



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Transición de un campo en
exploración a desarrollo y extracción**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Mario Alberto Flores Avalos

DIRECTOR DE TESIS

M.I. Horacio Andrés Ortega Benavides



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

HOJA DE APROBACIÓN



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO FING/DICT/154/2024

SR. MARIO ALBERTO FLORES AVALOS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **Mediante tesis o tesina y examen profesional**, así como el tema y contenido propuestos por el **M.I. Horacio Andrés Ortega Benavides** en calidad de **Director**, han sido aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

TRANSICIÓN DE UN CAMPO EN EXPLORACIÓN A DESARROLLO Y EXTRACCIÓN

- I.- Proceso de transición de un campo en exploración a extracción
 - II.- Características Generales y propiedades del campo
 - III.- Análisis Técnico de Yacimiento, pozos infraestructura, manejo de hidrocarburos y aprovechamiento de gas
 - IV.- Beneficios de la etapa de transición
- Conclusiones y recomendaciones

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

PRESIDENTE: M.I. ISRAEL CASTRO HERRERA
VOCAL: M.I. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES
SECRETARIO: M.I. VÍCTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ
1ER. SUPLENTE: M.I. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
2DO. SUPLENTE: M.I. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, Cd. Mx., 21 de febrero de 2024
El Presidente Del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DRA. ANA PAULINA GÓMORA FIGUEROA

ccp Coordinador de la Carrera
ccp Interesado

AGRADECIMIENTOS

Te agradezco dios, por dejarme llegar a esta instancia de mi vida y poder lograr una meta más de tu mano, sé que sin ti jamás hubiera sido posible lograrla, gracias por ponerme en el camino a las personas correctas y darme tu bendición cada vez que salía de casa, sin ti no soy nada. Te amo padre bendito.

A mi madre Laura Patricia Avalos Godínez, por tu incondicional apoyo, por nunca abandonarme, por nunca dejar de creer en mí, por ser el motor y el pilar más importante en este sueño cumplido, gracias madre, por levantarme cuando estaba caído y porque siempre tuviste las mejores palabras de aliento para hacerme seguir adelante, porque pese a todos los contratiempos que se han tenido, jamás te doblaste y me ayudaste a seguir adelante y por ello estoy aquí, agradeciéndote infinitamente por darme una carrera profesional, no cabe duda que dios me dio a la mejor madre. Por eso y más TE AMO MAMÁ.

A mi padre Mario Ramón Flores Hernández, por siempre enseñarme a hacer bien las cosas, por nunca dejar que saliera del camino del bien, por darme más cosas de las que merecía en su momento, por cumplir todos los caprichos de una u otra manera, por siempre hacerme saber que todos y cada uno de los momentos de esta vida tienen un porque y un para que, sé que no te fue fácil llegar hasta donde estas y todo lo que

has conseguido, sé que tampoco te fue fácil concluir tus estudios y eso no fue un impedimento para que y los tuviera, té agradezco infinitamente todos los regaños que hubieron a lo largo de estos años, y que esto es la recompensa de todo ello, porque me enseñaste a ser un hombre hecho y derecho con valores como la honestidad y el respeto, por eso y más
TE AMO PAPÁ.

A mi hermano Fernando Flores Avalos (Lic. Pechu) por tus consejos, por tu apoyo incondicional, por estar en los momentos más difíciles de mi vida, sé que ser el hermano mayor no es sencillo, gracias por todos los buenos momentos que hemos tenido, también por las peleas, discusiones y alegatos porque me han ayudado a darme cuenta de que es en realidad la vida, gracias porque siempre me haz cuidado y defendido aun poniéndote en peligro, siempre estaré agradecido con la vida por los buenos momentos que hemos pasado, por eso y más
TE AMO HERMANO.

A mi pareja Lizeth Santillán Flores por tus consejos, tu apoyo incondicional, porque siempre me estabas motivando y ayudando a que deje de lado las cosas que me distraen y me centre en el objetivo que tengo por delante, por siempre escucharme , por apoyarme en todo lo que está a tu alcance, por ser una persona increíble, por aguantar mis

malos ratos y por siempre sacarme una sonrisa y hacer que se me olviden los problemas, porque nunca te rajas y que siempre me dices que siga adelante, por estar en momentos difíciles de mi vida, por secarme las lágrimas cuando las cosas no van bien, por darme tu punto de vista, aunque no tenga la razón, y actualmente me doy cuenta que enviarte ese emoji el 3 de agosto del 2018 a las 8:27 pm, ha sido una de las mejores decisiones de mi vida, por eso y más TE AMO MI AMOR.

