resultado de las fuerzas de compresión, en donde uno de los bloques se desplaza hacia arriba de la horizontal. Su ángulo es de cero a 90 grados y se reconoce por la repetición de la columna estratigráfica.

### Falla normal

Es el resultado del desplazamiento de uno de los bloques hacia abajo con respecto a la horizontal. Su ángulo es generalmente entre 25 y 60 grados y se reconoce por la ausencia de una parte de columna estratigráfica.

### Pliegue anticlinal.

Un pliegue en forma de arco se produce en las rocas, en el que las capas son convexas hacia arriba. Las capas más antiguas forman el núcleo del pliegue, y a partir del núcleo se disponen rocas cada vez más modernas. Los anticlinales forman trampas de hidrocarburos excelentes, especialmente en los pliegues con rocas de calidad de yacimiento ubicadas en su núcleo y sellos impermeables en las capas externas del pliegue.

## Pliegue sinclinal

Un pliegue en la roca en forma de cuenca, en el que las capas son convexas hacia abajo. Las rocas más modernas forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas. Los sinclinales habitualmente no entrapan hidrocarburos porque los fluidos tienden a filtrarse en forma ascendente por los flancos del pliegue. Un anticlinal es el tipo opuesto de pliegue y posee capas convexas hacia arriba con rocas antiguas en el núcleo.

## 2.3 Conceptos de flujo.

### Sistema integral de producción (SIP)

Un Sistema Integral de Producción es el conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia superficie, los separa en aceite, gas y agua, los que se envían a las instalaciones de almacenamiento y comercialización.

Componentes Básicos del Sistema Integral de Producción:

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

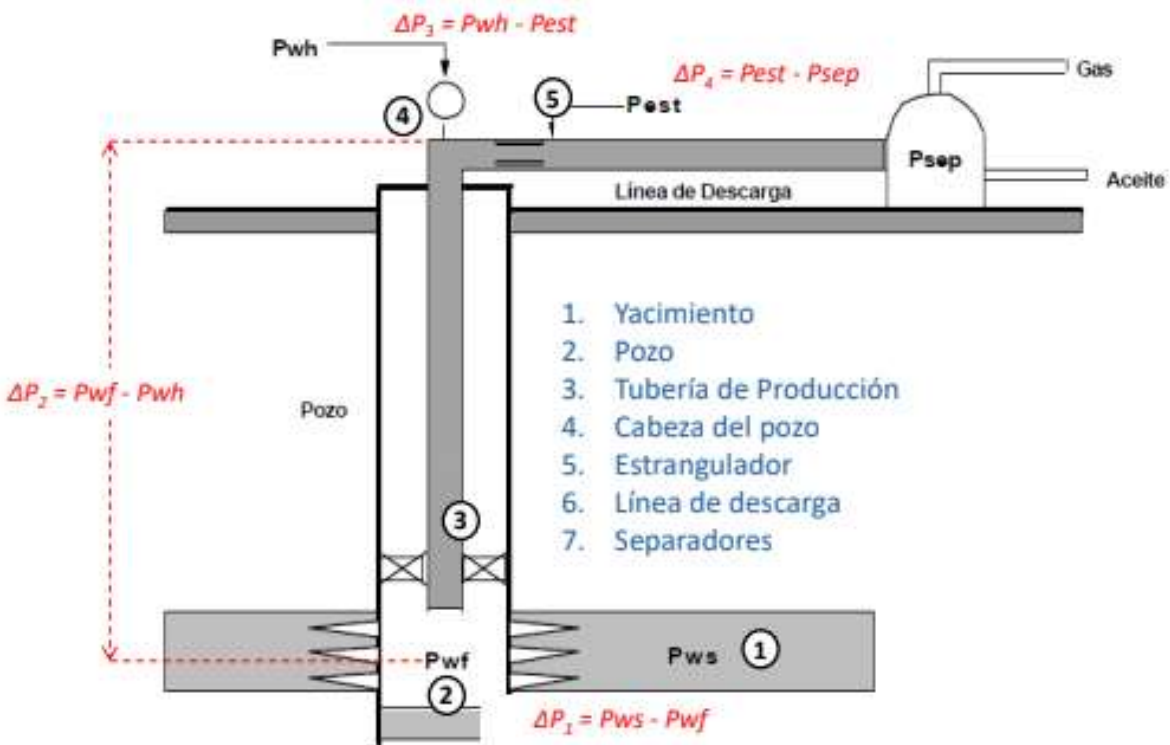


Figura 8. Esquema de un Sistema Integral de Producción.



### Factor de compresibilidad (Z)

El factor de compresibilidad (Z), conocido también como el factor de compresión, es la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para modificar la ley de los gases ideales para ajustarse al comportamiento de un gas real.

$$Z = \frac{V_m}{V_m(\text{gas ideal})} = \frac{PV_m}{RT}$$

### $\gamma_g$ : Densidad Relativa del Gas

La densidad relativa de un gas se define como la relación de la densidad del gas a la densidad del aire seco, ambas densidades se expresan en las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{M_g}{M_{\text{aire}}} = \frac{M_g}{28.96}$$

### $\gamma_{gf}$ : Densidad relativa del gas libre

El gas que se libera inmediatamente al reducirse la presión principalmente gas metano, cuya densidad relativa es 0.55. Al declinar aún más la presión se vaporizan hidrocarburos con mayor peso molecular, por lo tanto:

$$\gamma_{gf} > 0.55$$

El valor de la densidad relativa del gas libre se obtiene con:

$$\gamma_{gf} = \frac{RGA \gamma_{gp} - R_s \gamma_{gd}}{RGA - R_s}$$

### RGA relación gas – aceite

Se define como la relación volumétrica de Gas Producido o Total y el volumen de Aceite Producido o Producción Neta, ambos medidos a las mismas condiciones operativas.

El Gas Producido puede contener los volúmenes del Gas Disuelto en el Aceite y del Gas proveniente del casquete (Gas Libre).

### $R_s$ Relación de solubilidad Gas – Aceite

Es el volumen de Gas Disuelto en el aceite, a determinadas condiciones (de P y T), por cada unidad de volumen de Aceite. Ambos medidos a condiciones de superficie.

### **Bg: Factor de Volumen del Gas Libre**

Es el cociente que resulta de dividir un volumen de gas medido a presión y temperatura de yacimiento o tubería entre el volumen de ese mismo gas, pero medido a condiciones estándar o atmosféricas.

### **Bo: Factor de volumen del aceite**

Es la relación del volumen de fluido a condiciones de yacimiento o de tubería y el volumen de fluido a condiciones estándar. Cabe destacar que el volumen de aceite @ C.Y. o @C.T. contiene gas disuelto.

### **Tensión superficial del aceite saturado**

La tensión superficial es una manifestación de las fuerzas intermoleculares en los líquidos. Es responsable de la resistencia que un líquido presenta a la penetración de su superficie, de la tendencia a la forma esférica de las gotas de un líquido, del ascenso de los líquidos en los tubos capilares y de la flotación de objetos u organismos en la superficie de los líquidos. Adicionalmente, entre mayor sea la tensión superficial mayor es la separación entre las fases de una mezcla multifásica.

### **Factor de fricción ( f )**

Es un factor que está en función de la rugosidad de la tubería ( $\epsilon$ ) y del Número de Reynolds (NRe).

### **Resbalamiento**

El término “resbalamiento” se emplea para describir el fenómeno natural del flujo, cuando una de las dos fases fluye a mayor velocidad que la otra.

### **Colgamiento (HL)**

El colgamiento se define como la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Cuando la mezcla es homogénea, este fenómeno es despreciable.

### **Velocidad superficial**

Es la velocidad que tendría cualquiera de las fases si ocupara toda la tubería.

### **Patrones de flujo verticales**

Es la configuración de estructura de fases en la tubería. Está determinada por la forma de la interfase.

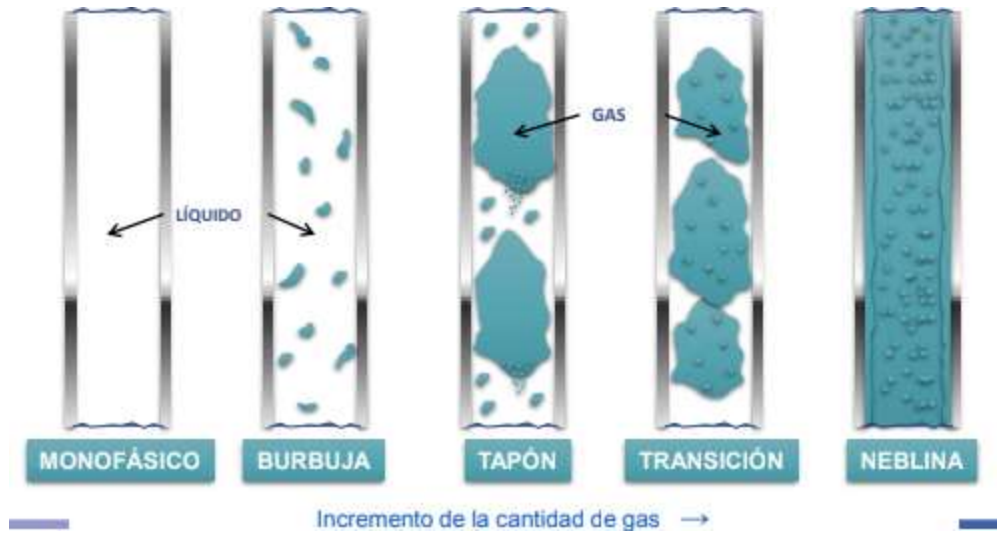


Figura 9. Patrones de flujo en una tubería vertical.

## 2.4 Clasificación de los yacimientos.

De acuerdo con el tipo de fluido almacenado.



Figura 10. Esquema de clasificación de yacimientos de acuerdo con el fluido alojado.

## **Yacimientos de bitumen**

Los hidrocarburos en este tipo de yacimientos están en fase sólida o semisólida, generalmente contienen compuestos como azufre y metales y normalmente se encuentran en la superficie o muy cercana a ella, generalmente requiere tratarlo antes de refinarlo.

- El bitumen tiene rangos de viscosidad que van desde los 10,000 a 1,000,000 cp.
- El bitumen normalmente tiene densidades menores a los 10°API y no fluye a condiciones normales.

## **Yacimientos de aceite y gas asociado**

El gas esta disuelto en el yacimiento y depende de la presión inicial ( $P_i$ ) y de la presión de saturación ( $P_b$ ) se puede presentar gas asociado libre que también se conoce como “casquete”.

Los yacimientos de aceite y gas asociado de acuerdo con su presión original con respecto a su presión de saturación pueden clasificarse en bajo saturado y saturado.

### **Yacimientos de aceite bajo saturado**

En este tipo de yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de saturación ( $P_i > P_b$ ), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite.

### **Yacimientos de aceite saturado**

La presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación ( $P_i < P_b$ ), por lo que solo una parte del gas esta disuelto en el aceite y la otra parte se encuentra libre en la parte superior a lo que se conoce como casquete.

### **Yacimientos de gas no asociado.**

Los hidrocarburos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura. Dependiendo de la composición de la mezcla del gas, se pueden clasificar como de: gas seco, gas húmedo y gas y condensado.

### **Yacimientos de gas seco**

Para este tipo de yacimientos el contenido de Metano ( $CH_4$ ) es superior al 90 por ciento, con pequeñísimas cantidades de hidrocarburos más pesados. Debido al alto contenido de hidrocarburos volátiles del gas seco, la condensación del líquido sólo se alcanza a temperaturas muy bajas. La temperatura en este tipo de yacimientos es mayor que la cricondenterma, y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra a la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Aunque los pocos hidrocarburos líquidos producidos, generan relaciones gas-condensado (RGC) mayores a 20,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

## Yacimientos de gas húmedo

Los gases húmedos se caracterizan por un mayor contenido de componentes intermedios y pesados que los gases secos. Presentan entre 80-90 por ciento de Metano (CH<sub>4</sub>), con contenidos de C<sub>6</sub>+ que van de 0.1 a 1 por ciento. A condiciones de separación en superficie, la mezcla de gas cae en región de dos fases y se generan relaciones gas-líquido (RGC) entre 10,000 a 20,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, la densidad de los líquidos recuperados en superficie es mayor a 60°API y el contenido de líquidos en el gas es menor a 30 bls/mmpc.

## Yacimientos de gas y condensado

La composición de la mezcla de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado sigue siendo predominantemente Metano (CH<sub>4</sub>), mayor a 60 pero menor a 80 por ciento, sin embargo, presentan alto contenido de hidrocarburos pesados (C<sub>6</sub>+) que oscilan en el 10 por ciento. Este tipo de yacimiento presenta una presión de rocío (Pr), que es la presión a la cual se genera la primera gota de líquido en el yacimiento. Por arriba de esta presión los hidrocarburos permanecen en estado gaseoso en el yacimiento. Algunas características de estos yacimientos son: relación gas/condensado (RGC) es 500 - 15,000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> mayor a 3,200 pc/bl, la densidad de condensado fluctúa entre 41-57°API.

De acuerdo con el diagrama de fases.

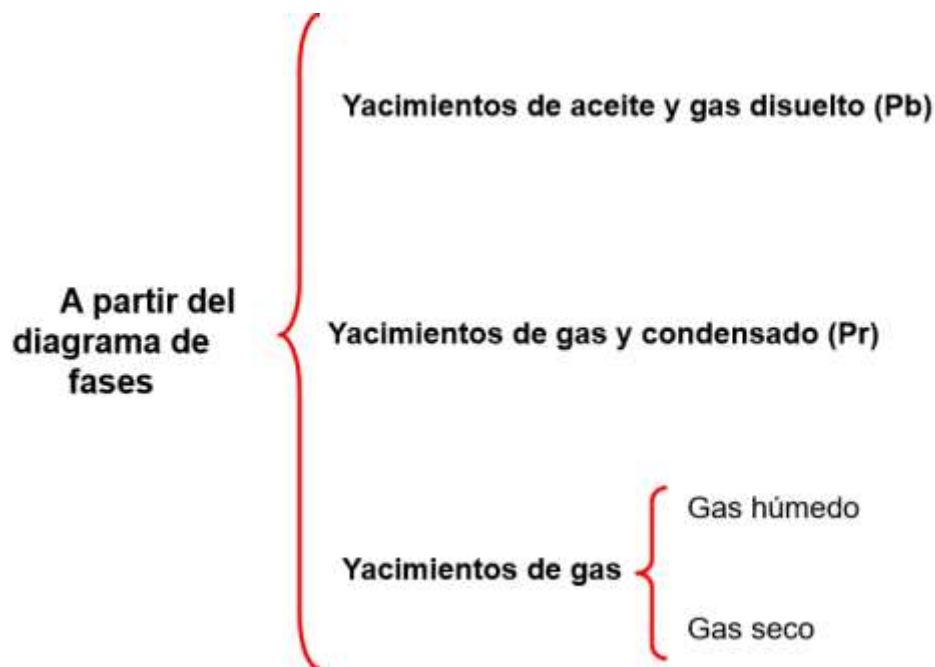


Figura 11. Clasificación de yacimientos de acuerdo con el diagrama de fases.

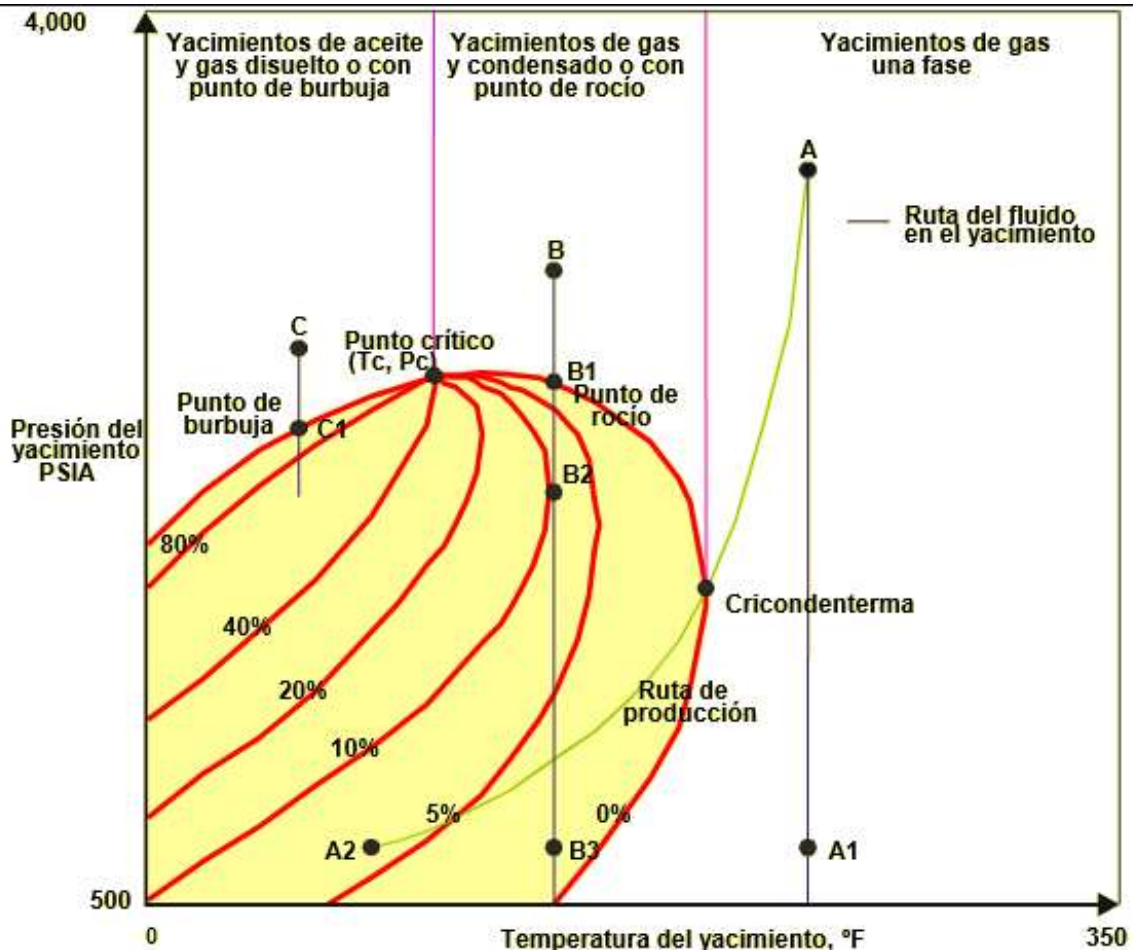
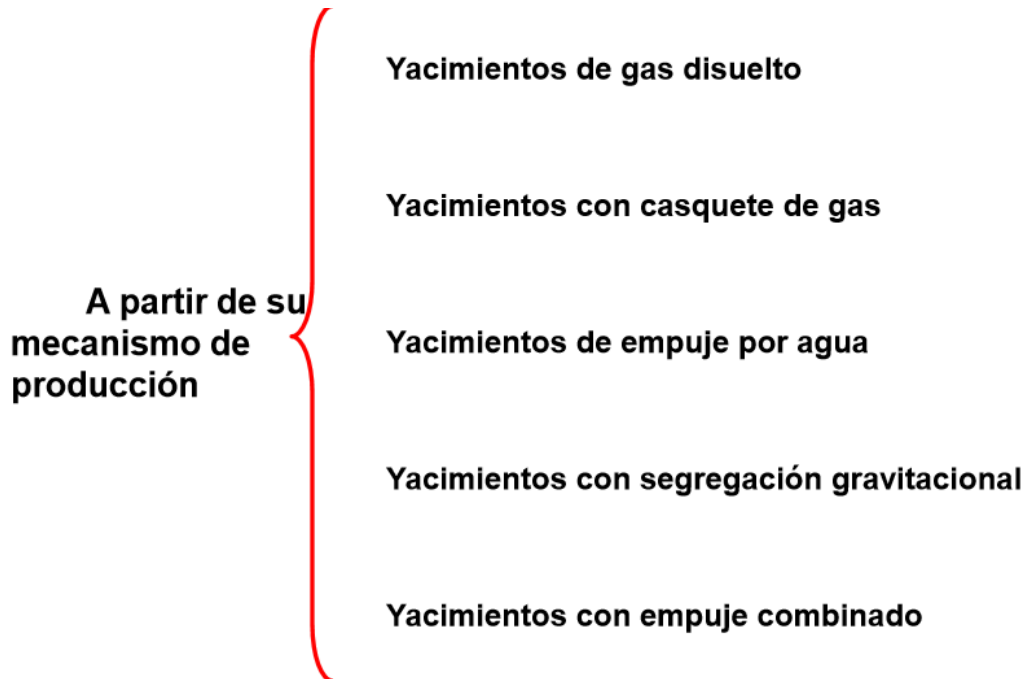


Figura 12. Diagrama de fases para yacimientos.

Los yacimientos se pueden clasificar adecuadamente con respecto al comportamiento de su presión en un diagrama de presión- temperatura (P-T).

- **Para yacimientos de gas** sucede un proceso isotérmico, al bajar la presión siempre se conserva una sola fase (trayectoria A-A1). Por otra parte, en la trayectoria A-A2, cuando el punto A2 queda dentro de la región de dos fases, el yacimiento se clasifica como de gas húmedo, mientras que cuando queda fuera de esta región el yacimiento se clasifica como de gas seco.
- **Para yacimientos de gas y condensado** se obtendrá una fase líquida (trayectoria B-B3), que se conoce como fenómeno de condensación retrógrada.
- **Para yacimientos de aceite**, la trayectoria C-C1 y su prolongación pasarán de la fase líquida a la de dos fases. Asimismo, cuando el punto C está alejado de punto crítico, el yacimiento se considera como de aceite negro o de bajo encogimiento. Por otra parte, cuando el punto C se encuentra cercano al punto crítico, el yacimiento se clasifica como de aceite volátil o de alto encogimiento, ya que cuando disminuye la presión en el yacimiento entra a la región de alto porcentaje de gas en la zona de dos fases.