A mis abuelos Daniel Avalos Leal y María del Carmen Luz Godínez Sahagún†

Porque a pesar de la distancia que siempre nos separó, siempre estuvieron al pendiente de todos mis proyectos, logros y fracasos que tenía día con día, porque siempre que iba a su casa, no quería que llegara el día del regreso, porque me enseñaron a ser fuerte y a tener coraje que si me caía, me levantara y a seguirle dando, a usted abuelito porque me enseñó que en esta vida hay que ser siempre felices pese a los malos ratos y que nunca olvido las risas que nos hace pasar y a usted abuelita gracias infinitas por siempre creer en mí, le mando un abrazo y beso hasta el cielo.

A mis amigos incondicionales, Diana Fernández Deborah Magaña, Alex Dichara, Yoel Jiménez, Juan Velasco, Cesar Aburto, José de la Vega. Gracias por su amistad y todos los momentos que hemos compartido juntos a lo largo de estos más de 10 años, por estar conmigo en las buenas y en las malas, por demostrar con hechos que son verdaderos, y siempre les estaré agradecido por todas las veces que me han escuchado aun no sabiendo si ustedes están en condiciones óptimas para ello. Por eso y más los amo amigos.

Al Mtro. Horacio Andrés Ortega Benavides por su ayuda fundamental para la realización de esta tesis y por brindarme toda su experiencia y confianza.

A la Mtra. Lourdes Jamit Senties y al Mto. Luis Carlos Huerta, gracias por su apoyo y soporte para que el rumbo de esta tesis fuera el correcto.

A mis sinodales el M.I. Francisco Castellanos Páez, al M.C Víctor Juan López Hernández, al M.I Israel Castro Herrera y al M.I. Ángel de María Clavel Mendoza.

A mis amig@s de la Comisión, Lady Laura, Ney Guzmán, Lalo Ramos, Fabian Mayo, Jaime Castañeda, Miguel Ibarra, Raúl Ortiz, Rubén Mejía, Fernando Hermosillo, Daniel, gracias por brindarme su amistad, experiencia y poder coincidir en esta etapa de la vida.

CONTENIDO

HOJA DE APROBACIÓN	2
AGRADECIMIENTOS	3
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABLAS	9
RESUMEN	10
OBJETIVO GENERAL	11
OBJETIVO PARTICULAR	11
INTRODUCCIÓN	12
CAPÍTULO I. REQUISITOS DEL PROCESO DE UN CAMPO EN EXPLORACIÓN A EXTRACCIÓN A TRAVÉS DE LA TRANSICIÓN.	13
ANTECEDENTES	13
ACTIVIDADES PARA EL PROGRAMA DE TRANSICIÓN.	17
MARCO JURIDICO	19
CAPITULO II.- CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL CAMPO “A”	22
MARCO GEOLÓGICO DEL POZO EXPLORATORIO.	22
ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN	27
INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO A	28
IDENTIFICACIÓN DEL INTERVALO CONSIDERADO YACIMIENTO	31
CAPITULO III.- ANALISIS TÉCNICO	32
PRUEBA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN EFECTUADA AL POZO EXPLORATORIO.	32
PERFORACIÓN DE POZOS	41
ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS	42
COMERCIALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS	43
PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.	43
CAPITULO IV.- MANEJO DE HIDROCARBUROS Y APROVECHAMIENTO DE GAS	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
APROVECHAMIENTO DE GAS	52
DUCTOS E INFRAESTRUCTURA	53
CONCLUSIONES	54
RECOMENDACIONES	55
NOMENCLATURA	61
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA	66
TRABAJOS CITADOS	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Produccion Histórica Crudo y Gas	16
Figura 2. Etapas de un Campo de Exploración a Extracción	17
Figura 3. Requisitos para la Etapa de transición de un campo.	18
Figura 4. Etapas de transición.....	19
Figura 5. Configuración Geológica de la Roca Almacén del Pozo Exploratorio	24
Figura 6. Trampas Geológicas (Fuente: CNH)	25
Figura 7. Sección sísmica en Profundidad del Pozo Exploratorio	31
Figura 8. Ajuste Histórico de presión y gastos durante la prueba de produccion. .	33
Figura 9. Comportamiento de la prueba de presión-producción del pozo	35
Figura 10. Gráfico log-log de la curva de incremento por 100 horas durante la prueba de presión-producción.....	36
Figura 11. Histórica presión-producción, curva de incremento - 100 horas del pozo exploratorio.....	37
Figura 12. Gráfica de Análisis Nodal del Pozo Exploratorio	37
Figura 13. Prueba de Presión- Producción y Tipo de Contactos en el pozo.	40
Figura 14. Gradiente de presion- producción	41
Figura 15. Infraestructura de Transporte del Pozo Exploratorio.	53