**A partir de su mecanismo de producción.**



*Figura 13. Clasificación de yacimientos de acuerdo con su mecanismo de producción.*

### **Yacimientos de gas disuelto**

El mecanismo bajo el cual producen estos yacimientos es el resultado de la liberación de gas en solución de aceite, provocando una expansión y expulsión de aceite.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Declinación rápida de la presión
- No hay producción de agua
- RGA aumenta rápidamente
- Baja recuperación final,  $5 < Fr < 25\%$

### **Yacimientos de gas en solución**

El aceite se produce por la expansión de los fluidos del yacimiento y el gas disuelto en la fase líquida.

$$P_{yac} > P_b$$

### **Yacimientos con casquete de gas**

Este tipo de yacimientos producen por la expansión del casquete de gas. La eficiencia de la recuperación es mayor que los yacimientos de gas disuelto. Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Declinación gradual de la presión
- RGA aumenta rápidamente en los pozos estructuralmente más altos
- Recuperación final,  $20 < Fr > 40\%$

En este tipo de yacimientos, es importante el gas del casquete, dado que es la energía que causa la producción del aceite y origina un mayor factor de recuperación.

### **Yacimientos con entrada de agua**

El mecanismo bajo el cual producen este tipo de yacimientos es causado por el avance hacia la zona de aceite del agua que se encuentra en el acuífero asociado al yacimiento. La invasión de agua al yacimiento, es causada por la disminución de la presión.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Declinación gradual de la presión
- RGA prácticamente se mantiene constante
- Relación agua – aceite aumenta rápidamente en los pozos estructuralmente más bajos
- Recuperación final,  $40 < Fr > 70\%$

### **Yacimientos con segregación gravitacional**

El mecanismo bajo el cual producen este tipo de yacimientos es causado por la diferencia de densidades de los fluidos del yacimiento. Las fuerzas gravitacionales actúan sobre los fluidos separándolos verticalmente de acuerdo con su densidad, es decir, el gas se encuentra en la parte superior, el aceite en la parte intermedia y el agua en la parte inferior. La segregación gravitacional de los fluidos actúa en la mayoría de los yacimientos, pero contribuye substancialmente en la producción de algunos de ellos.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Baja RGA en los pozos localizados estructuralmente bajos y RGA crecientes en los pozos más altos estructuralmente.
- Producción de agua despreciable.
- Recuperación final,  $Fr > 70\%$  dependiendo de su condición de explotación.

El Mecanismo de Segregación Gravitacional ocurre únicamente cuando la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbujeo. Al liberarse el gas en solución, este tiene dos opciones:

- Moverse hacia el pozo donde hay una menor presión debido a las fuerzas viscosas.
- Moverse a la cima de la estructura por la diferencia de densidad gracias a las fuerzas gravitacionales.



Para que ocurra Segregación Gravitacional las fuerzas gravitacionales deben ser mayores a las fuerzas viscosas, para que el flujo de gas tienda a tener facilidad de moverse al tope de la estructura y no hacia el pozo.

Cuando existe una cantidad considerable de gas, este actúa como un pistón que desplaza al petróleo hacia la zona de menor presión, es decir hacia el fondo del pozo.

### **Yacimientos de empuje combinado**

El mecanismo bajo el cual producen este tipo de yacimientos es una combinación de dos o más de los cuatro tipos de empuje. En general en un yacimiento se tienen actuado varios mecanismos de producción en forma simultánea. Sin embargo, cuando uno de estos mecanismos es el que influye más en la producción y los otros contribuyen muy levemente, el yacimiento se refiere como si estuviera operando bajo un solo mecanismo.

### **De acuerdo al tipo de trampa**

Yacimientos por trampa estructural: Las trampas estructurales, son:

- a). Trampas formadas por pliegue anticlinal.
- b). Trampas formadas por una falla o por un sistema de fallas.
- c). Trampas formadas por fallas y anticlinales.

#### **a). Trampas formadas por pliegue anticlinal**

Son las que se conocen con mayor antigüedad, son también las más simples. Un pliegue anticlinal, es una deformación de las capas, que les da pendientes contrarias divergentes a partir de la cumbre, y como consecuencia, una forma cóncava hacia la base, lugar ideal para la acumulación de hidrocarburos.

#### **b). Trampas formadas por una falla o por un sistema de fallas**

Una falla, o más a menudo, un sistema de varias fallas que se enlazan, que afectan a un monoclinial, puede crear una trampa, al colocar los horizontes almacén en contacto con un terreno impermeable. Existen tres tipos de fallas:

- Falla normal
- Falla inversa
- Falla de cizalla

Falla Normal: Una falla normal o directa es cuando la superficie de la fractura está inclinada hacia el bloque hundido. La falla se genera por esfuerzos distensivos.

Falla Inversa: Es cuando la superficie de la falla está inclinada hacia el bloque levantado. Existen esfuerzos compresivos.

Falla de cizalla: No juegan un papel importante en la creación de trampas.

### **c). Trampas formadas por fallas y anticlinales**

La mayor parte de los yacimientos en trampas estructurales, presentan a la vez pliegues y fallas. El papel jugado por las fallas en la acumulación suele ser menor, quedando limitado al comportamiento del yacimiento.

### **Yacimientos por trampas estratigráficas**

Todas las trampas que permiten a los hidrocarburos acumularse sin deformación estructural son trampas estratigráficas. Los yacimientos así formados, se encuentran en la mayor parte si no en todas las cuencas productoras. Las trampas estratigráficas, son resultado de la presencia local de un cierto volumen de roca-almacén aislada por formaciones impermeables tanto vertical como lateral.

### **Yacimientos por trampas mixtas-domos de sal**

Cuando una capa de sal suficientemente potente se encuentra cubierta por un espesor considerable de sedimentos, y si se presentan condiciones favorables para ascender hacia la superficie se da lugar a los domos salinos. Esta tectónica regional, motiva la aparición de un gran número de trampas, que puedan constituir yacimientos.

## **2.5 Reservas.**

Las reservas se definen como las cantidades estimadas remanentes de aceite y gas y sustancias relacionadas que se estima serán recuperadas, a una fecha dada, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo y se basan en análisis de geociencias y datos de ingeniería; el uso de tecnología apropiada para establecer el grado de certidumbre de reservas; instalaciones de producción para la comercialización de los hidrocarburos y muy importante que exista producción económica bajo los precios y costos actuales.

Los volúmenes de reservas serán determinados con base en los volúmenes en el punto de venta. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales: probadas o no probadas.

Cierta cantidad de aceite puede ser clasificada como reserva, independientemente de la categoría, si satisface cuatro criterios:

- Debe ser descubierta.
- Recuperable.
- Comercial.
- Ligada a un proyecto de desarrollo.

Las reservas se clasifican en:

- probadas (1P).
- probadas más probables (2P).
- probada más probable más posible (3P).

Esta clasificación es de acuerdo con el nivel de certidumbre asociada a las estimaciones.

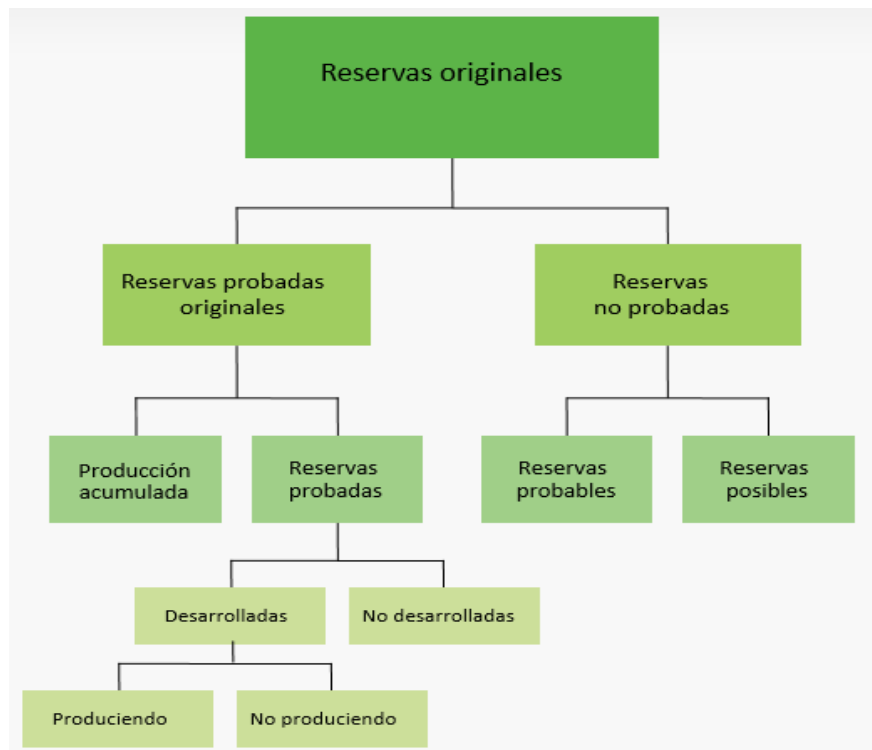


Figura 14. Clasificación de Reservas.

## Reservas probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, bajo condiciones económicas y de operación existente, a una fecha específica, que se estima serán

comercialmente recuperables con certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas.

- Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.
- Las reservas probadas son las que aportan producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles.
- Si se emplean métodos probabilistas, existe al menos 90 por ciento de probabilidades de que las cantidades realmente recuperadas sea igual o exceda el estimado.
- Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.

### **Las reservas desarrolladas**

Son aquellas que se esperan sean recuperadas de pozos existentes, incluyendo las reservas atrás de la tubería, que pueden ser extraídas con infraestructura actual mediante actividades adicionales y costos de inversión moderados.

- Para el caso de reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y, o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello sean bajos.
- Las reservas no desarrolladas, que se espera que sean recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente grande para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte.

### **Reservas No Probadas**

- Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de producción con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación.
- Por ejemplo, en situaciones de desarrollo no inmediato de un campo, los volúmenes de hidrocarburos descubiertos comercialmente producibles se pueden clasificar como reservas no probadas.

### **Las reservas probables**

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que de no serlo.

- Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

- Incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

### Las reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

- Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables y en el mismo yacimiento.

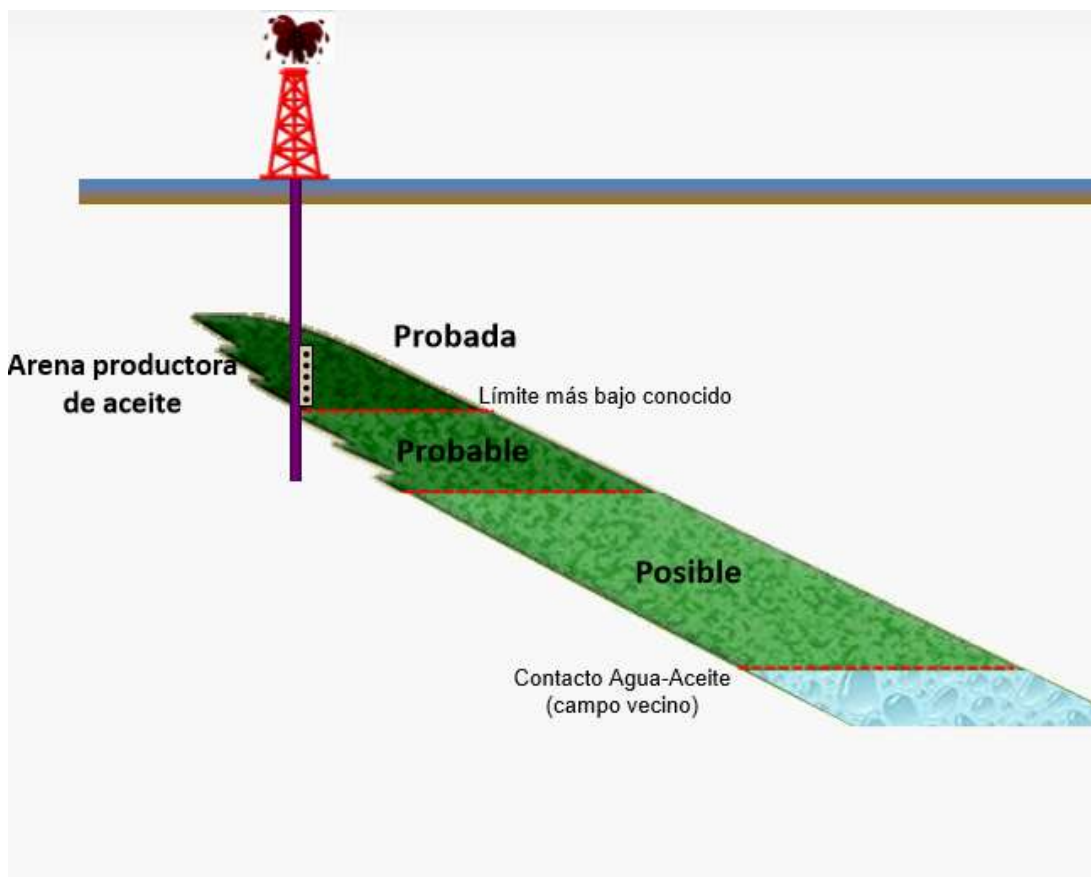


Figura 15. Esquematización de tipos de reservas.

Se perfora un pozo en la parte más alta del yacimiento y resulta productor.

Se toma como reserva probada el límite más bajo conocido por el pozo, Se asigna reserva probable, dando el mismo espesor que se cortó en la reserva probada.

Para asignar reservas posibles, se establece como limite el contacto agua-aceite, el cual fue tomado del campo vecino.

1P = Probada Alta certidumbre 90 por ciento (nivel de certidumbre)

2P = Probada + Probables reservas esperadas 50 por ciento (nivel de certidumbre)

3P = Probada + Probable + Posible Límite superior razonable 10 por ciento (nivel de certidumbre)

❖ *Estas definiciones son únicamente válidas en el contexto de SPE/WPC*

## 2.6 Conceptos de medición de hidrocarburos

### Volumen original de aceite

Es la cantidad de aceite que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

La ecuación que nos permite estimar el volumen original de un yacimiento de aceite está dada por:

$$NB_{oi} = A * h * \phi * (1 - S_w) \dots (1)$$

$$N = \frac{A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_{oi}} \dots (2)$$

La ecuación (1) es el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento, mientras que la ecuación (2) es para estimar el volumen original a condiciones de superficie.

Las variables de la ecuación (1) y (2) son:

$N_{Boi}$  = Volumen original de aceite @ c.y.

A = Área del yacimiento (m<sup>2</sup>)

h = Espesor neto del yacimiento (m)

$\phi$  = porosidad de la roca (fracc)

$S_w$  = Saturación inicial del agua (fracc)

$B_{oi}$  = Factor del volumen del aceite (m<sup>3</sup> @ cy/m<sup>3</sup> @ cs)

### Volumen original de gas

Es la cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

$$GBgi = A * h * \emptyset * (1 - Sw).....(3)$$

$$G = \frac{A * h * \emptyset * (1 - Sw)}{Bgi}.....(4)$$

La ecuación (3) es el volumen original de gas a condiciones de yacimiento, mientras que la ecuación (4) estima el volumen original a condiciones de superficie.

GBgi = Volumen original de gas @ c.y.

A = Área del yacimiento (m<sup>2</sup>)

h = Espesor neto del yacimiento (m)

∅ = porosidad de la roca (fracc)

Sw = Saturación inicial del agua (fracc)

Bgi = Factor del volumen del gas (m<sup>3</sup> @ cy/m<sup>3</sup> @ cs)

## 2.7 Clasificación de pozos

Los pozos que se perforan con fines de explotación petrolera se clasifican de acuerdo a su objetivo de la siguiente manera:

- Pozos exploratorios.
- Pozos delimitadores.
- Pozos de desarrollo.
- Pozos intermedios.

### Pozos exploratorios

Se perforan con la finalidad de descubrir nuevas reservas de hidrocarburos (aceite y gas). Los pozos exploratorios pueden ser perforados para:

- Probar una trampa que jamás ha producido.
- Probar un yacimiento que nunca ha producido en un campo petrolero conocido, más profundo o somero que el yacimiento productor actual.
- Para extender el conocimiento de los límites del yacimiento productor.

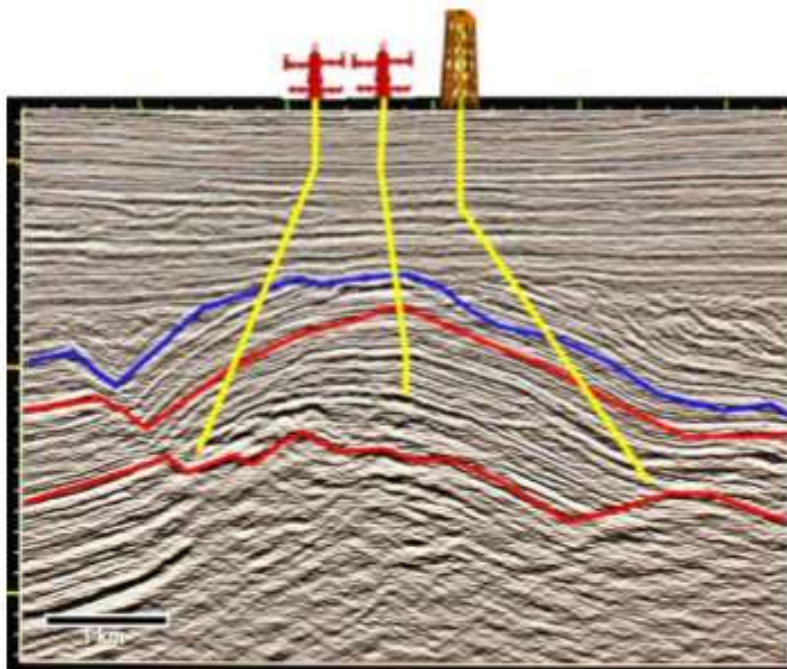


*Figura 16. Toma aérea de un pozo exploratorio.*

### **pozos delimitadores**

Se perforan para determinar el tamaño y la extensión de un yacimiento, con la finalidad de justificar la viabilidad económica de un desarrollo.

Los pozos se perforan a los lados o flancos del pozo exploratorio descubridor.



*Figura 17. Esquema de un pozo delimitador.*



## Pozos de desarrollo

Se perforan con la finalidad de explotar las reservas de hidrocarburos con los pozos exploratorios y delimitadores de forma planeada y racional, que permita maximizar la recuperación.

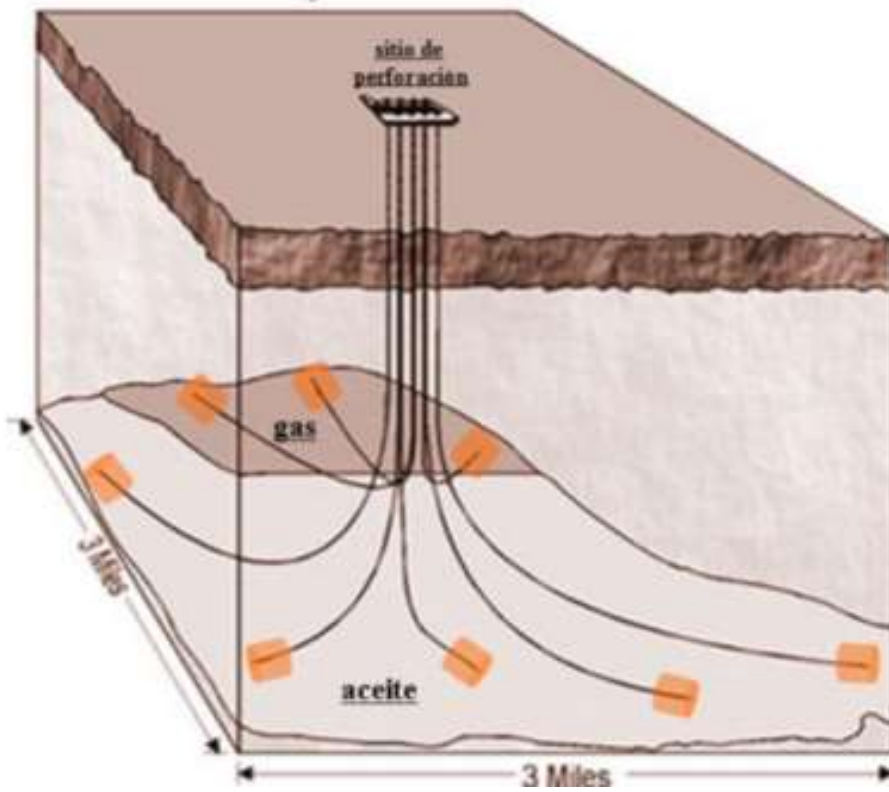


Figura 18. Esquema de pozo de desarrollo.

## Los pozos intermedios.

Son pozos de desarrollo que tienen la finalidad de explotar la reserva remanente que no fue drenada con los pozos perforados en el desarrollo primario del campo.

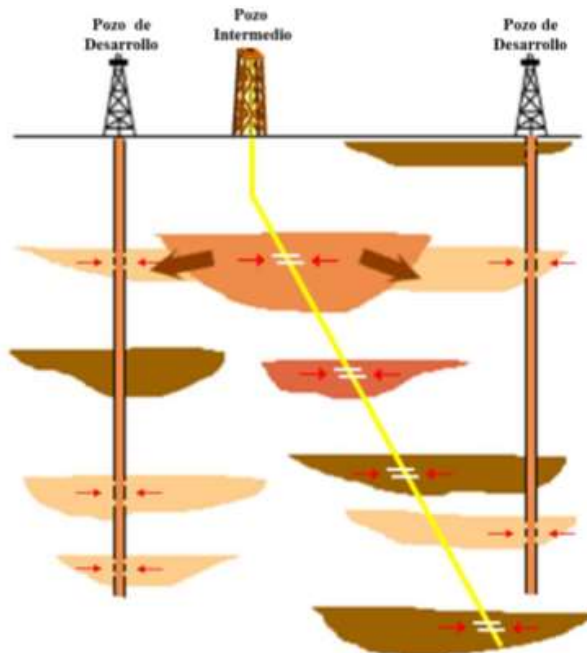


Figura 19. Esquema de un pozo intermedio.

También, los pozos petroleros pueden clasificarse según la forma que tienen. En general los tipos de pozo son:

- Verticales.
- Direccionales: Slant, Tipo J, Tipo S.
- Horizontales: Radio largo, Radio medio, Radio corto.
- Multilaterales.
- Alcance Extendido.
- Diámetro Reducido.

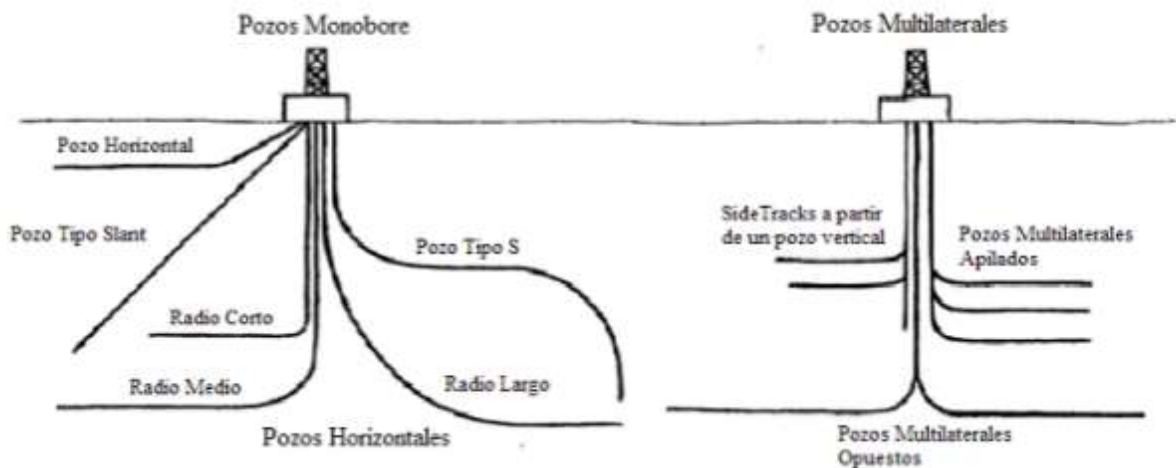


Figura 20. Esquema general de los tipos de pozos petroleros.

Los pozos “verticales” son pozos cuya desviación máxima no debe ser mayor de 5°.

Los pozos direccionales convencionales se clasifican en:

- Tipo I o “J”, incrementar y mantener.
- Tipo II o “S”; incrementar, mantener y decrementar.
- Tipo III, incremento continuo.

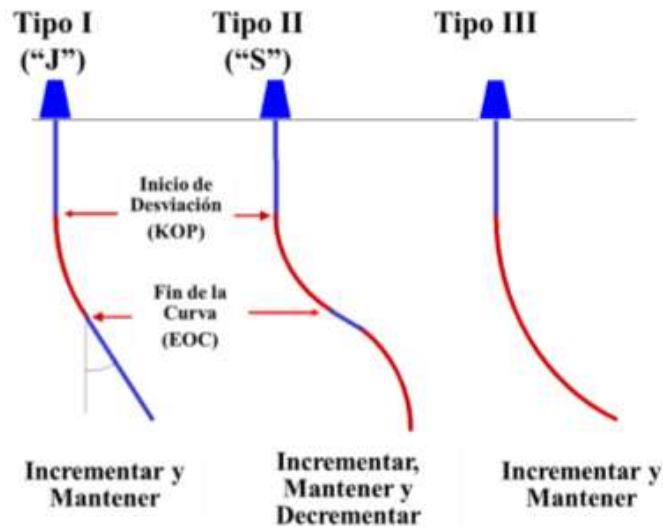


Figura 21. Esquema de trayectoria de pozos direccionales

Un pozo horizontal se define como un pozo perforado desde superficie, el cual se va desviando desde la vertical hasta alcanzar una desviación de más de 80° y penetrar al yacimiento con una sección completamente horizontal (90°).

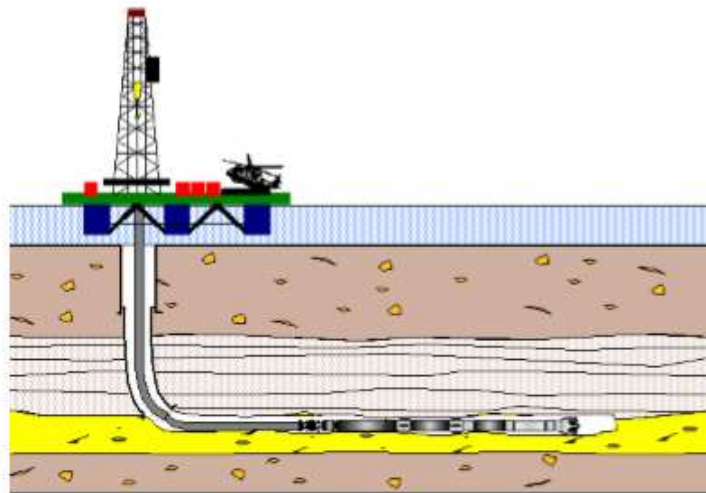
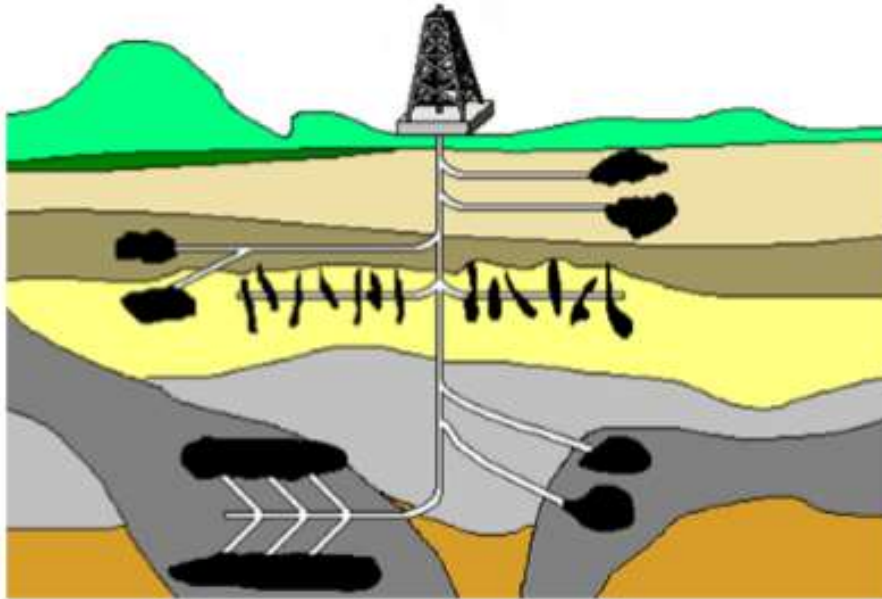


Figura 22. Esquema de un pozo horizontal.

Un pozo multilateral es aquel que tiene dos o más laterales perforados a partir de un pozo común o principal. Estos laterales pueden ser horizontales o desviados.

Los pozos ramificados son aquellos que se derivan a partir de un lateral, y pueden ser verticales, horizontales, desviados o una combinación.

Los pozos multilaterales pueden usarse como una estrategia para pozos nuevos, así como para pozos ya existentes en yacimientos de aceite y gas.



*Figura 23. Esquema de un pozo multilateral.*

Los pozos de alcance extendido son aquellos que tienen una relación desplazamiento horizontal / profundidad vertical verdadera ( $DH / PVV$ ) mayor a 2.

Este tipo de pozos es posible planearlos tanto en pozos direccionales como horizontales, dependen de las condiciones geológicas y de la infraestructura en la superficie.

La perforación de alcance extendido se usa para alcanzar un objeto que se localiza debajo de un área de entorno sensible y ofrece la manera más económica de desarrollar campos cercanos a la costa, lugares urbanos y zonas ecológicas protegidas.

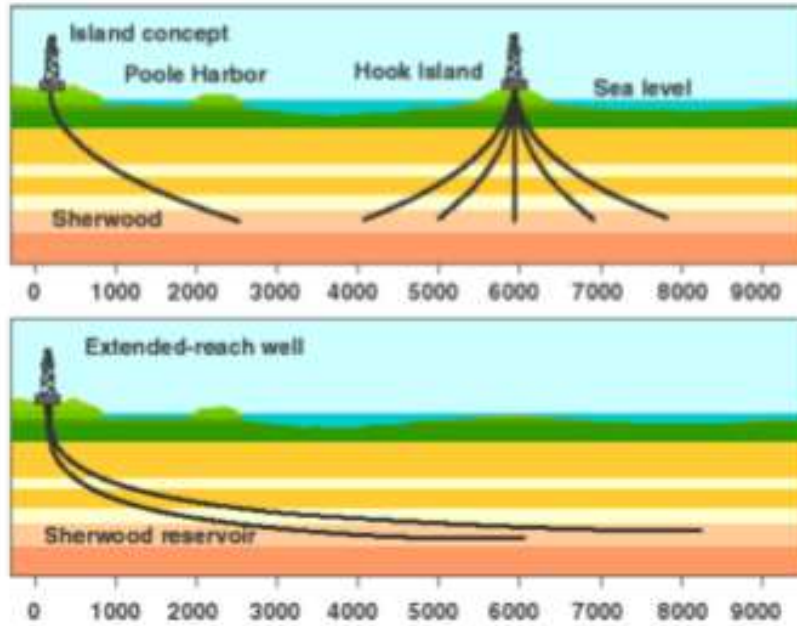


Figura 24. Alcance del pozo según su tipo.

## 2.8 Herramientas y equipos de producción y recolección

### Cabezal de Producción

Es un conjunto de mecanismos de control y otros accesorios con el fin de controlar la producción aportada por el pozo. Se compone de los siguientes elementos: Cabezales, carretes, colgadores, sellos de tubería, válvulas, estranguladores.

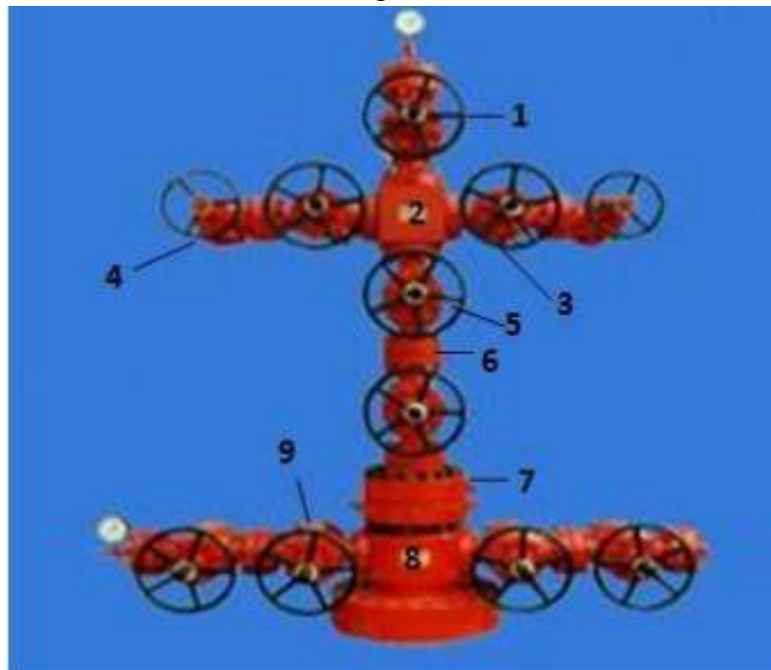
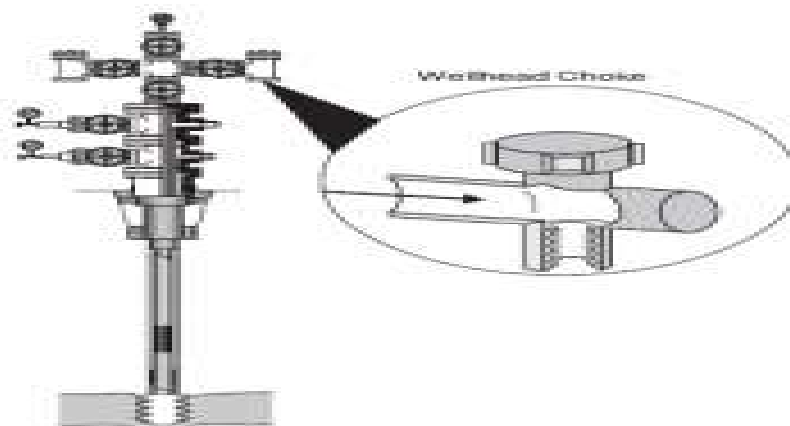


Figura 25. Cabezal de producción.

1. Válvula Superior: Se utiliza para tomar la presión de la TP, en diferentes operaciones sin interrumpir el flujo del pozo, colocar un lubricador en operaciones con línea de acero, circulación inversa, introducción de TF, calibración de TP.
2. Distribuidor de flujo: Distribuye los fluidos hacia uno u otro ramal de la TP, hacia la línea de recolección.
3. Válvulas laterales de la TP: Abiertas (permitir el paso), cerradas (impedir el paso del fluido hacia la línea de recolección).
4. Porta estrangulador o cruceta: Para instalar un estrangulador fijo en caso de tener una válvula en la tapa, tomar las presiones en la tubería de producción.
5. Válvula maestra: Total, control del pozo.
6. Combinación o adaptador: Permite acoplar dos medias bridas de diferentes medidas, la de la válvula maestra y la del cabezal de distribución de la TR, en el interior se aloja la bola colgadora que suspende a la TP.
7. Opresores de la bola colgadora: Sirve para centrar y fijar la bola colgadora.
8. Asiento interior para la bola colgadora: Lugar donde se aloja la bola colgadora.
9. Válvula lateral de la TR: Sirven para tomar presiones de la TR y permitir o impedir el paso de los fluidos en caso que se tengan, permitir la introducción del ecómetro, inyección de fluidos u otros productos al espacio anular.

### **Estrangulador**

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de establecer una restricción al flujo de fluidos. Es decir, permite obtener el gasto deseado, además de prevenir la conificación de agua, producción de arena y ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.



*Figura 26. Estrangulador.*

## Ductos

Los ductos, son un medio de conducción práctico para abastecer a los centros de almacenamiento y distribución; además, si se operan y mantienen en forma eficiente no contaminan a la atmósfera ni modifican la ecología; contribuyen en gran medida a descongestionar el transporte terrestre, y garantizan el abastecimiento de combustibles satisfaciendo la demanda al mínimo costo. El tendido de las líneas es subterráneo en una zanja de dimensiones específicas, salvando todos obstáculos topográficos que condicionan su trazo (ríos, lagunas, pantanos, barrancos, canales, carreteras, vías de ferrocarril, etc.).

Un ducto cumple la función de transportar fluidos. Principalmente atiende a la necesidad de transportar hidrocarburos. De acuerdo con el fluido transportado es el nombre que el ducto recibe.



Figura 27. Clasificación de ductos.

### Líneas de recolección de gas

Conectan pozos individuales hacia las instalaciones de tratamiento y procesamiento.

Generalidades:

- Longitud: 1 a 7 kilómetros.
- Diámetro: 4 a 5 pulgadas.
- Presión de Operación <2000 psi.



## Líneas de recolección de aceite

Transportan aceite desde la cabeza del pozo hacia las instalaciones de almacenamiento y tratamiento en campo.

## Batería de Separación

Se refiere a las instalaciones superficiales de producción, que cuentan con una o varias etapas de separación, cada una de ellas con uno o varios separadores gas-líquido o gas-aceite-agua operando a las mismas condiciones de presión y temperatura. Regularmente las Baterías de Separación cuentan con rectificadores de gas (separadores en la corriente de gas para eliminar cualquier presencia de líquido en su seno, previniendo la presencia de baches de líquido en los mismos, que provoquen que la corriente de gas “arrastre” el crudo consigo), enfriadores de gas, rectificadores para la separación del condensado del gas, tanques de almacenamiento, bombas y compresores para hacer llegar las corrientes de gas de baja presión a la estación de compresión más cercana.

## Separador

Un separador de aceite/gas es un recipiente a presión que se usa a fin de separar una corriente multifásica de pozo en componentes gaseosos y líquidos. Se instalan en una estación de procesamiento en tierra o en una plataforma en alta mar. En función de las configuraciones de los recipientes, los separadores de aceite/gas se pueden dividir en separadores horizontales, verticales o esféricos.

En equipos de fluidos a separar, los separadores de aceite/gas se pueden agrupar en un separador bifásico gas/líquido o un separador trifásico de aceite/gas/agua. Basado en la función de separación, los separadores de aceite/gas también pueden clasificarse en separador de fase primaria, separador de prueba, separador de alta presión, separador de baja presión, desliquilizador, desgasificador, etc.

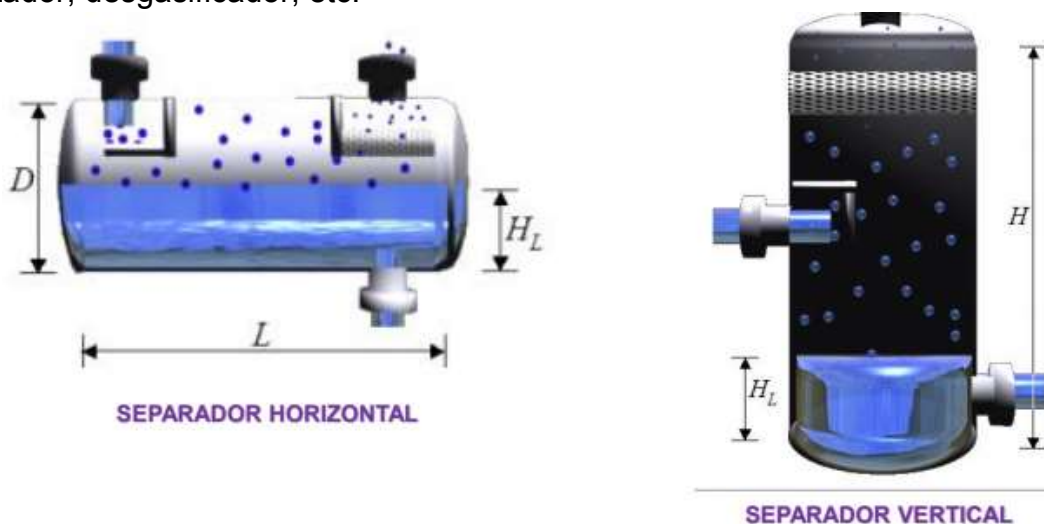


Figura 28. Separador horizontal y vertical.



## 2.9 Herramientas y equipos de perforación

### Equipos terrestres

Dentro de la clasificación de los equipos terrestres estos se clasifican en equipos convencionales y autotransportables. Los primeros son los que tienen una mayor capacidad con respecto a la profundidad de perforación, algunos de los componentes que integran este tipo de equipos son transportados y ensamblados individualmente; mientras que en los segundos cuentan con un conjunto de malacate-motores montados sobre un remolque que los autotransporta. Así este tipo de equipos cuenta con mayor facilidad de transporte de una localización a otra sin embargo su profundidad de perforación es menor. Los rangos de trabajo de estos equipos se clasifican en:

CLASIFICACIÓN	PROFUNDIDAD	
	METROS	PIES
LIGERO	1,000 – 1,500	3,000 – 5,000
MEDIO	1,500 – 3,000	5,000 – 10,000
PESADO	3,000 – 5,000	10,000 – 16,000
ULTRA PESADO	5,000 – 7,500	16,000 – 25,000

Figura 29. Clasificación de equipos de perforación por peso.

Los equipos de perforación perforan menos de su límite inferior pero económicamente pueden salirse del margen presupuestal previsto, pero un equipo de perforación no deberá exceder su límite máximo de profundidad, dado que se expone en riesgo tanto al pozo como la seguridad del personal y del mismo equipo, por lo que no puede soportar grandes pesos para pozos más profundos para los cuales no está diseñado.



Figura 30. Clasificación de los equipos de perforación terrestres.

## Equipos de perforación marina

En la clasificación de equipos marinos estos se dividen en dos tipos; apoyados en el fondo y flotantes. Los equipos apoyados de fondo se dividen en:

**Barcazas:** Son equipos que se usan en aguas someras como ríos, bahías con tirante de agua es hasta de 15m. Este tipo de estructuras poseen dos cascos; el superior usado para alojar el equipo y a la cuadrilla de perforación y el inferior el cual es el área de lastrado siendo este mismo la base donde descansa el equipo en el fondo marino. La mayoría de las barcazas no tienen auto propulsión y para moverse de una localidad a otra es necesario desplazarse con la ayuda de remolcadores.



Figura 31. Barcaza de perforación.

**Plataformas Fijas:** Son equipos de perforación instalados sobre estructuras metálicas las cuales se extienden desde el lecho marino hasta la superficie y suelen trabajar a profundidades de hasta 100m de tirante de agua. Estas estructuras se instalan por módulos en el lugar donde se ubicarán; sus principales componentes son la subestructura que es la parte sumergida en el tirante de agua, la superestructura la cual provee un espacio entre el nivel del mar y el módulo el cual provee sobre ella todo el equipo.



Figura 32. Plataforma fija de perforación.

**Auto elevables (Jack Up):** Este tipo de plataforma posee la capacidad de trasladarse de una localización a otra por medio de autopropulsión o remolcadores. Algunas plataformas de este tipo poseen tres o cuatro patas y en algunos casos estas están unidas por debajo del casco (plataformas tipo Mat) y en algunos otros sus patas son independientes.