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información del Campo A.....	29
Tabla 2. Características del Pozo Exploratorio	29
Tabla 3. Características del fluido del Pozo Exploratorio	30
Tabla 4. Insumos para interpretación de la prueba de presión-producción.	33
Tabla 5. Gastos simulados de análisis nodal.....	38
Tabla 6. Programa de Toma de Información.....	39
Tabla 7. Pronósticos de Producción	43
Tabla 8. Programa de Aprovechamiento de Gas. (Fuente: CNH).....	52

RESUMEN

Este trabajo explica a detalle el proceso, estudio y análisis que se debe realizar para que un Operador Petrolero presente un Programa de Transición. Este programa tiene como objetivo mostrar la etapa la producción temprana de un campo que se encuentra entre la etapa de exploración y extracción, es decir, un campo exploratorio el cual para pasar a extracción requiere una etapa de transición para poner en producción y tomar información para continuar con la evaluación del campo. De acuerdo con la regulación petrolera, la etapa de transición puede tener un periodo máximo de 3 años, tal y como lo establece en los lineamientos de planes. Para esta etapa el Operador debe tener visualizadas y establecidas las actividades a realizar para mejorar la evaluación del yacimiento, de tal manera que se mejore la rentabilidad de este y evitar detener actividades de extracción por periodos prolongados. Como se verá más adelante, cada una de estas etapas deberá estar bien definida por el Operador y así mismo deberá cumplir con estudios, los cuales le den indicativos de que el proyecto a desarrollar es rentable y sustentable.

El pozo exploratorio de estudio que se presenta en esta investigación se encuentra ubicado en el Este de México, por lo tanto, la geología en estudio será de esta región. Así mismo, se evaluará de manera detallada la información adquirida por el Operador para la presentación de Programa de Transición, tales como, geología, estratigrafía, sísmica, estudio de fluidos, pruebas de presión-producción, información dinámica de yacimientos, análisis de productividad, IPR, VLP's, pronósticos de producción, transporte en superficie, comercialización de hidrocarburos. Así como, el marco jurídico aplicable a la regulación actual que conlleve a la realización de este trabajo, el cual permita dar a conocer al lector el proceso y requisitos que se requieren para que un campo pase de la etapa de exploración a la de extracción.

OBJETIVO GENERAL

Presentar un estudio enfocado en el Programa de Transición de un campo que comprende entre el período de exploración y extracción, observando la factibilidad técnico-económica del proyecto donde se analizaran los volúmenes recuperables de un campo, donde se plantea maximizar el factor de recuperación con la producción temprana del Pozo Exploratorio.

Este estudio se realizó considerando los datos de producción e inversión dada la información que se tenía al alcance.

La elaboración de este documento contempla:

- Datos del sistema de información de hidrocarburos
- Pruebas de presión-producción
- Marco geológico
- Estimación, análisis y comercialización de hidrocarburos

OBJETIVO PARTICULAR

Presentar los requisitos y análisis de un pozo exploratorio el cual está en la situación de presentar un programa de transición para producir de manera temprana y evitar el cierre de producción y paro de actividades que se traduce en la inversión de recursos y problemas que se pudiesen presentar en este periodo.

También tiene como objetivo analizar y explicar de manera detallada cuales son los principales estudios e información que se debe adquirir durante la etapa de evaluación o transición para garantizar la rentabilidad y factibilidad técnica-económica del proyecto durante el desarrollo de este, para evitar los reducir la incertidumbre en la definición de la estrategia de desarrollo que maximice el valor de los hidrocarburos. posibles durante la explotación del campo y maximizar el valor de la producción.