Una vez que la plataforma está ubicada en posición deseada esta comienza a bajar sus patas hasta alcanzar el fondo marino una vez que estas están asentadas sobre el fondo marino la cubierta de la plataforma es elevada hasta tener un equipo de perforación estable. Este tipo de plataformas suele perforar en tirantes de agua de hasta 90m.



*Figura 33. Plataforma auto elevable de perforación.*

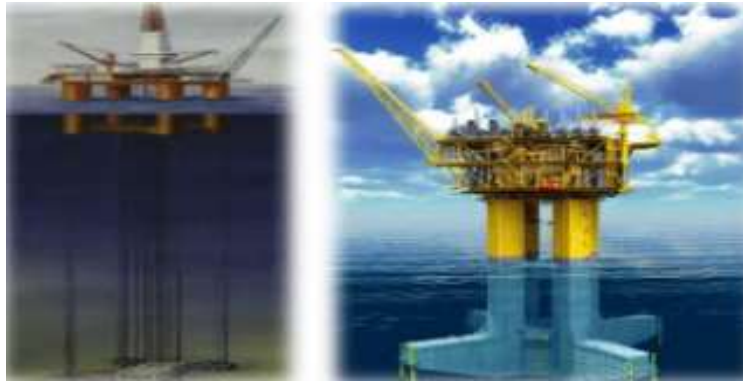
Los equipos de perforación marina flotantes se dividen en:

**Semisumergibles:** Las unidades semisumergibles poseen dos o más pontones sobre los cuales flotan, pueden estar separados o unidos por columnas o zapatas. Estas plataformas cuentan con un sistema autopropulsión ubicado en los pontones. Estos equipos se diseñan para perforar bajo condiciones de oleaje y vientos severos, así como a profundidades de tirante de agua de 3000m.



*Figura 34. Plataforma semisumergible de perforación.*

**Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP):** Consiste en una estructura que se encuentra sujeta por tensores verticales, los cuales se encuentran conectados y cimentados a pilotes que son asegurados al lecho marino. Este tipo de plataformas ha tenido éxito en tirantes de agua cercanos a los 1400m. Existen tres modelos de TLP's en convencionales, similares a las semisumergibles, estrella de mar y TLP Moses.



*Figura 35. Plataforma TLP*

**Barcos Perforadores:** Por su forma y capacidad de cubierta permite cargar una gran cantidad de equipo y material para perforar por lo que hablar de reabastecimiento no es muy frecuente. El usar un sistema de anclas este tipo de unidades puede perforar en aguas poco profundas sin embargo al adentrarse en aguas más profundas hace uso del posicionamiento dinámico.

Su estructura posee un área abierta al fondo del casco llamada “moon pool” por medio de la cual se efectúa la perforación. Su principal problema es el movimiento vertical debido a su superficie de contacto; sin embargo, los barcos de hoy en día poseen un sistema compensador de movimiento vertical el cual durante la perforación actúa controlando el peso sobre la barrena y con ello asegurándose que a la barrena siempre tenga el mismo peso. Sin este sistema el movimiento oscilatorio de arriba abajo haría que la barrena rebotara en el fondo lo que reduce el tiempo de perforación, ocasionando daños a la sarta y al mismo equipo.



*Figura 36. Barco perforador*



Es importante mencionar que los componentes del equipo son una parte fundamental para el buen desempeño de este en las intervenciones a realizar en función de los objetivos programados. Por su diseño y tamaño los equipos de perforación se subdividen en los siguientes sistemas: Sistema de izaje, Sistema de Rotación, Sistema de Potencia, Sistema de Circulación y el Sistema de Control de Presión; básicamente un equipo de perforación se compone de estos cinco sistemas, aunque actualmente se habla de un sexto sistema, denominado sistema de monitoreo de información.

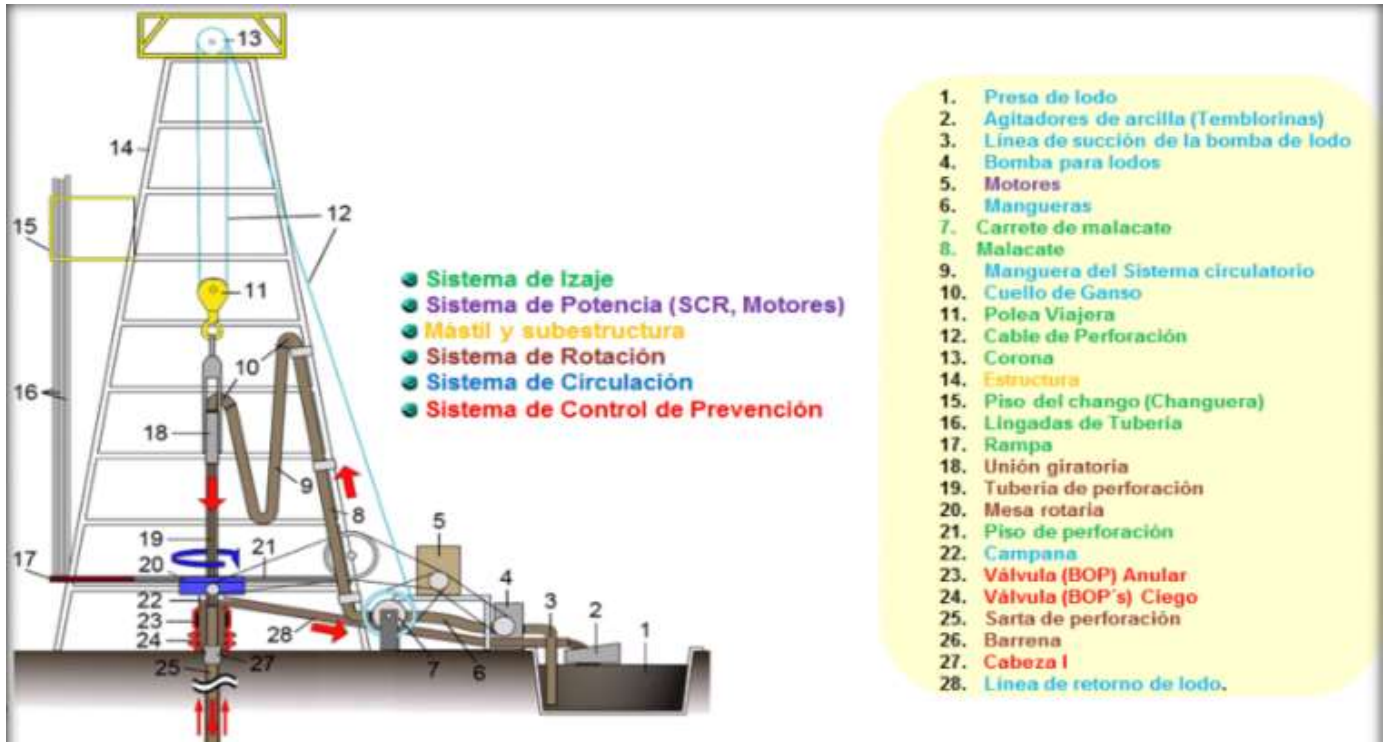


Figura 37. Esquema de los componentes de un equipo de perforación.

### Sistema de Izaje

Tiene como función principal sostener al sistema rotatorio mientras se perfora el pozo, proporcionando así el equipo apropiado y áreas de trabajo necesarias para ascender, descender o mantener estáticas las enormes cargas que requiere el sistema rotatorio durante la operación de perforación.

### Sistema de Rotación

El sistema rotatorio forma un punto esencial en el equipo y su principal función es realizar la perforación del pozo.

### Sistema de Potencia

Este sistema es el núcleo del equipo de perforación dado que en todo momento se debe mantener energizado el sistema circulatorio y el sistema de izaje y en muchos otros casos el

sistema de rotación. Generalmente se componen de grandes motores capaces de generar la suficiente potencia que se requiere para operar algunos de los elementos de cada sistema. Para este sistema se tienen dos métodos utilizados para transmitir potencia hasta los componentes de la instalación; el Diesel-Mecánico y el Diesel-Eléctrico. En un equipo que posee transmisión mecánica, la energía se transmite directamente de los motores hacia el malacate, las bombas y otras maquinarias. Esto se hace a través de un ensamble de distribución compuesto de embragues, uniones, engranes, poleas y ejes. Generalmente la eficiencia que tienen este tipo de sistemas es del 65% el resto se pierde en fricción.

### **Sistema de Circulación**

Este es otro componente principal del equipo, proporciona un soporte indispensable al sistema rotatorio a medida que se profundiza en la perforación. Este sistema provee el equipo, materiales y áreas de trabajo para la preparar, mantener y realizar análisis al fluido de perforación.

### **Sistema de Control de Presión**

Este sistema es fundamental para la seguridad del personal, el equipo y el medio ambiente. Su función principal es proveer un medio adecuado para detener el flujo de fluidos del pozo y poder circular fuera de el en caso de un brote el cual en grandes dimensiones puede convertirse en una gran catástrofe.

### **Sistema de Monitoreo**

Los sistemas mencionados anteriormente son los cinco sistemas principales en un equipo de perforación, sin embargo, cabe señalar que hoy en día se tienen instrumentos desplegados por todo lo largo y ancho del equipo de perforación en donde se esté generando información relevante que deba ser vigilada y útil tanto para la operación actual como futura. Dicha información se registra en bases de datos para el procesamiento local y a distancia. En estas circunstancias se habla del sistema de monitoreo.

## CAPITULO 3

---

### 3.1 Objetivo del Plan de Desarrollo PPL14

La alternativa propuesta para el plan de desarrollo considera: El volumen a recuperar por asignación y campo en los próximos 25 años el campo PPL14-1 acumulara 3.3 mmb y 6.2 mmpc equivalentes a 4.37 mmbpce. El área PPL14-2, integrada por los campos PPL14-2 y PPL14-2 Noreste desarrolla una producción de 6.8 mmb y 8.4 mmpc equivalentes a 8.28 mmbpce en el campo PPL14-2 y en el campo PPL14-2 Noreste acumulará 67.6 mmb y 100.3 mmpc equivalentes a 85.03 mmbpce, las áreas presentan un total de 77.6 mmb y 115.0 mmpc equivalentes a 97.68 mmbpce.

Los factores de recuperación calculados en base al plan de desarrollo propuesto son 31.3% de aceite y 55.5% de gas en el campo PPL14-1; 33.7% aceite y 48.4% de gas en el campo PPL14-2 de y 13.3% aceite y 28.2% de gas en el campo PPL14-2 Noreste.

El total de actividades físicas, en plan de desarrollo propuesto considera la perforación de pozos de desarrollo, reparaciones mayores, reparaciones menores y desarrollo de instalaciones superficiales para manejo y comercialización de hidrocarburos; el campo PPL14-1 desarrolla 26 actividades de reparación mayor y seis conexiones de pozos perforados; el campo PPL14-2 considera la perforación de 26 pozos de desarrollo, un pozo inyector, un pozo fuente, 106 reparaciones mayores, con un total de 132 reparaciones mayores ,26 pozos de desarrollo y dos pozos para ejecutar una prueba piloto de recuperación secundaria.

### 3.2 Descripción del Plan de Desarrollo PPL14

A continuación se describen las componentes de la alternativa propuesta en los próximos 25 años que serán desarrolladas en los campos a trabajar, campo PPL14-1, campo PPL14-2 y Campo PPL14-2 Noreste, abarcando los temas de actividad física, pronósticos de producción, inversiones, gastos de operación, infraestructura necesaria para el desarrollo, proceso de medición de hidrocarburos así como el aprovechamiento del gas e indicadores económicos y riesgos, estos temas son presentados con más detalle en los demás capítulos de este documento.

Los campos PPL14-1 y PPL14-2 consideran actividades físicas en los próximos 25 años, en los cuales la actividad en los pozos de los campos PPL14-1 y PPL14-2 se separan por el tipo de trabajo; a continuación se describe cada una:

- Actividades de Reparación Mayor con equipo (RMA C/E): Reemplazo de tubería y adición de intervalos prospectivos con terminación sencilla no selectiva que incluyen instalación de accesorios para futuras conversiones a Bombeo Mecánico (BM).

- Actividades de Reparación Mayor sin equipo (RMA S/E): Actividades de disparos con línea de acero utilizando pistolas convencionales, aplicando técnicas de disparos en balance o bajo balance.
- Actividades de Reparación Menor con equipo (RME C/E): Actividades enfocadas al mantenimiento de la producción, asociadas a reemplazo de tubería de producción por condiciones mecánicas no óptimas para su operación (tubería rota) con terminación sencilla no selectiva que incluyen instalación de accesorios para futuras conversiones a Bombeo Mecánico (BM).

Las actividades consideradas en el desarrollo del campo PPL14-2 Noreste están enfocadas a la perforación de pozos de desarrollo, pozo inyector de agua (prueba piloto) para evaluar la viabilidad técnica de implantar un proyecto de recuperación secundaria, un pozo fuente productor de agua como fuente de suministro requerida para la prueba piloto y actividades de reparación mayor con equipo (RMA C/E) y reparaciones mayores sin equipo (RMA S/E), la descripción es la siguiente:

- Perforación de pozos de desarrollo: Perforación de pozos direccionales de bajo ángulo y alto ángulo, terminados con tubería de 3-1/2" y Instalaciones de producción preventiva para instalación de sistema artificial de producción por Bombeo Neumático (BN) para los futuros trabajos de reacondicionamiento. La terminación del pozo es del tipo sencilla con múltiples yacimientos abiertos a producción (yacimientos agrupados por zonas de flujo).
- Perforación de pozos inyectores: Perforación de pozos direccionales de bajo ángulo y alto ángulo, terminados con tubería de 3-1/2". La terminación del pozo será de tipo sencilla con múltiples yacimientos abiertos a inyección (yacimientos agrupados por zonas de flujo).
- Perforación de pozos fuentes: Perforación de pozos productores de agua, de arquitectura de tipo direccional de bajo ángulo, terminados con tubería de 4-1/2" e Instalaciones de producción preventiva para instalación de sistema artificial de producción por Bombeo Electro-sumergible (BES). La terminación del pozo es sencilla con un solo yacimiento a producción, pero con la facilidad preventiva de incorporar futuros intervalos productores mediante disparos con línea de acero.
- Reparación Mayor con equipo (RMA C/E): Actividad enfocada al abandono de la zona de flujo productora por baja rentabilidad (alto corte de agua o alta relación gas-aceite, RGA). Considera la apertura a producción de una nueva zona de flujo y terminación de tipo sencilla con múltiples yacimientos abiertos a producción (yacimientos agrupados por zonas de flujo).
- Reparación Mayor sin equipo (RMA S/E): Actividades de disparos o re-disparo con línea de acero utilizando pistolas convencionales, aplicando técnicas de disparos en balance o bajo balance. Actividad dirigida tanto a pozos productores como inyectores. La actividad de pozos nuevos a perforar, así como también trabajos de reparaciones mayores futuras a desarrollarse en el campo Santuario Noreste, han sido generadas a



partir de la conceptualización de un modelo dinámico de simulación numérica. La definición de las zonas potenciales / puntos de drene fueron derivadas a partir de las siguientes premisas:

- Terminación de pozos por compartimiento (bloque); en yacimientos donde se concentra el 90% del volumen original de aceite.
- Definición de puntos de drene a partir del análisis de espaciamento de pozos (espaciamento: 160 acres).
- Terminación de pozos bajo una estrategia de producción conjunta (yacimientos agrupados por zonas de flujo); con la finalidad de reducir la cantidad de pozos requeridos.
- Definición de trayectorias de pozos que enfoquen los puntos de drenajes propuestos para el objetivo primario (definido por zonas de flujo).

### 3.3 Pronósticos de Producción

Los pronósticos de producción del plan que se propone reproducen la actividad física presentada anteriormente, documentando un volumen total de 77.6 mmb de aceite y 115.0 mmpc de gas, sustentado por la ejecución de 78 reparaciones mayores (adicción de intervalos prospectivos) para los campos PPL14-1 y PPL14-2, además de la perforación de 26 pozos de desarrollo y 45 actividades de reparación mayor para el campo PPL14-2 Noreste, este último bajo una filosofía de producción por zonas de flujo (producción por múltiples yacimientos).

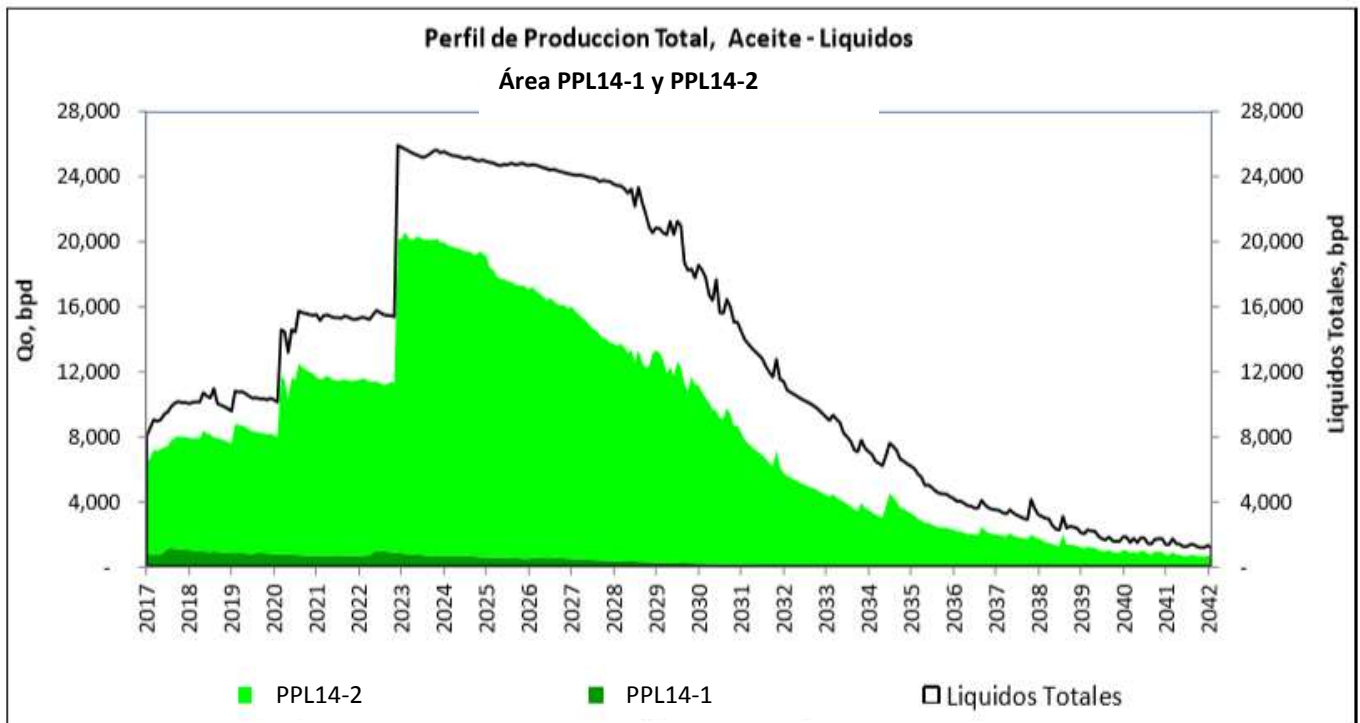


Figura 38. Pronóstico de producción de aceite.

<b>Aceite</b>			
Área	PPL14-2	PPL14-1	Total
<i>Np mmb</i>	74.3	3.3	77.6

Tabla 11. Pronóstico de producción de aceite.

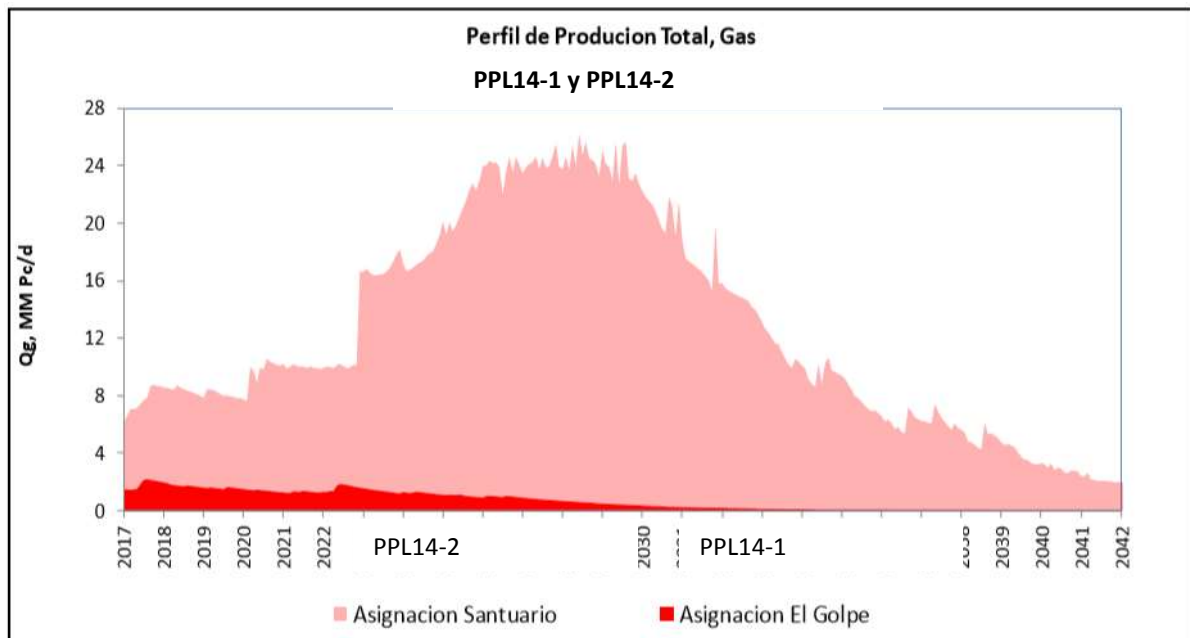


Figura 39. Pronóstico de producción de gas.