INTRODUCCIÓN

En el ámbito de la industria de hidrocarburos, la transición de la fase de exploración a extracción representa un momento crítico que exige un enfoque meticuloso y estratégico. Este trabajo de investigación se enfoca en la delineación detallada de los procesos, estudios y análisis necesarios para diseñar e implementar un programa de transición eficaz. Estas fases no solo preceden la etapa de desarrollo, sino que requieren una preparación exhaustiva para cumplir con el marco temporal de hasta tres años que se encuentra en la regulación emitida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (lineamientos de planes), específicamente en lo que respecta a los programas de transición.

El objetivo de este programa es asegurar que las actividades, herramientas y planes estén bien establecidos para una extracción eficiente y libre de errores, evitando así cualquier interrupción prolongada que pueda resultar en la pérdida de recursos. A lo largo de este estudio, detallaremos cómo cada etapa debe ser cuidadosamente definida por el operador, garantizando que los estudios realizados proporcionen indicativos claros de la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto.

El caso práctico central de esta investigación es un pozo exploratorio situado en México, lo que nos permite concentrarnos en las columnas geológicas específicas de esta región. Profundizaremos en aspectos como pruebas de presión-producción, el marco jurídico y geológico, análisis de comercialización y pronósticos de producción. Finalmente, se proporcionará un glosario de nomenclaturas técnicas utilizadas en este estudio para clarificar términos que estén fuera de este contexto técnico.

CAPÍTULO I. REQUISITOS DEL PROCESO DE UN CAMPO EN EXPLORACIÓN A EXTRACCIÓN A TRAVÉS DE LA TRANSICIÓN.

ANTECEDENTES

La Comisión Nacional de Hidrocarburos en adelante (CNH) en México es el organismo encargado de regular y supervisar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el país. Fue creada como parte de la reforma energética de 2008, con el objetivo de garantizar el aprovechamiento sustentable de los recursos energéticos de México, promover la competencia en el sector y asegurar las mejores prácticas en la industria.

La CNH tiene diversas responsabilidades en el ámbito de la exploración y extracción de hidrocarburos, incluyendo:

- **Otorgamiento de Licencias y Contratos** CNH es la encargada de llevar a cabo las rondas de licitación para la exploración y extracción de hidrocarburos, mediante las cuales se otorgan contratos a empresas privadas, nacionales o internacionales, para realizar estas actividades. Esto marca un cambio significativo respecto al modelo anterior, donde Pemex (Petróleos Mexicanos) tenía el monopolio de la exploración y producción de hidrocarburos en el país.
- **Regulación y Supervisión:** Establece las normas y directrices técnicas para la exploración y extracción de hidrocarburos, asegurando que estas actividades se realicen de manera segura, eficiente y con el mínimo impacto ambiental. La CNH supervisa que las empresas cumplan con las

regulaciones aplicables, incluyendo aspectos técnicos, de seguridad y ambientales.

- **Administración de Contratos** La CNH es responsable de administrar los contratos de exploración y extracción, asegurando que se cumplan los términos acordados, incluyendo los compromisos de inversión, planes de desarrollo y metas de producción.
- **Transparencia e Información** La CNH también juega un papel importante en la promoción de la transparencia en el sector de hidrocarburos. Publica información relevante sobre las rondas de licitación, contratos otorgados, actividades de exploración y producción, así como datos sobre las reservas de hidrocarburos del país.

La historia de la extracción de hidrocarburos en México es rica y compleja, reflejando tanto los cambios tecnológicos como los políticos a lo largo de más de un siglo. Abarca desde la explotación temprana por compañías extranjeras hasta la nacionalización de la industria y los desafíos y reformas recientes.