<b>Gas</b>			
Área	PPL14-2	PPL14-1	Total
<i>Gp mmmpc</i>	108.8	6.2	115.0

Tabla 12. Pronóstico de producción de gas.

### 3.4 Propuesta

El Plan de Desarrollo de las áreas PPL114-1 y PPL14-2 documenta una propuesta en los campos que las conforman, siendo estos campos maduros con más de 50 años en producción y PPL14-2 Noreste con apenas cuatro años y tres pozos productores, este capítulo documenta la propuesta que se describe a detalle a continuación:

Características	Parámetros	
Actividades físicas	Perforación de pozos productores	26
	Reparaciones Mayores CE	74
	Reparaciones Mayores SE	58
	Prueba Piloto de inyección de agua	Si
	Recuperación Secundaria	No
Producción	mmb	77.6
	mmmpc	115.0
Incorporación de reservas	mmb	Según certificador
	mmmpc	
Gastos de operación	mmUSD	<b>1047</b>
Inversiones Tecnológicas	mmUSD	<b>542</b>

Figura 40. Plan propuesto de desarrollo.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Propuesta	Aceite (mbd)	7.7	8.0	8.5	11.7	11.5	14.3	20.0	19.2	17.4	16.1	14.3	12.9	11.5
	Gas (mmpcd)	8.4	8.1	9.6	10.0	10.6	16.9	17.5	21.0	23.9	24.2	24.5	24.0	20.9

Continúa tabla

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
Propuesta	Aceite (mbd)	9.0	6.5	4.8	3.7	3.5	2.4	2.0	1.8	1.3	1.0	0.9	0.9	77.6
	Gas (mmpcd)	17.1	14.8	11.3	9.6	7.8	6.2	6.2	5.1	4.0	2.9	2.2	2.2	113.4

Tabla 13. Proyección de la producción del Plan de Desarrollo.

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Propuesta (mmmUSD)	Inversiones	8.53	23.12	64.48	252.52	102.45	41.96	9.37	4.25	5.00	2.67	3.56	6.39	3.25
	Gastos de Operación	47.30	47.74	48.31	51.92	52.25	53.83	54.81	54.32	53.12	55.02	54.61	55.69	47.64

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total mmUSD
Propuesta (mmmUSD)	Inversiones	3.17	1.59	1.51	0.79	3.17	0.00	0.79	1.59	0.89	1.51	0.08	0.00	542.64
	Gastos de Operación	44.53	42.13	33.62	34.91	27.73	26.19	28.25	27.55	29.85	24.44	24.17	25.22	1,047.86

Tabla 14. Inversiones y gastos de operaciones de la propuesta analizada para el plan de desarrollo.

### 3.4.1 Incertidumbres en la Ejecución de la Propuesta

La fase inicial de desarrollo contempla inversiones estimadas en 140 mmUSD, estas inversiones nos permite mitigar las incertidumbres claves que pueden impactar en el desarrollo, incluyendo el dimensionamiento de las instalaciones requeridas a futuro o afectando la ejecución de las actividades según el cronograma propuesto. A continuación se enlistan las actividades requeridas para continuar con inversiones proyectadas en el Plan de acuerdo a la propuesta hecha:

- Reducir el rango de incertidumbre y confirmar la base de recursos y las propiedades del yacimiento asociadas para definir los requerimientos de instalaciones futuras.
  - Confirmar la viabilidad de la inyección de agua y del esquema de inyección propuesto para aumentar las reservas de manera económica y definir los parámetros clave para el diseño de instalaciones futuras.
  - Asegurar arreglos legales para el uso y ocupación superficial, a largo plazo, tanto para las instalaciones nuevas como para las existentes, de modo que las operaciones se puedan llevar a cabo conforme a los estándares de la industria.
  - Obtener los permisos y aprobaciones requeridos para las fases de inversión futuras.
  - Asegurar los acuerdos comerciales para la extracción y comercialización de petróleo y gas a largo plazo.
  - Confirmar acuerdos comerciales para el uso y mantenimiento de las instalaciones (Baterías).
- La propuesta siguiente asume una resolución favorable a estas incertidumbres. El siguiente diagrama describe como podrán impactar las incertidumbres antes descritas al programa de desarrollo propuesto y a las inversiones requeridas para definir las instalaciones permanentes en el manejo de la producción de hidrocarburos. Una vez evaluada la viabilidad técnica y económica del proyecto de inyección de agua en PPL14-2 Noreste, también se definen los requerimientos adicionales para el tratamiento, manejo e inyección de agua.

### 3.4.2 Plan de desarrollo PPL14-2 Noreste

**Incertidumbres claves que impactan el Plan de Desarrollo**

1. Reducir el rango de incertidumbre y confirmar la base de recursos y las propiedades del yacimiento asociadas para definir los requerimientos de instalaciones futuras.
2. Confirmar la viabilidad de la inyección de agua y del esquema propuesto.
3. Asegurar arreglos legales para el uso y ocupación superficial, a largo plazo.
4. Obtener los permisos y aprobaciones requeridos para las fases de inversión futuras.
5. Asegurar los acuerdos comerciales para la extracción y transporte de petróleo y gas a largo plazo.
6. Confirmar acuerdos comerciales para el uso y mantenimiento de las instalaciones (Baterías) a largo plazo.

● **Aprobación del Plan de Desarrollo**      2 – 3 años      **Inversión en procesamiento de hc's?**

**Programa inicial de trabajo, \$115mmUSD**

- Acceso al uso y ocupación superficial + condiciones de trabajo operacional
- Perforar los primeros pozos, incluyendo pozos delimitadores
- Incremento de capacidad IPT a 12mblpd
- Proyecto piloto de inyección de agua: Diseño + Plan de ejecución y operación
- Diseño + Plan de ejecución de instalaciones
- Evaluación del bloque Norte en PPL14-2 Noreste

Propuesta Caso Optimizado

**Mejor de lo esperado**

● **Actualización del Plan de desarrollo**

- > ALT 1 + Incremento en instalaciones

(\$= 390 mmUSD aprox.)

Figura 41. Plan de desarrollo PPL14-2 Noreste.

### 3.4.3 Descripción de la Propuesta

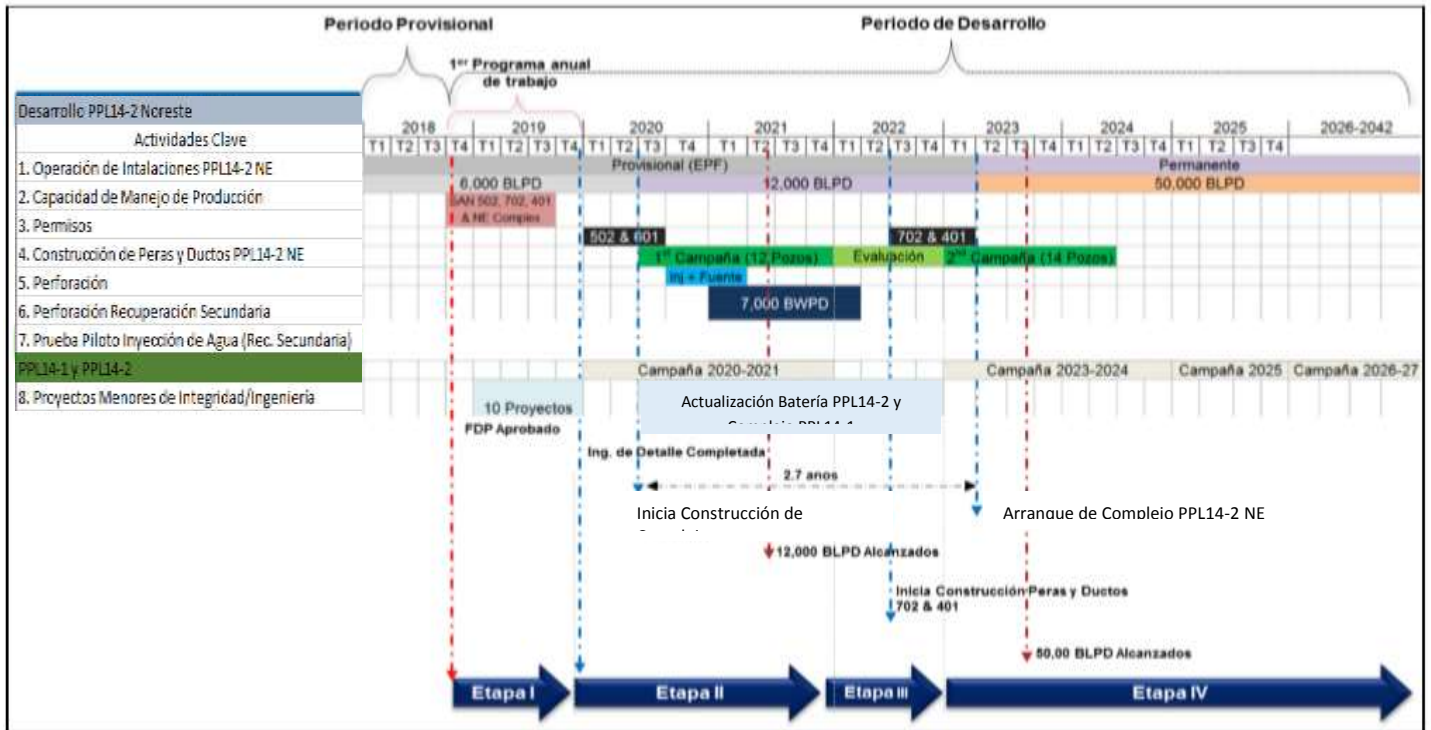


Figura 42. Plan de actividades de la propuesta.

#### Campo PPL14-1

En el campo PPL14-1 se documenta el desarrollo de 3.3 mmb y 6.2 mmmppc por medio de 11 pozos actualmente en producción, los cuales contemplan 20 reparaciones mayores, del total de los pozos perforados en el campo existen 31 pozos cerrados con posibilidades, de los cuales seis se reactivan con reparaciones mayores en zonas de interés, esto como primera campaña de reparación, la reparación de los demás pozos (25) estará sujeta a los resultados obtenidos en esta campaña. En el periodo 2012-2014 fueron perforados 11 pozos de los cuales cinco serán conectados durante la ejecución del plan provisional por lo que la producción de estos pozos formará parte de la producción base del perfil de producción de este plan, las actividades físicas propuestas en el campo PPL14-1 están enfocadas en la ejecución de reparaciones mayores y reparaciones menores con equipo y sin equipo con una inversión de 15.3 mmUSD, además de la implementación de proyectos de reparación por condiciones de integridad de las instalaciones existentes, para lo que se considera una inversión de 34 mmUSD, se contemplan tener gastos de operación de 206 mmUSD, consecuentemente de la implementación de tecnologías, entre otros parámetros que considera el mantenimiento de las instalaciones dentro del área de asignación PPL14-1, siendo una de estas la planta deshidratadora PPL14-1 que da servicio a la producción proveniente de los campos de la asignación PPL14-2 y del campo Tupilco.

## **Campo PPL14-2**

En el campo PPL14-2 se documenta el desarrollo de 6.8 mmb y 8.4 mmpc por medio de 25 pozos actualmente en producción, los cuales contemplan 43 reparaciones mayores, del total de los pozos perforados en el campo existen 23 pozos cerrados con posibilidades, de los cuales 18 serán reactivados con reparaciones mayores en zonas con potencial identificado, esto como primer objetivo de reparación de los demás pozos (5) estará sujeta a los resultados obtenidos en esta campaña, las actividades físicas propuestas en el campo PPL14-2 están enfocadas en la ejecución de reparaciones mayores y reparaciones menores con equipo y sin equipo con una inversión de 26 mmUSD, además de la implementación de proyectos de reparación por condiciones de integridad de las instalaciones existentes, para lo que se considera una inversión de 10 mmUSD y gastos de operación de 149 mmUSD, la implementación de tecnologías, entre otros parámetros que considera el mantenimiento de las instalaciones.

### **Campo PPL14-2 Noreste**

El campo PPL14-2 Noreste se encuentra en una fase inicial de desarrollo, por lo que abarca la mayor cantidad de actividad física, inversión y gastos de operación documentados en la propuesta, actualmente existen cuatro pozos perforados (tres de ellos en producción y uno en espera de ser conectado a la red de transporte durante el periodo provisional, durante la aprobación del Plan de Desarrollo) la producción de estos pozos se envía a una batería provisional con capacidad de 6,000 bpd y 5 mmpcd.

Etapa I: Comienza con la aprobación del plan de desarrollo, una vez aprobado el plan se comienzan a solicitar permisos ambientales y sociales para ejecución de trabajos de desarrollo como perforación, reparación y construcción de instalaciones para el manejo de la producción y localizaciones de perforación.

Etapa II: Una vez otorgados los permisos se inicia con la ingeniería a detalle de las instalaciones para el manejo de la producción, construcción y adaptación de localizaciones de la primera etapa de perforación que contempla la construcción de la macropera PPL14-2 502 de donde se perforaran los primeros tres pozos de producción y dos pozos asociados a la prueba piloto de inyección de agua (pozo fuente y pozo inyector), esta etapa contempla la adecuación de la macropera 601 de donde se deben perforar nueve pozos de producción. En esta etapa II se incrementará la capacidad de producción de 6,000 a 12,000 bpd y de 5 a 10 mmpcd, con este incremento de capacidad se deben manejar la producción pronosticada de aceite, gas y agua del campo Santuario Noreste, la prueba piloto será ejecutada durante esta etapa con instalaciones provisionales para la extracción de agua del pozo fuente y su inyección en el pozo.

Etapa III: Comienza al concluir la primera etapa de perforación y la prueba piloto de inyección de agua, durante esta etapa se lleva a cabo la evaluación de la información obtenida en la primera campaña de perforación además de la actualización de los estudios de caracterización estática y dinámica, adicionalmente se evaluarán los resultados de la prueba piloto; por lo que



se continua con la estrategia de desarrollo bajo mecanismos primarios, continuando con la construcción de la macropera PPL14-2 702 y ampliación de la macropera PPL14-2 401 para la incorporación de catorce pozos de desarrollo, además de la construcción de la batería de separación permanente.

Etapa IV: Comienza con la segunda etapa de perforación desde la macropera 502 (construida en la etapa II) con la perforación de seis pozos de desarrollo, seguida por la perforación de tres pozos productores en la macropera PPL14-2 702 y finalizando con la incorporación de cinco pozos productores en la macropera PPL14-2 401. Esta etapa contempla la entrada en operación de la instalación permanente en PPL14-2 Noreste con capacidad de 50 mblpd y 25 mmpcd por lo que las instalaciones de producción temprana (instalación provisional) han sido desincorporadas de operación, aprovechando el espacio para la perforación de los últimos cinco pozos mencionados. En resumen, las cuatro etapas de desarrollo del campo PPL14-2 Noreste documenta el desarrollo de 67.6 mmb y 100.3 mmpcd por medio de la perforación de 26 pozos de desarrollo y 45 reparaciones mayores, con una inversión de desarrollo de 125 mmUSD, incremento de la capacidad de manejo de producción de 6,000 a 12,000 blpd en la instalación provisional y posteriormente la sustitución y puesta en marcha del complejo PPL14-2 Noreste (instalación permanente) con capacidad de 50 mblpd con una inversión de 332 mmUSD. y gastos de operación de 692 mmUSD.

**Perfiles de producción de aceite PPL14**

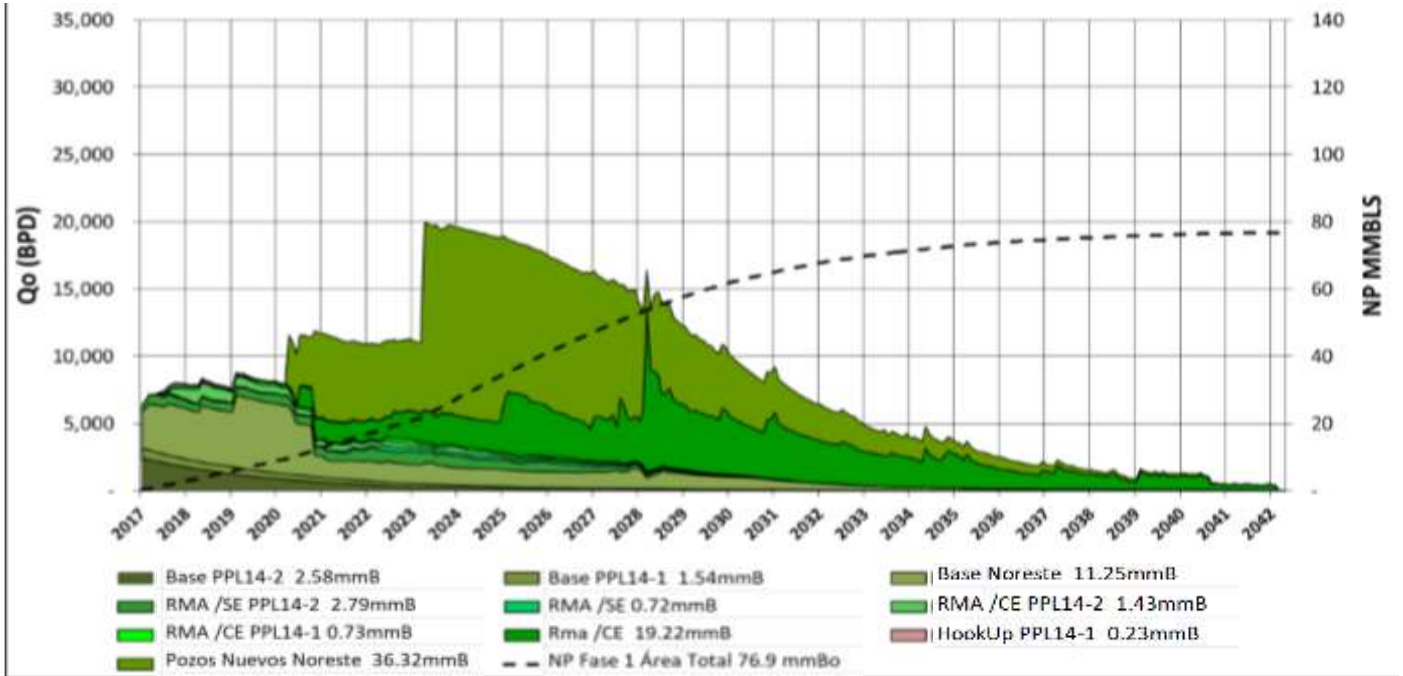


Figura 43. Perfiles de producción de aceite PPL14.



## Perfiles de Producción de Gas PPL14

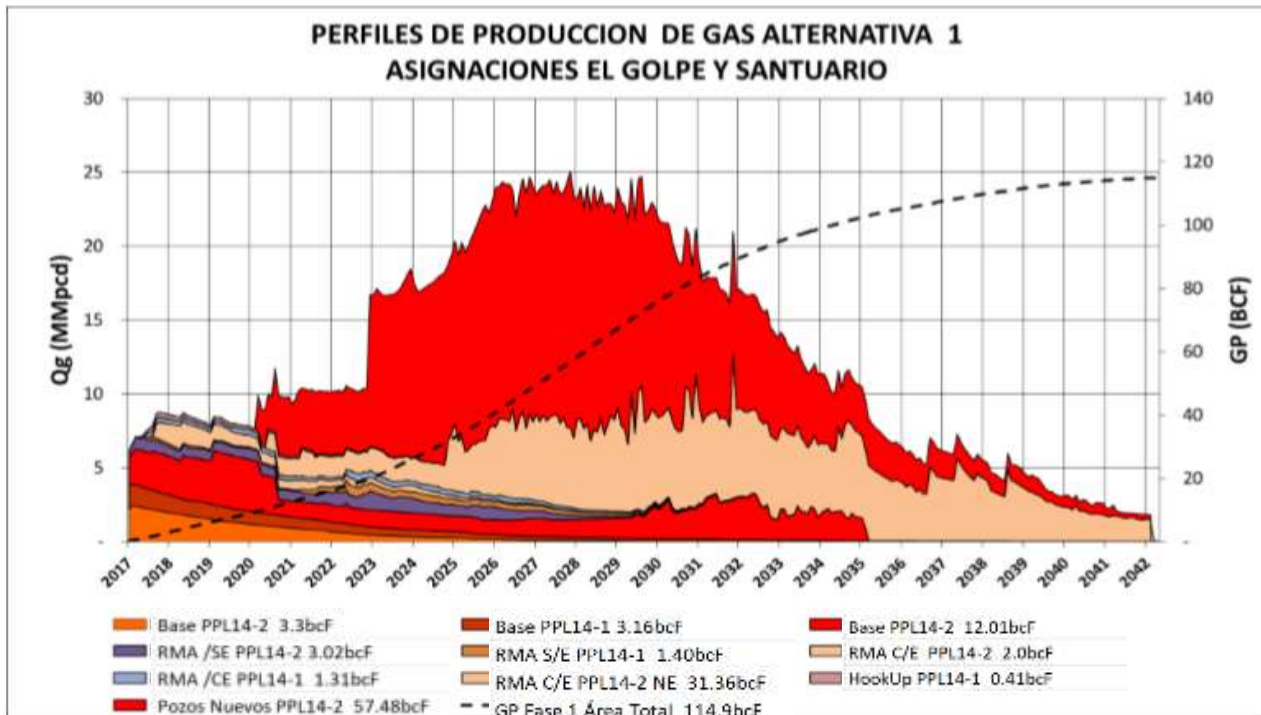


Figura 44. Perfiles de Producción de Gas PPL14.

### 3.4.4 Descripción Técnica del Plan de Desarrollo

La propuesta para el Plan de Desarrollo, en los siguiente subtemas describe detalladamente las actividades de desarrollo, las metas físicas, los pozos tipo que se perforaran, la toma de información considerada durante la perforación y durante el desarrollo del plan, la infraestructura necesaria para manejo de producción, puntos de medición de hidrocarburos, los proyectos de aprovechamiento del gas, manejo y comercialización de gas y fluidos así como programas de mantenimiento y abandono en los pozos e instalaciones, el proyecto detallado de recuperación secundaria en PPL14-2 Noreste, inversiones y gastos de operación asociados a la alternativa y la metodología detallada para calcular los pronósticos de producción y factores de recuperación del plan y finalmente los indicadores clave de desempeño que serán utilizados para medir cada una de las actividades documentadas. Esta alternativa es documentada asumiendo que las incertidumbres presentadas en el capítulo anterior mitigadas satisfactoriamente permitiendo continuar con las inversiones adicionales requeridas para el desarrollo.

### 3.4.5 Actividades de desarrollo y metas físicas

Las actividades de la propuesta representan el escenario esperado y durante la etapa de desarrollo para la extracción de hidrocarburos se ejecutara la perforación de 26 pozos de desarrollo en el campo PPL14-2 Noreste que serán perforados en dos campañas de perforación, la primera campaña contempla perforar 14 pozos 12 de los cuales servirán para la delimitación del campo y serán diseñados para recopilar información adicional del subsuelo que permita validar el caso de desarrollo propuesto confirmando la base de recursos en los bloques Central y Norte y dos pozos más que son parte del proyecto piloto de inyección de agua, la producción de aceite y gas resultante será procesada en las instalaciones provisionales (EPF por sus siglas en inglés) que tendrán un incremento de producción de 6 mbpd a 12 mbpd lo que permitirá que los pozos fluyan a un gasto óptimo, la segunda campaña de perforación contempla 14 pozos de desarrollo que serán propuestos en base a la información validada durante la primera campaña de perforación, adicionalmente se contempla la ejecución de 74 reparaciones mayores con equipo, 58 reparaciones mayores sin equipo en los campos PPL14-2 Noreste, PPL14-2 y PPL14-1, estas actividades son ejecutadas en los siguiente 25 años, la siguiente tabla presenta el calendario de las actividades de desarrollo a ejecutar:

Continúa tabla...

Actividad, sub-actividad o tarea	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Pozos de desarrollo	-	-	-	3	9	-	9	5	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores CE	-	13	1	3	3	1	5	3	4	3	2	4	7	5
Reparaciones Mayores SE	8	5	5	4	6	10	6	4	3	5	2	-	-	-
Pozos inyectores	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pozos fuente	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Periodo del plan provisional y														
Actividad, sub-actividad o tarea	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total		
Pozos de desarrollo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26
Reparaciones Mayores CE	5	2	2	1	4	0	1	2	1	1	1	1	1	74
Reparaciones Mayores SE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58
Pozos inyectores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Pozos fuente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1

Tabla 15. Actividades de Desarrollo y Metas Físicas.

### 3.5 Pozos

Los trabajos de perforación en este contrato, serán aplicados tanto en pozos verticales, direccionales y horizontales, en el área PPL14-2, de acuerdo a los pozos tipo que se indican en la siguiente tabla:

Características	Tipo A	Tipo B	Tipo C	Tipo D
Objetivo general	Terciario	Terciario	Terciario	Terciario
Formación	Concepción Superior	Concepción Superior	Concepción Superior	Concepción Superior
Geometría	Vert. o Dir. (tipo S o J)	Vert. o Dir. (tipo S o J)	Horizontal	Vert. o Dir. (tipo S o J)
Profundidad	3,200 mv / 3,300md	3,650 mv / 3,900 md	3,280 mv / 3,585 md	4,250 mv / 4,600 md
Diseño de tuberías	Ver gráficos abajo	Ver gráficos abajo	Ver gráficos abajo	Ver gráficos abajo
Terminación	TP 3 1/2"	TP 3 1/2"	TP 3 1/2"	TP 3 1/2"
Tecnologías	(*)	(*)	(*)	(*)
Distancia entre pozos	400 metros	400 metros	400 metros	400 metros
Costo	2,98 mmUSD	3.30 mmUSD	4.30 mmUSD	4.40 mmUSD
Tiempo de ejecución	26.29 Días	30.07 Días	33.96 Días	36.14 Días
Equipo	TE. 1,500 HP	TE. 1,500 HP	TE. 1,500 HP	TE. 1,500 HP
Recuperación final estimada	200 BPD	200 BPD	200 BPD	200 BPD

*Tabla 16. Pozos Productores con Adaptación para Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Neumático.*

La profundidad total programada y las profundidades de las etapas superficiales se ratifican o modifican según se requiera en el programa de perforación.

Características	Tipo E
Objetivo general	Terciario
Formación	Concepción Superior
Geometría	Vert. o Dir. (tipo S o J)
Profundidad	2,150mv / 2,300md
Diseño de tuberías	Ver gráficos abajo
Terminación	TP 4 1/2"
Tecnologías	(*)
Distancia entre pozos	400 metros
Costo	3,42 mmUSD
Tiempo de ejecución	28.65 Días
Equipo	TE. 1,500 HP
Recuperación final estimada	No Aplica

*Tabla 17. Pozos de Inyección de Agua.*

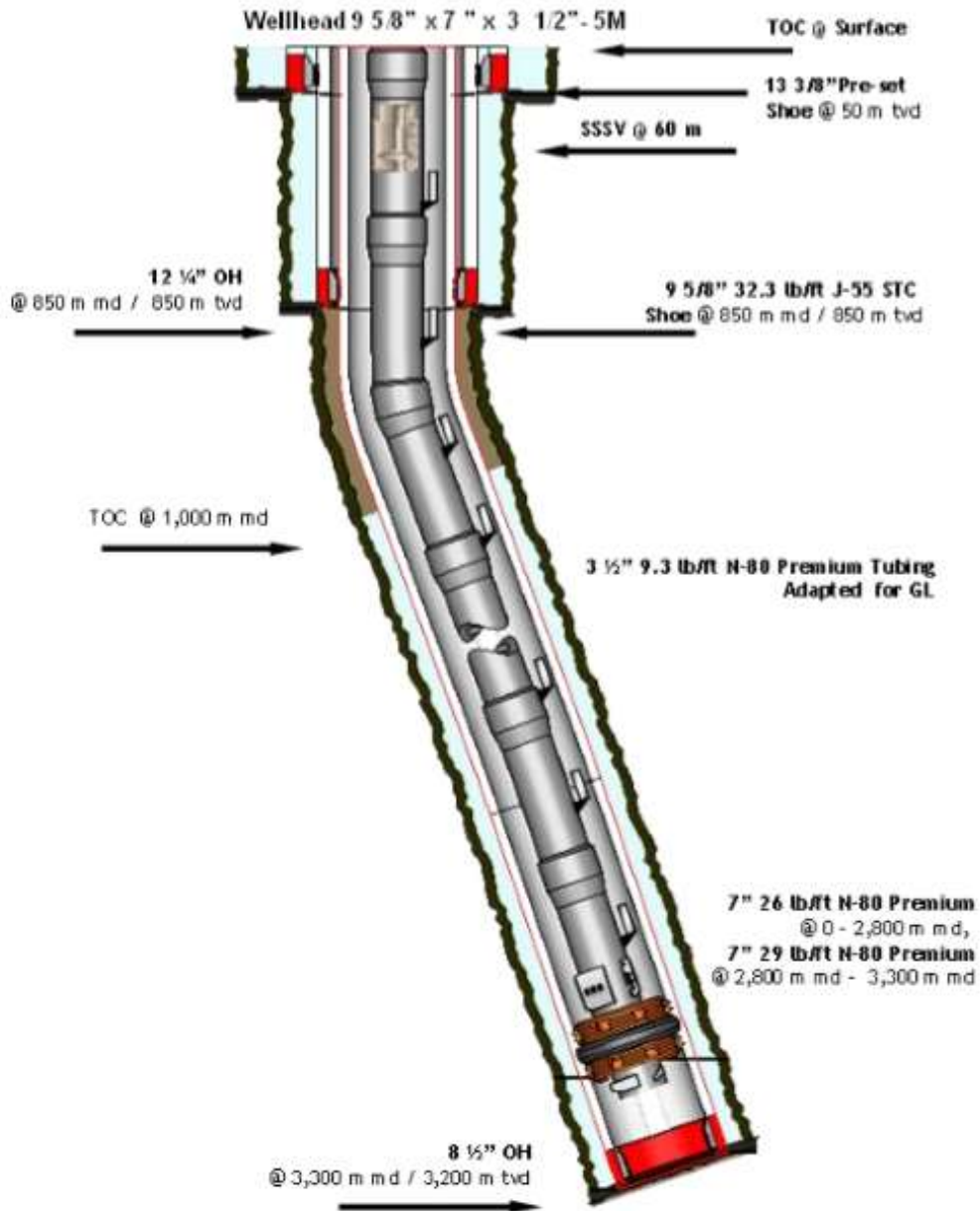
Características	Tipo F	Tipo F1
Objetivo general	Terciario	Terciario
Formación	Concepción Superior	Concepción Superior
Geometría	Vert. o Dir. (tipo S o J)	Vert. o Dir. (tipo S o J)
Profundidad	3,300 mv / 3,450 md	3,600 mv / 3,800 md
Diseño de tuberías	Ver gráficos abajo	Ver gráficos abajo
Terminación	TP 3 1/2"	TP 3 1/2"
Tecnologías	(*)	(*)
Distancia entre pozos	400 metros	400 metros
Costo	3.83 mmUSD	3.05 mmUSD
Tiempo de ejecución	29.51 Días	32.44 Días
Equipo	TE. 1,500 HP	TE. 1,500 HP
Recuperación final estimada	No aplica	

*Tabla 18. Pozos Productores con Adaptación para Sistema de Levantamiento Artificial electrocentrifugo.*

Notas:

- Los tiempos y costos estimados, consideran la mudanza del equipo, perforación y terminación del pozo tipo.
- Para los pozos tipo A,B, D & F, se consideran para la terminación 3 días adicionales de operaciones sin equipo, para la ejecución de los disparos de producción.
- Los disparos para el pozo tipo E, se realizarán con el Equipo de Perforación en sitio

### 3.5.1 Estados Mecánicos de los Tipos de Pozos



WBM (Polymer) 1.15 - 1.18 SG	Logging Program Resistivity / GR / Inclinometry & Caliper
OBM 1.15 - 1.20 SG Completion w/ Potassium Brine (1.01 - 1.09 SG)	Logging Program High Resolution Resistivity / Sonic Porosity / Lithology / Neutron / Inclinometry / GR, Formation Pressure Test, CBL-MDL

Figura 45. Pozo Tipo A (Vertical o Direccional S o J).

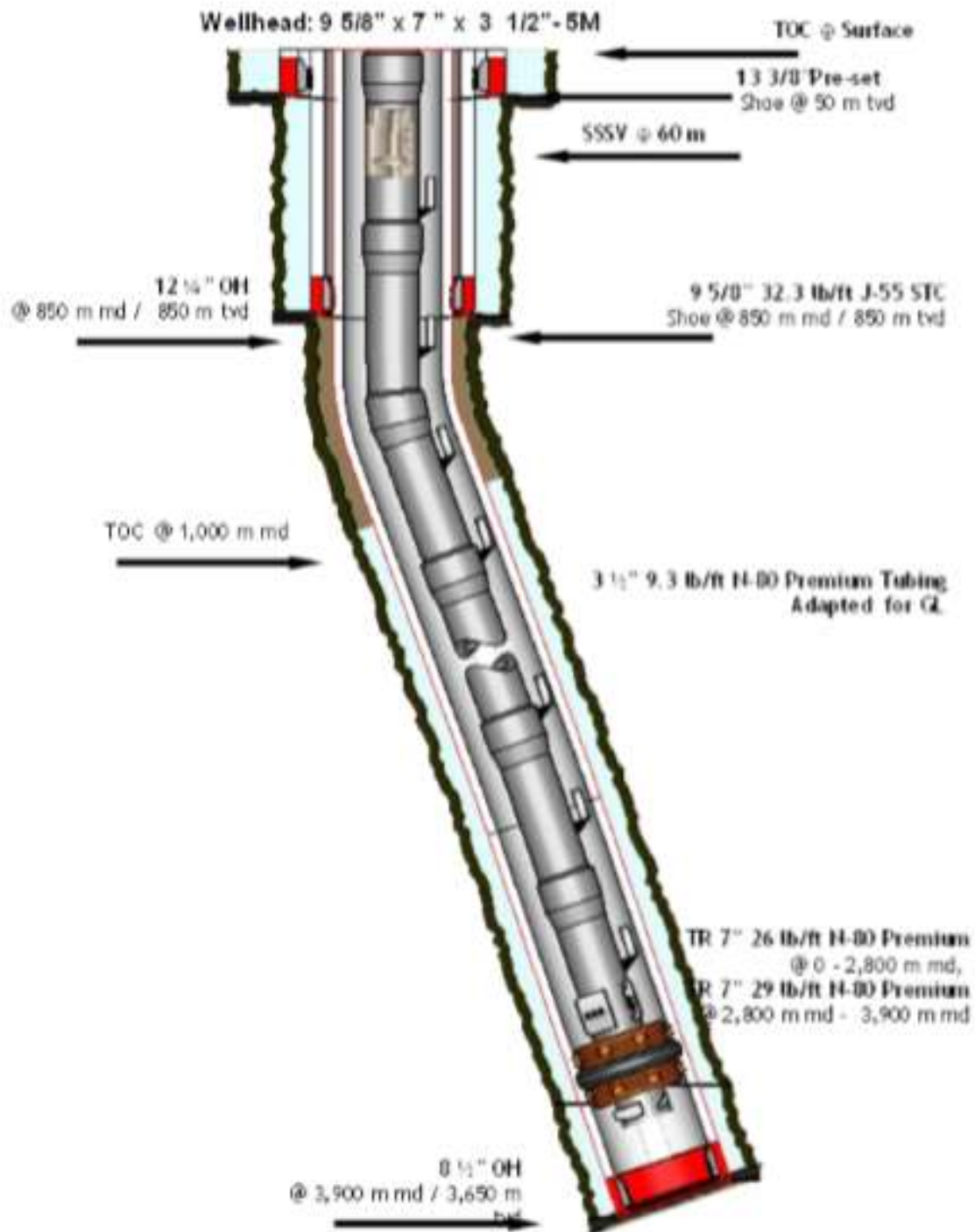


Figura 46. Pozo Tipo B (Vertical o Direccional S o J).

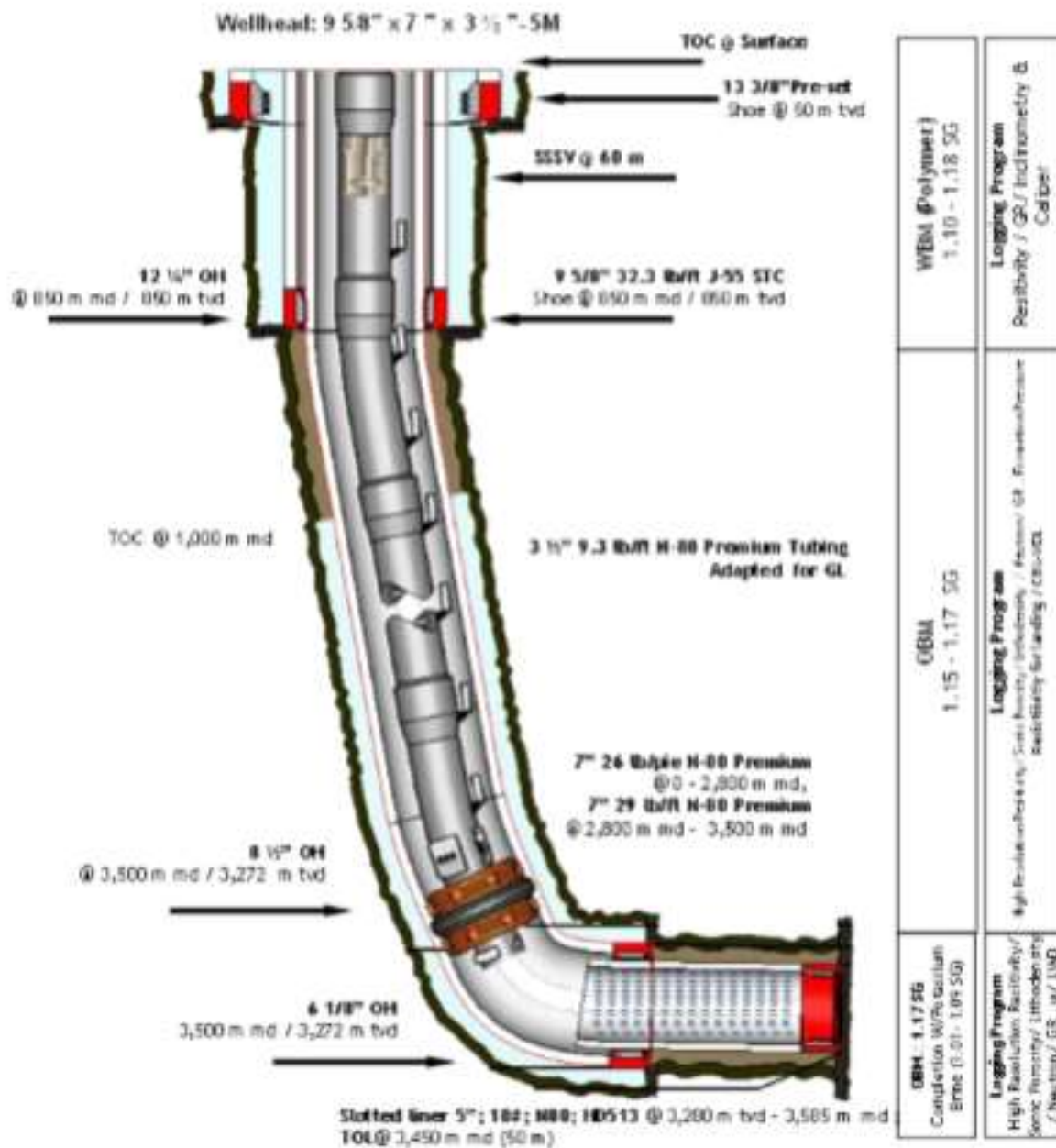


Figura 47. Poza Tipo C (Horizontal).



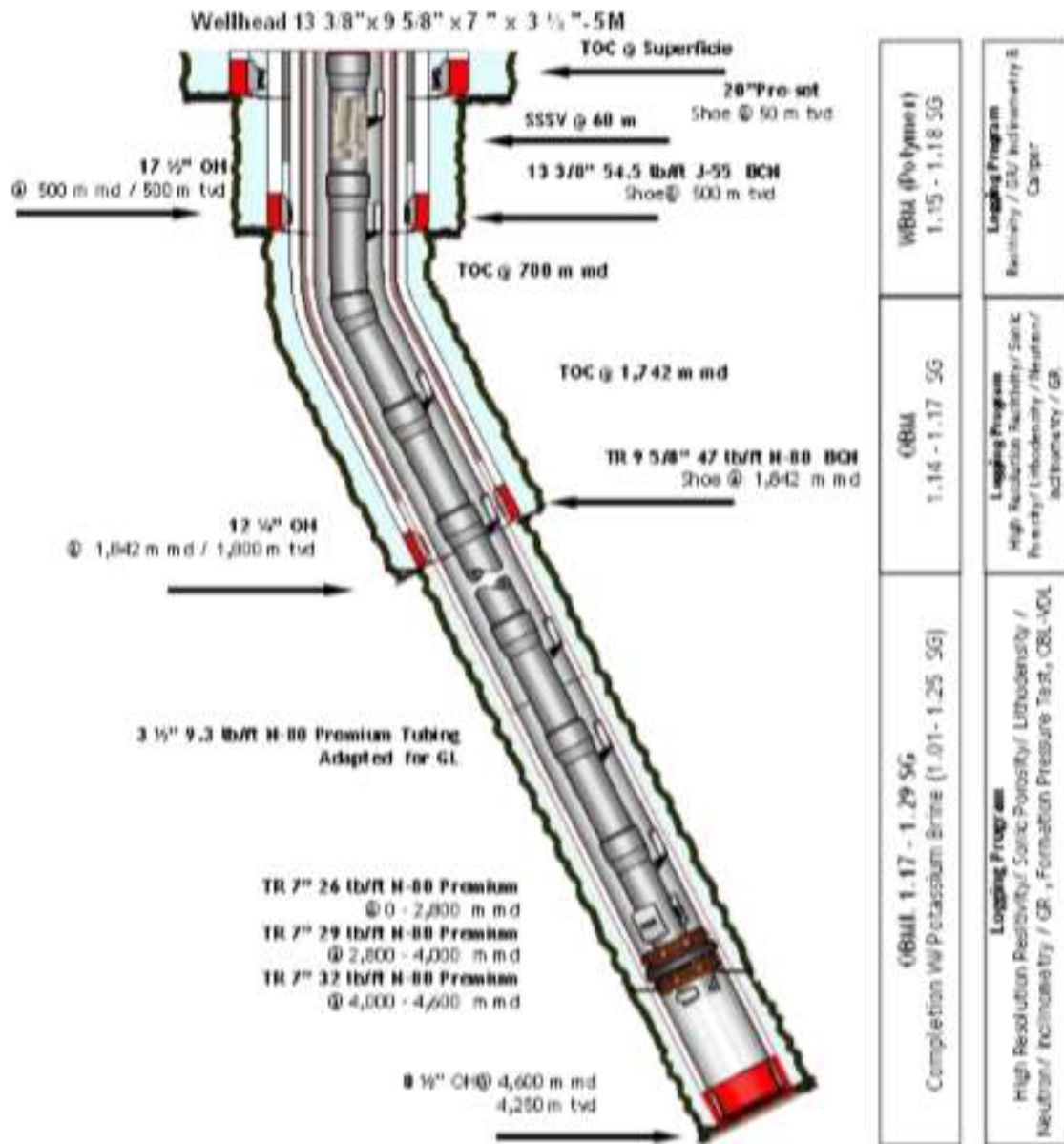


Figura 48. Pozo Tipo D (Vertical o Direccional S o J).



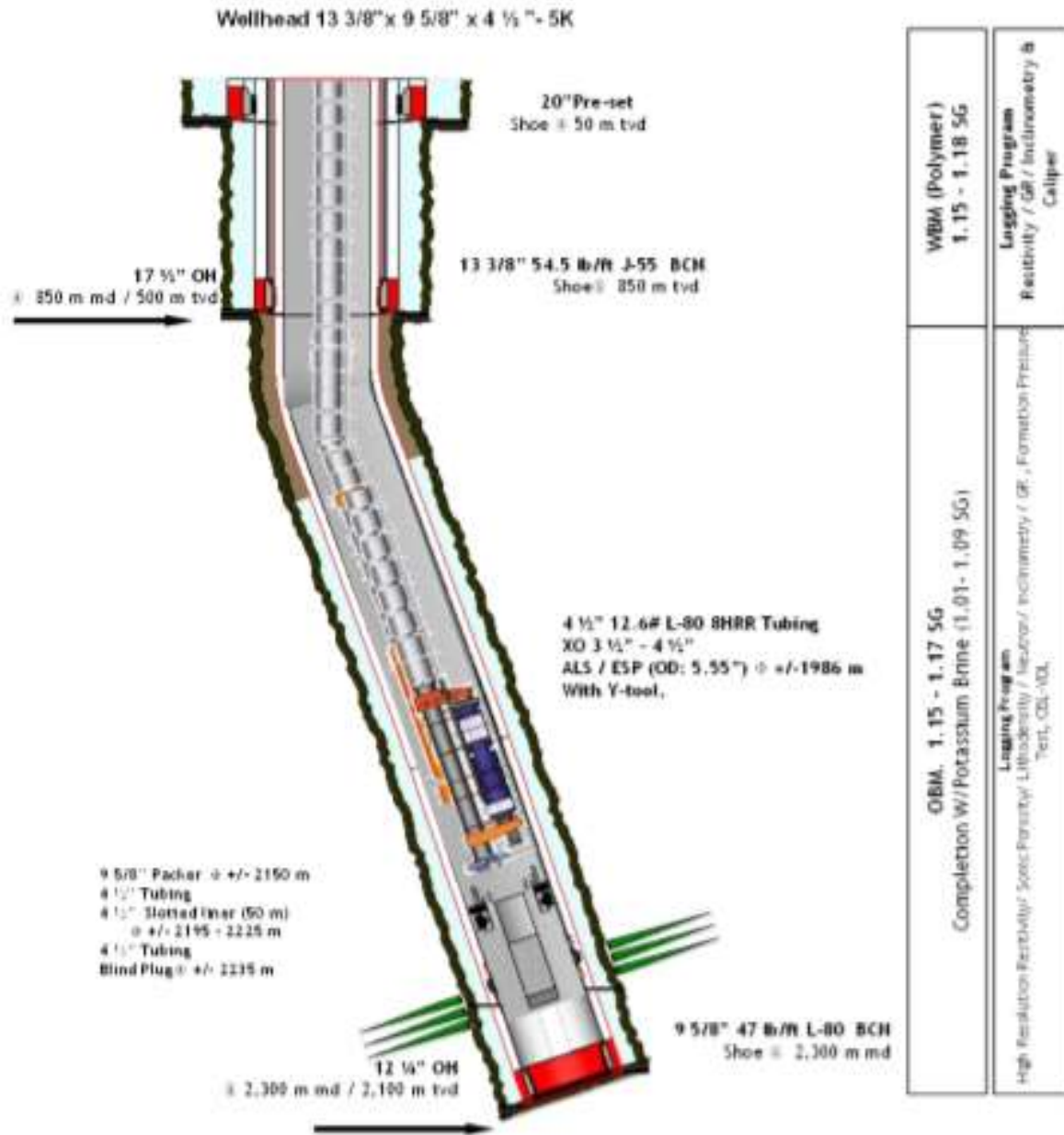
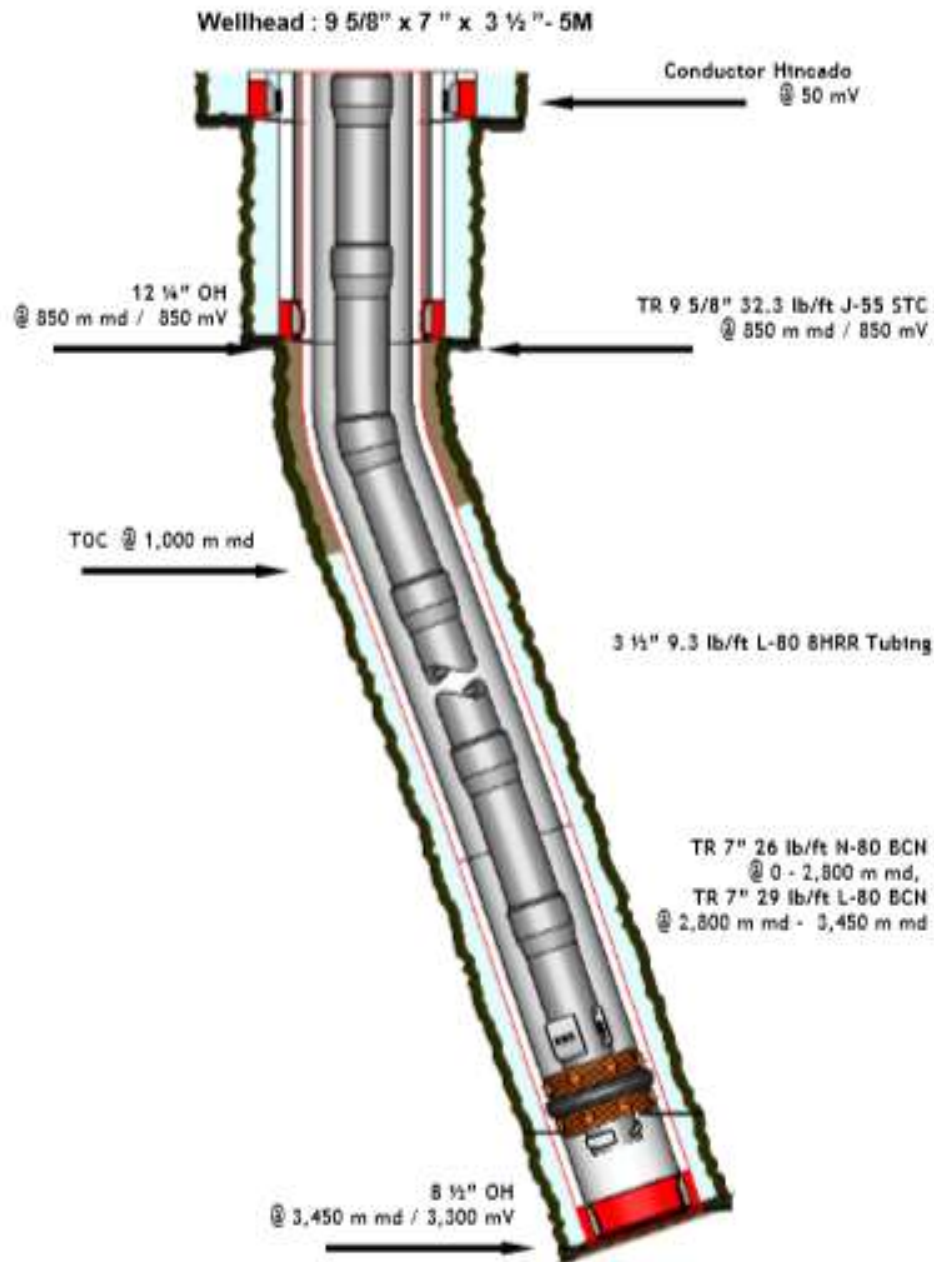
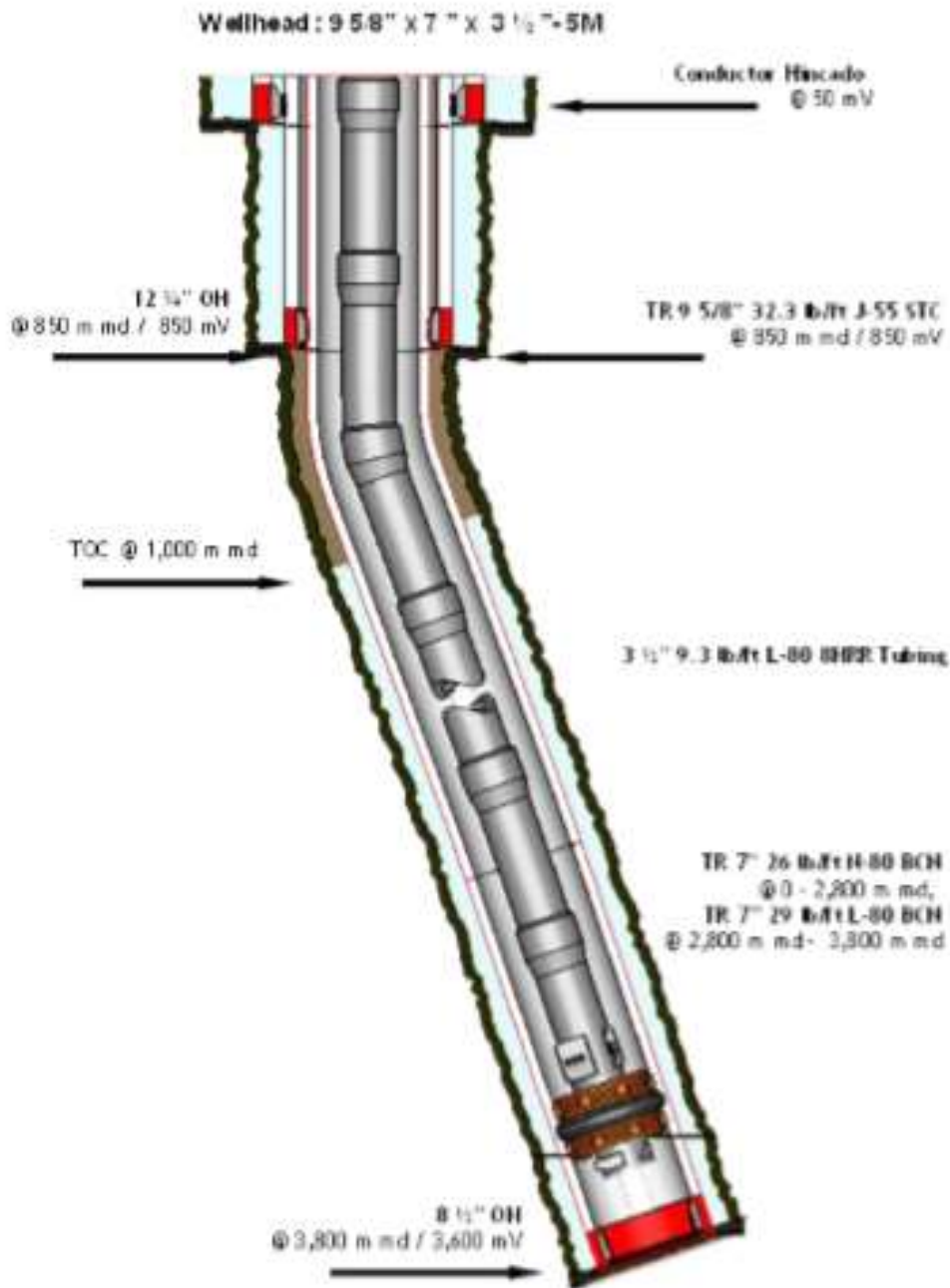


Figura 49. Pozo Tipo E (Vertical).



<p>Lodo Polimérico 1.15 - 1.18 SG</p>	<p>Registros Eléctricos: Resistividad / Rayos gamma / Inclinometría-caliper</p>
<p>Lodo EL. 1.15 - 1.20 SG Terminación con Salmuera Potásica (1.01- 1.09 SG)</p>	<p>Registros Eléctricos: Resistividad Alta Resolución / Sísmico de Porosidad / Litodensidad / Inclinometría / Rayos Gamma, Presión de Formación, y Neutron Compensado. Sísmico de Cementing Job y Density Variable - capiles</p>

Figura 50. Pozo Tipo F (Vertical o Direccional S o J).



<p><b>Lodo Polimérico</b> 1.15 - 1.18 SG</p>	<p><b>Registros Eléctricos:</b> Resistividad / Rayos gamma / Inclinómetro-caliper</p>
<p><b>Lodo El. 1.15 - 1.20 SG</b> Terminación con Salmuera Potásica (1.01- 1.09 SG)</p>	<p><b>Registros Eléctricos:</b> Resistividad Alta Resistividad / Síntesis de Porosidad / Ultrasonic / Acoustic / Rayos Gamma, Presión de Formación, y Neutrón Compensado. Sistema de Cementación job y Density Logística + correa</p>

Figura 51. Pozo Tipo F1 (Vertical o Direccional S o J).

Nombre del Pozo	Ubicación	Pozo Tipo
PPL14-2 502	Macropera PPL14-2 502	B
PPL14-2 503	Macropera PPL14-2 502	D
PPL14-2 504	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 505	Macropera PPL14-2 502	E
PPL14-2 506	Macropera PPL14-2 502	F
PPL14-2 602	Macropera PPL14-2 601	A
PPL14-2 603	Macropera PPL14-2 601	D
PPL14-2 604	Macropera PPL14-2 601	A
PPL14-2 605	Macropera PPL14-2 601	D
PPL14-2 606	Macropera PPL14-2 601	A
PPL14-2 607	Macropera PPL14-2 601	D
PPL14-2 608	Macropera PPL14-2 601	A
PPL14-2 609	Macropera PPL14-2 601	A
PPL14-2 610	Macropera PPL14-2 601	D
PPL14-2 507	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 508	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 509	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 510	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 511	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 512	Macropera PPL14-2 502	A
PPL14-2 702	Macropera PPL14-2 702	B
PPL14-2 703	Macropera PPL14-2 702	A
PPL14-2 704	Macropera PPL14-2 702	B
PPL14-2 404	Macropera PPL14-2 401	A
PPL14-2 405	Macropera PPL14-2 401	A
PPL14-2 406	Macropera PPL14-2 401	B
PPL14-2 407	Macropera PPL14-2 401	A
PPL14-2 408	Macropera PPL14-2 401	A

*Tabla 19. Resumen de pozos a perforar de la Propuesta.*

A continuación se muestra la cantidad de pozos considerados a perforar, propuesta previamente explicada en este documento.

Pozos Productores con Sistema de Levantamiento Bombeo Neumático:

- Santuario Noreste: 26

Pozos fuente, productores de agua:

- Santuario Noreste: 1

Pozos para inyecciones de Agua:

- Santuario Noreste: 1

TOTAL: 28 pozos

### **3.6 Reparaciones**

#### **3.6.1 Reparaciones Mayores con Equipo (RMA C/E)**

- A. Abandono de intervalos disparados y agregar otros(s) con cambio de aparejo de producción. (\$789,247 USD).

Secuencia General:

1. Recuperación del actual aparejo de producción.
2. Abandono de intervalos disparados.
3. Bajar aparejo de producción.
4. Realizar disparos sin equipo.

#### **3.6.2 Reparaciones Menores con Equipo (RME C/E)**

- A. Cambio de aparejo de producción. (\$607,762 USD).

Secuencia General:

1. Definición de daño en la tubería de producción.
2. Bajar cortador de tubería, recuperar primera parte del aparejo de producción.
3. Recuperar segunda parte de aparejo de producción y empacador.
4. Bajar aparejo de producción.

- B. Cambio de bomba del sistema electrocentrifugo (pozos fuente). (\$670,548 USD).

Secuencia General:

1. Definición de daño en la tubería de producción.
2. Bajar cortador de tubería, recuperar primera parte del aparejo de producción.

3. Recuperar segunda parte de aparejo de producción y empacador.
4. Bajar aparejo de producción. Reparación Mayores sin Equipo (RMA S/E).
  - A. Modificación del intervalo (Ampliación y/o re-disparo) (\$50,000 USD).
  - B. Agregar otro(s) intervalos, sin abandonar el ya existente. (\$50,000USD).
  - C. Limpieza con tuberías flexible para pozos fuentes e inyectores. (\$185,000 USD).
  - D. Registro de espesor de tuberías para pozos fuente e inyectores. (\$35,000 USD).
  - E. Reemplazo de válvulas de B.N. (\$44,000 USD).

## CAPITULO 4

---

### Evaluación económica.

#### 4.1 Estructura de Precios

En esta sección se analizan los Escenarios de precios de crudo y gas y posteriormente los pronósticos de inflación y tipo de cambio.

##### Precio del crudo

Actualmente el precio del crudo que recibirá La Compañía en México se estimará mediante la siguiente fórmula: Precio de crudo de PPL14-2 = Precio mínimo del Istmo en el mes – costos de logística y mezclado (3.00 USD/bbl) – margen de comercialización (0.15 USD/bbl) Por lo tanto, se construyó un pronóstico del precio del crudo Istmo y se le aplicó un descuento de 3.15 USD/bbl. Para efectos de la evaluación económica del Plan de Desarrollo asumimos que dicho precio será el que recibirá el consorcio por el crudo de PPL14-2.

##### Construcción del pronóstico del precio del Istmo

Una forma de pronosticar el precio de cierto tipo de crudo es tomar las cotizaciones de los futuros de éste para los años, ajustarlos para no tomar en cuenta la inflación (que los futuros incluyen) y finalmente asumir que el precio se quedará constante en términos reales a partir del último período de cotizaciones de futuros. El pronóstico que resulta se puede utilizar como Escenario Medio. Se utilizó este enfoque para construir el pronóstico del precio del crudo.

Como no existen cotizaciones de futuros para el crudo Istmo, se tomaron primero cotizaciones de futuros del crudo Brent. Para este ejercicio, se utilizaron los precios de los futuros del precio del Brent publicados por el Chicago Mercantile Exchange Group (CME Group) al final del día del 28 de febrero de 2018.

##### Precio del gas natural

Así como con el crudo, actualmente se tiene un contrato de compraventa de gas entre La compañía (operador del consorcio) y Pemex Exploración y Producción. De acuerdo a dicho contrato, el precio del gas que recibirá La Compañía en México se estimará mediante la siguiente fórmula: Precio de gas de PPL14-2 = Precio de Gas Húmedo Ducle (GHD) en el punto de venta – costos de operación y mantenimiento (0.72 USD/mpc) – margen de comercialización (2% sobre precio de venta) El precio del GHD de Santuario se estima a partir del precio del Henry Hub con un ajuste de poder calorífico. El gas producido por PPL14-2 tiene un poder calorífico de ~1,301.1 BTU/pie cúbico. Para estimar el precio del Henry Hub, se llevó a cabo un

ejercicio similar al que se realizó para el precio del Brent. Se tomaron las cotizaciones de futuros del Henry Hub publicados por el CME Group el 28 de febrero de 2018.

<b>Escenario Bajo</b>														
<i>Precio USD/bbl)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<i>Crudo de referencia (USD/bbl)</i>	54.6	50.4	47.3	45.2	44.0	43.1	42.6	42.0	41.4	41.4	41.4	41.4	41.4	41.4
Anexo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>(-) Ajuste por transporte (USD/bbl)</i>	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15
<i>(=) Precio de venta del crudo ajustado (USD/bbl)</i>	51.5	47.3	44.1	42.1	40.8	40.0	39.4	38.8	38.3	38.2	38.2	38.2	38.2	38.2

Tabla 20. Escenario Bajo de precios de petróleo crudo de PPL14-2 (dólares de 2017).

<b>Escenario Medio</b>														
<i>Precio (USD/bbl)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<i>Crudo de referencia (USD/bbl)</i>	60.7	56.0	52.5	50.2	48.9	47.9	47.3	46.6	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0	46.0
<i>(-) Ajuste por calidad (USD/bbl)</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<i>(-) Ajuste por transporte (USD/bbl)</i>	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15
<i>(=) Precio de venta del crudo ajustado (USD/bbl)</i>	57.6	52.9	49.4	47.1	45.7	44.8	44.2	43.5	42.9	42.8	42.8	42.8	42.8	42.8

Tabla 21. Escenario Medio de precios de petróleo crudo de PPL14-2 (dólares de 2017).

<b>Escenario Alto</b>														
<i>Precio (USD/bbl)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Crudo de referencia (USD/bbl)</b>	66.8	61.6	57.8	55.3	53.8	52.7	52.0	51.3	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6
<b>(-) Ajuste por calidad (USD/bbl)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>(-) Ajuste por transporte (USD/bbl)</b>	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15	3.15
<b>(=) Precio de venta del crudo ajustado (USD/bbl)</b>	63.6	58.5	54.6	52.1	50.6	49.6	48.9	48.1	47.5	47.4	47.4	47.4	47.4	47.4

Tabla 22. Escenario Alto de precios de petróleo crudo de Santuario (dólares de 2017).

La gráfica a continuación incluye los tres Escenarios del precio del crudo de PPL14-2:



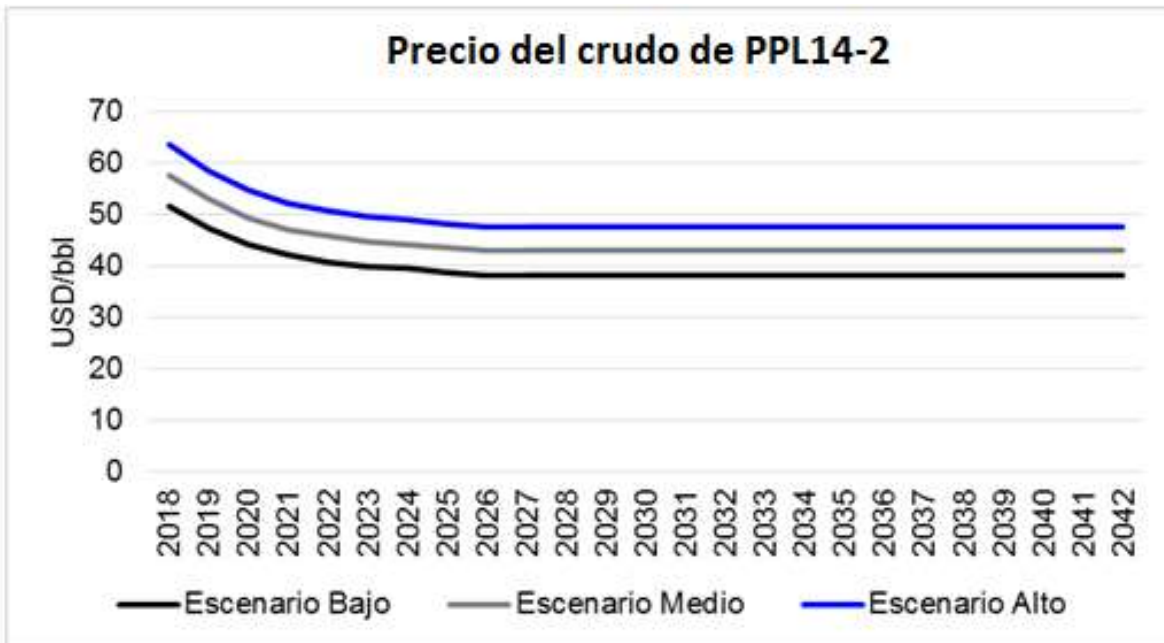


Figura 52. Gráfico de escenarios del precio del crudo de PPL14-2.

La gráfica a continuación incluye los tres Escenarios del precio del gas natural de PPL14-2:

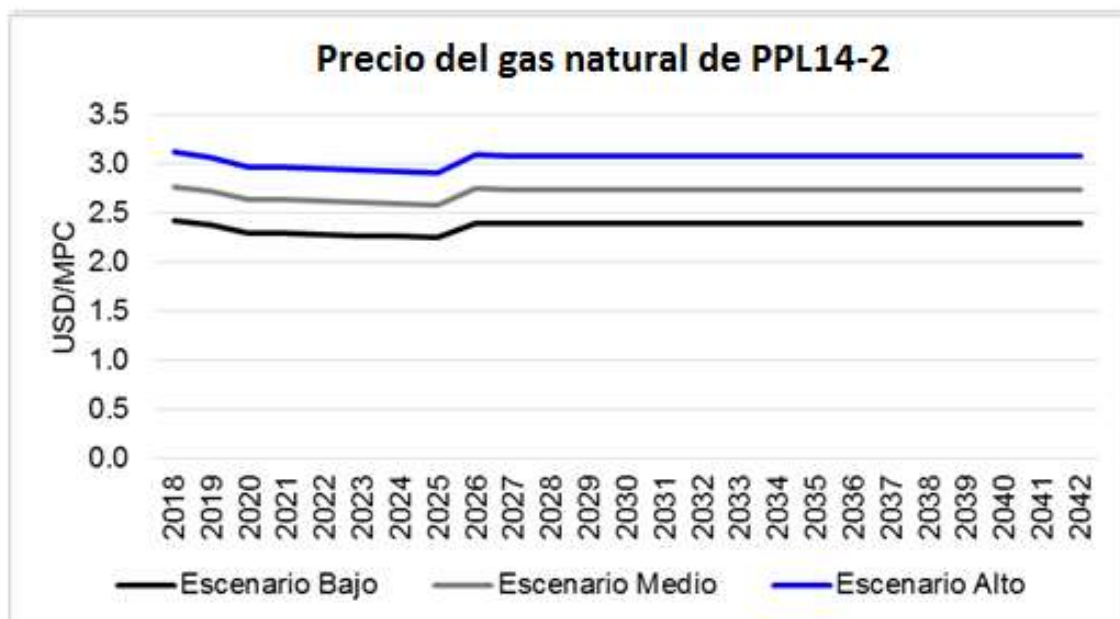


Figura 53. Gráfico de escenario del precio del gas de PPL14-2.

## 4.2 Evaluación Económica del Plan de Desarrollo

En esta sección se explica la metodología empleada para realizar la valuación del plan de desarrollo y la metodología para analizar evaluación económica del plan de desarrollo.

La evaluación económica del Plan de Desarrollo se realizó mediante un modelo financiero para calcular el flujo neto de efectivo anual del Contratista antes y después de impuestos. Se consideraron los siguientes conceptos para calcular dicho flujo:

- Ingresos del Proyecto
  - Con base en supuestos de producción y precio
- Utilidad Operativa
  - Con base en Recuperación de Costos y Regalías
- Ingresos del Contratista
  - Proporción correspondiente de la Utilidad Operativa
  - Recuperación de Costos
- Costos del Contratista
  - CAPEX y OPEX del proyecto estimados para cada año
  - Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
  - Pago a titulares de terrenos, bienes o derechos (2% de ingresos del Contratista)
  - Costos elegibles no recuperables (1% de CAPEX + OPEX)

Impuesto sobre la renta (estimado como el 30% de las utilidades del proyecto) Posteriormente, se descontaron los flujos resultantes durante la vida del Contrato a una tasa de 10%.

Los Escenarios Bajo, Medio y Alto de producción del Plan de Desarrollo corresponden a las alternativas evaluadas y desarrolladas

Escenario	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de petróleo crudo equivalente (MBPCE)	2,669.6	3,481.1	3,665.9	4,921.6	4,848.2	6,017.4	8,439.8	8,193.8	7,784.8	7,456.8	6,820.1	6,325.4	5,715.7	4,568.3
Producción de aceite (MB)	2,139.0	2,938.9	3,133.9	4,268.8	4,196.5	5,217.9	7,332.6	7,000.6	6,342.8	5,900.9	5,232.7	4,718.5	4,193.3	3,271.6
Producción de gas asociado (MMPC)	2,971.4	3,036.3	2,979.2	3,656.1	3,649.8	4,477.2	6,200.4	6,682.4	8,075.5	8,713.4	8,889.4	8,998.6	8,525.4	7,261.8
Producción de condensado (MBPCE)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 23. Escenario de producción de PPL14-2.

## Análisis de los flujos financieros de PPL14-2

Cada Escenario de producción de PPL14-2 está acompañado de un perfil diferente de costos e inversiones bajo diferentes escenarios de precios. A continuación, se incluyen los flujos financieros del proyecto bajo cada Escenario de producción.

Es importante hacer las siguientes dos aclaraciones:

- Todos estos Escenarios se realizaron asumiendo el Escenario Medio de precios
- Los flujos se obtuvieron de manera mensual y se anualizaron para ser presentados en este documento

<b>Escenario mmUSD</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
<b>Costo operativo</b>	57.3	58.2	55.3	57.2	58.3	58.2	61.2	60.8	59.9	67.2	91.8	61.3	59.8	58.3
Costos fijos	48.0	49.3	49.6	50.1	49.9	50.1	49.2	48.5	47.3	46.5	75.3	45.5	44.8	43.6
Costos variables	9.3	8.9	5.8	7.0	8.4	8.0	12.0	12.3	12.6	20.7	16.5	15.8	15.0	14.7
Costos de transporte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Inversiones en exploración</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Perforación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Inversiones en desarrollo</b>	14.3	3.0	16.8	37.1	7.7	46.8	18.6	7.1	3.1	0.7	2.3	3.9	2.4	2.2
Perforación	14.3	3.0	16.8	37.1	7.7	46.8	18.6	7.1	3.1	0.7	2.3	3.9	2.4	2.2
Infraestructura	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Inversión en recuperación mejorada</b>	0.0	0.0	6.2	0.5	0.0	28.8	38.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte</b>	9.9	22.6	46.0	251.7	117.8	5.7	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Ingresos totales</b>	131.3	163.7	162.4	207.3	205.3	279.5	463.8	427.5	381.2	342.0	311.3	274.7	247.6	236.5
Ingresos por la venta de aceite	123.1	155.4	154.6	197.7	195.6	265.9	441.9	406.8	362.7	324.2	293.1	259.7	234.4	224.0
Ingresos por la venta de gas natural asociado	8.2	8.3	7.9	9.5	9.7	13.6	21.9	20.8	18.6	17.9	18.2	15.0	13.2	12.5
Ingresos por la venta de gas natural no asociado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ingresos por la venta de condensados	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 24. Costos, inversiones e ingresos de PPL14-1.

Escenario / Mm/USD	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Depreciación de la inversión en exploración y recuperación mejorada (1 año)	0.0	0.0	0.8	5.9	0.0	11.7	37.7	18.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Depreciación de la inversión en desarrollo (4 años)	2.1	3.8	5.9	14.4	16.6	22.0	28.3	22.7	19.6	12.9	4.9	2.6	2.4	2.6
Depreciación de la inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte (10 años)	0.6	2.1	5.6	19.9	42.1	45.0	45.4	45.4	45.4	45.4	44.8	43.3	39.8	25.5
Costos recuperables	66.3	75.2	119.1	343.6	180.2	139.6	122.1	71.7	65.5	64.8	65.6	68.3	59.3	56.8
Costos recuperados (cost oil)	52.5	65.5	65.0	82.9	82.1	111.8	185.5	171.0	152.5	138.8	124.5	109.9	99.1	94.6
Costos no recuperados acarreados al siguiente periodo	135.6	145.3	199.4	460.1	558.3	586.0	522.6	423.3	336.3	264.3	205.4	163.8	124.0	86.2

Escenario mm/USD	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Depreciación de la inversión en exploración y recuperación mejorada (1 año)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Depreciación de la inversión en desarrollo (4 años)	2.5	2.5	2.0	1.5	1.3	0.9	0.6	0.6	0.5	0.3	0.1
Depreciación de la inversión en infraestructura de almacenamiento y transporte (10 años)	3.3	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Costos recuperables	54.7	48.2	49.9	41.8	41.0	43.4	40.8	42.3	36.7	36.1	35.9
Costos recuperados (cost oil)	84.8	79.0	71.3	45.6	41.0	40.6	40.3	38.9	34.7	29.6	23.1
Costos no recuperados acarreados al siguiente	56.1	25.3	3.9	0.0	0.0	2.8	3.4	6.8	8.7	15.2	28.0

Tabla 25. Flujos de depreciación y costos recuperables de PPL14-2.

Utilidades y flujos esperados del proyecto

Escenario / mm/USD	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Utilidad operativa contractual	67.4	84.9	84.9	108.9	108.2	147.4	244.6	225.5	201.0	180.4	164.3	144.9	130.6	124.7
Utilidad operativa contractual a favor del contratista	23.6	29.7	29.7	38.1	37.9	51.6	85.6	78.9	70.4	63.1	57.5	50.7	45.7	43.7
Flujo de efectivo antes de impuestos	7.1	16.8	-28.0	-229.0	-65.1	18.8	141.7	171.9	151.6	129.8	111.5	87.8	81.3	77.5
Flujo de efectivo después de impuestos	-1.5	5.8	-41.0	-272.4	-75.8	13.3	128.0	160.3	124.7	108.1	92.2	74.0	68.9	62.1

Escenario	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Utilidad operativa Contractual	111.9	104.2	94.1	135.7	114.6	79.6	58.9	51.3	45.8	39.1	30.4
Utilidad operativa contractual a favor del contratista	39.1	36.5	32.9	47.5	40.1	27.9	20.6	18.0	16.0	13.7	10.7
Flujo de efectivo antes de impuestos	65.6	63.8	51.1	48.5	37.5	22.6	17.8	12.4	12.1	5.4	0.1
Flujo de efectivo después de impuestos	47.2	44.9	35.9	34.4	26.4	15.3	12.4	8.2	9.7	3.3	0.1

Tabla 26. Utilidades y flujos esperados del proyecto – Escenario Alto.

## Conclusiones y recomendaciones.

---

---

México es uno de los principales países en el mundo con mayor relevancia en los aspectos de producción de hidrocarburos, ya que tiene una considerable cantidad de reservas. A pesar de que existen muchas de ellas en la etapa de producción, algunos campos no han llegado a su capacidad máxima de aprovechamiento, debido a que no cuentan con la infraestructura necesaria para lograr una producción óptima.

En la actualidad, la industria petrolera del país se enfrenta al reto de incrementar la producción a pesar de la gran cantidad de campos maduros que existen. Es necesario, para lograr vencerlo, conocer todas las variables que permitan realizar una caracterización ideal de los yacimientos con el fin de lograr el mayor porcentaje de recuperación. Además de conocer la infraestructura con la que cuenta cada campo, y tener la información necesaria para evaluar su producción y desarrollar un proyecto para aumentar la misma.

Se comenta que los campos PPL14-1 y PPL14-2, en base a los resultados de esta tesis fue posible encontrar la manera de aumentar la producción. Los factores de recuperación esperados son del 31.3% de aceite y 55.5% de gas en el campo PPL14-1; 33.7% de aceite y 48.4% de gas en el campo PPL14-2 y 13.3% de aceite y 28.2% de gas en el campo PPL14-2 NE.

En términos volumétricos y una vez realizados los dos proyectos de perforación se espera una producción acumulada de 77.6 mmb y 115 mmpc.

Los resultados esperados son estimados en un escenario real y con la perforación exitosa de los 12 pozos delimitadores, 14 pozos de desarrollo, un pozo inyector, un pozo fuente y 132 reparaciones mayores.

En términos financieros se invertirá 167 mmUSD en perforaciones, prueba piloto y reparaciones mayores; 376 mmUSD en integridad y construcción de instalaciones; 1048 mmUSD en gastos de operación y 88 mmUSD en costos de abandono. Estos gastos hasta alcanzar el límite económico de los yacimientos y mientras se mantenga rentable el proyecto, con una vida productiva estimada de 22 años, hasta el 2042. Llegando a su auge de producción a los 6 años después de haber iniciado el proyecto.

Con base a los resultados de esta tesis se da un ejemplo de la optimización de producción en un campo maduro; también se sugiere realizar las investigaciones pertinentes a fin de iniciar proyectos en otros campos maduros productores del país que se encuentren en una situación rentable para inversiones.

## Bibliografía y referencias.

---

---

1. Hernández García, Gustavo. "Estrategia de PEMEX para Optimización de Campos Maduro", PEMEX, 2015.
2. Ramones Fernández, Fernando. "La situación petrolera en México: en el 2015", CIEP, 2015.
3. Kermit E. Brown, "the technology Artificial Lift Methods 2a", University of Tulsa. Penwell Publishing Co., 1980.
4. Kermit E. Brown, " the technology Artificial Lift Methods 2b", University of Tulsa. Penwell Publishing Co., 1980.
5. Diaz Zertuche, Hector. "Bombeo Electrocentrífugo Sumergido", Colegio de Ingenieros Petroleros de México.A.C.,2003.
6. Halliburton, "Prueba de Presión-Producción, Activo Integral Ku-MaloobZaap, Pozo: Maloob-418", Petróleos Mexicanos Región Marina. 2011.
7. PEMEX, "programa de reparación menor pozo: Zaap – 44", PEMEX Exploración y Producción, 2015.
8. Valdivieso Condoyque, Samuel. "Operación de procesos para el manejo de pozos con sistema bombeo electrocentrifugo (BEC)", PEMEX, 2014.
9. Ingeniería de Producción de Pozos. "Filosofía de operación del sistema de Bombeo Electrocentrifugo y Bombeo Neumático Continuo", PEMEX Exploración y Producción, 2008.
10. Larios González, Jaime. "Apuntes-Introducción de los Sistemas Artificiales de Producción", 2014.
11. Larios González, Jaime. "Apuntes Diseño del Sistema BEC", 2014.
12. Larios González, Jaime. "Apuntes Diseño del Sistema de BNC", 2014.
13. Orantes López, Rodrigo. "Evaluación Económica en proyectos de ciencias de la tierra", 2015.
14. Sánchez Vela, José Juventino "Introducción a la metodología FEL - VCD", 2015.
15. M. Taufan, R Adriansyah y D. Satriana "Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells" Artículo de la SPE 93594, 2005
16. - Comisión Nacional de Hidrocarburos, El futuro de la Producción de Aceite en México Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR, 2012
17. Garaicochea P. Francisco. Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. UNAM.

## Tabla de Ilustraciones.

### Tablas:

Tabla 1. Pozos del campo PPL14 .....	5
Tabla 2. Costos de cada área a trabajar. ....	9
Tabla 3. Datos iniciales del pozo descubridor Santuario-1.....	10
Tabla 4. Macroperas existentes en el Campo PPL14-1. ....	13
Tabla 5. Macroperas existentes en el Campo PPL14-2. ....	14
Tabla 6. Macroperas existentes en el Campo PPL14-2 NE.....	15
Tabla 7. Infraestructura del Campo PPL14-1. ....	19
Tabla 8. Infraestructura del Campo PPL14-2. ....	23
Tabla 9. Infraestructura del Campo PPL14-2 NE. ....	24
Tabla 10. Calidad de la porosidad efectiva.....	27
Tabla 11. Pronóstico de producción de aceite.....	64
Tabla 12. Pronóstico de producción de gas.....	64
Tabla 13. Proyección de la producción del Plan de Desarrollo.....	65
Tabla 14. Inversiones y gastos de operaciones de la propuesta analizada para el plan de desarrollo.....	65
Tabla 15. Actividades de Desarrollo y Metas Físicas. ....	72
Tabla 16. Pozos Productores con Adaptación para Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Neumático. ....	73
Tabla 17. Pozos de Inyección de Agua. ....	73
Tabla 18. Pozos Productores con Adaptación para Sistema de Levantamiento Artificial electrocentrifugo. ....	74
Tabla 19. Resumen de pozos a perforar de la Propuesta. ....	82
Tabla 20. Escenario Bajo de precios de petróleo crudo de PPL14-2 (dólares de 2017). ....	86
Tabla 21. Escenario Medio de precios de petróleo crudo de Santuario (dólares de 2017). ....	86
Tabla 22. Escenario Alto de precios de petróleo crudo de Santuario (dólares de 2017). ....	86
Tabla 23. Escenario de producción de PPL14-2. ....	88
Tabla 24. Costos, inversiones e ingresos de PPL14-1.....	89
Tabla 25. Flujos de depreciación y costos recuperables de PPL14-2. ....	90
Tabla 26. Utilidades y flujos esperados del proyecto – Escenario Alto.....	90

### Ilustraciones:

Figura 1. Imagen detalla de la formación de las cuencas del sureste. ....	2
Figura 2. Se reconocen 4 tipos de roca generadora en la cuenca del sureste, donde la más importante es la del Jurásico Superior Tithoniano.....	3

Figura 3. Sección representativa de los elementos del sistema petrolero del Área de Asignación.....	5
Figura 4. Levantamiento Gravimétrico realizado en 1927, por la compañía El águila.....	8
Figura 5. Producción total área asignada y de pozos productores por campo.....	12
Figura 6. Esquema PPL14-1.....	16
Figura 7. Angulo de contacto de la mojabilidad.....	29
Figura 8. Esquema de un Sistema Integral de Producción.....	30
Figura 9. Patrones de flujo en una tubería vertical.....	33
Figura 10. Esquema de clasificación de yacimientos de acuerdo con el fluido alojado.....	33
Figura 11. Clasificación de yacimientos de acuerdo con el diagrama de fases.....	35
Figura 12. Diagrama de fases para yacimientos.....	36
Figura 13. Clasificación de yacimientos de acuerdo con su mecanismo de producción.....	37
Figura 14. Clasificación de Reservas.....	41
Figura 15. Esquematización de tipos de reservas.....	43
Figura 16. Toma aérea de un pozo exploratorio.....	46
Figura 17. Esquema de un pozo delimitador.....	46
Figura 18. Esquema de pozo de desarrollo.....	47
Figura 19. Esquema de un pozo intermedio.....	48
Figura 20. Esquema general de los tipos de pozos petroleros.....	48
Figura 21. Esquema de trayectoria de pozos direccionales.....	49
Figura 22. Esquema de un pozo horizontal.....	49
Figura 23. Esquema de un pozo multilateral.....	50
Figura 24. Alcance del pozo según su tipo.....	51
Figura 25. Cabezal de producción.....	51
Figura 26. Estrangulador.....	52
Figura 27. Clasificación de ductos.....	53
Figura 28. Separador horizontal y vertical.....	54
Figura 29. Clasificación de equipos de perforación por peso.....	55
Figura 30. Clasificación de los equipos de perforación terrestres.....	55
Figura 31. Barcaza de perforación.....	56
Figura 32. Plataforma fija de perforación.....	56
Figura 33. Plataforma auto elevable de perforación.....	57
Figura 34. Plataforma semisumergible de perforación.....	57
Figura 35. Plataforma TLP.....	58
Figura 36. Barco perforador.....	58
Figura 37. Esquema de los componentes de un equipo de perforación.....	59
Figura 38. Pronóstico de producción de aceite.....	63
Figura 39. Pronóstico de producción de gas.....	64
Figura 40. Plan propuesto de desarrollo.....	65
Figura 41. Plan de desarrollo PPL14-2 Noreste.....	67



Figura 42. Plan de actividades de la propuesta.....	68
Figura 43. Perfiles de producción de aceite PPL14.....	70
Figura 44. Perfiles de Producción de Gas PPL14. ....	71
Figura 45. Pozo Tipo A (Vertical o Direccional S o J).....	75
Figura 46. Pozo Tipo B (Vertical o Direccional S o J).....	76
Figura 47. Pozo Tipo C (Horizontal). ....	77
Figura 48. Pozo Tipo D (Vertical o Direccional S o J).....	78
Figura 49. Pozo Tipo E (Vertical).....	79
Figura 50. Pozo Tipo F (Vertical o Direccional S o J). ....	80
Figura 51. Pozo Tipo F1 (Vertical o Direccional S o J). ....	81
Figura 52. Gráfico de escenarios del precio del crudo de PPL14-2.....	87
Figura 53. Gráfico de escenario del precio del gas de PPL14-2.....	87