La historia de la exploración y explotación de hidrocarburos en México abarca tres siglos (XIX, XX y XXI) por un total de alrededor de 150 años. Las diferentes etapas que ha tenido la industria petrolera pueden ser clasificadas en siete periodos principales, que se caracterizan por diferentes eventos políticos, económicos, tecnológicos y de exploración y desarrollo:

- Periodo I: Nacimiento de la Industria Petrolera en México (1864 -1937) en 1864 en las cercanías de Ébano, en San José de las Rusias y Chapopote, Tamaulipas, se otorgó la primera concesión para explotar petróleo a escala superficial
- Periodo II: Nacionalización de la Industria (1938 a 1958) el 18 de marzo de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas dio a conocer el Decreto de Expropiación de la Industria petrolera, fundando la petrolera del estado Petroleros Mexicanos (Pemex).
- Periodo III: Inicio de la exploración Marina (1959 - 1976) se descubre la continuación de la faja de oro al sur del rio Tuxpan, con un campo denominado Ezequiel Ordoñez en honor a un geólogo mexicano, en 1953 se da el descubrimiento de la cuenca de Veracruz con el campo angostura.
- Periodo IV: Los grandes descubrimientos (1977 a 1996) Descubrimiento de la provincia Chiapas-Tabasco, con la perforación de los pozos sitio grande y cactus, después el pozo Chac-1, perforado en la plataforma continental del Golfo de México y se inicia la producción en la Sonda de Campeche
- Periodo V: Declinación de los grandes campos y cenit de la producción (1997 a 2004) en este periodo tuvimos el pico más grande de producción que haya tenido México en su historia, ya que se había descubierto Akal, Ek-balam, Cantarell y se estaban explotando.
- Periodo VI: Declinación de la plataforma de producción y Reforma Energética (2005 a 2015) Comenzó la declinación de los campos antes mencionados por una mala estrategia de producción y fue el momento de permitir que

operadores internacionales realizaran actividades de exploración y extracción en nuestro país.

- Periodo VII: Periodo actual declinación y producción de operadores

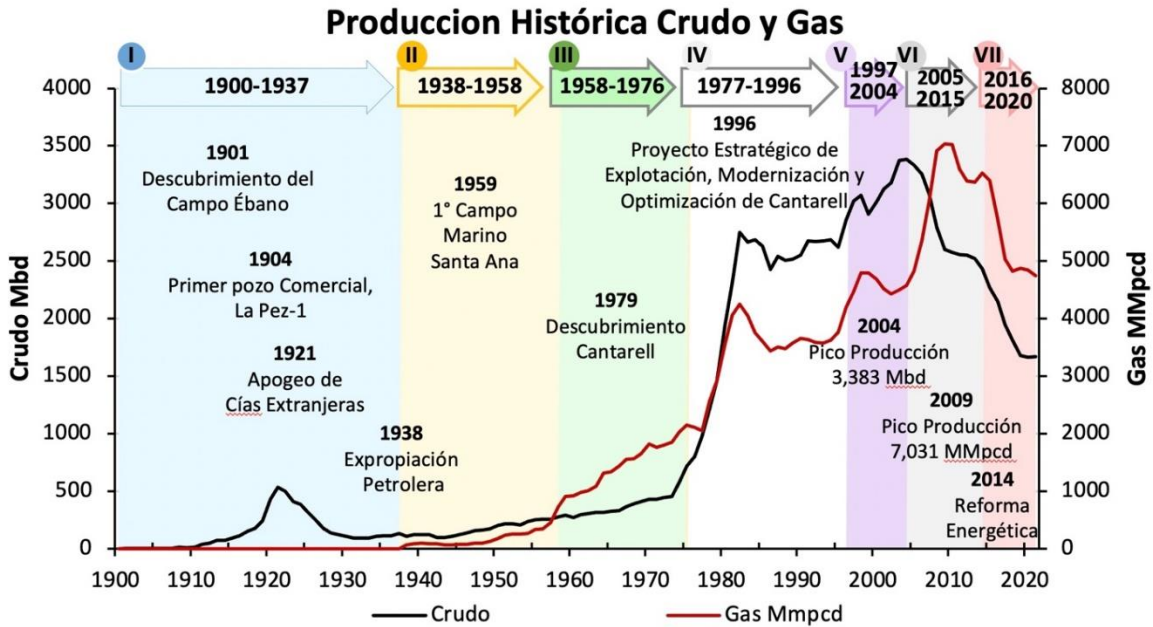


Figura 1. Producción Histórica Crudo y Gas

Conahcyt

<https://energia.conahcyt.mx/planeas/hidrocarburos/historia-hidrocarburos>

ACTIVIDADES PARA EL PROGRAMA DE TRANSICIÓN.

Procederemos a explicar la etapa de transición de un proceso petrolero y en el cual debemos estar seguros en que parte de este nos encontramos.

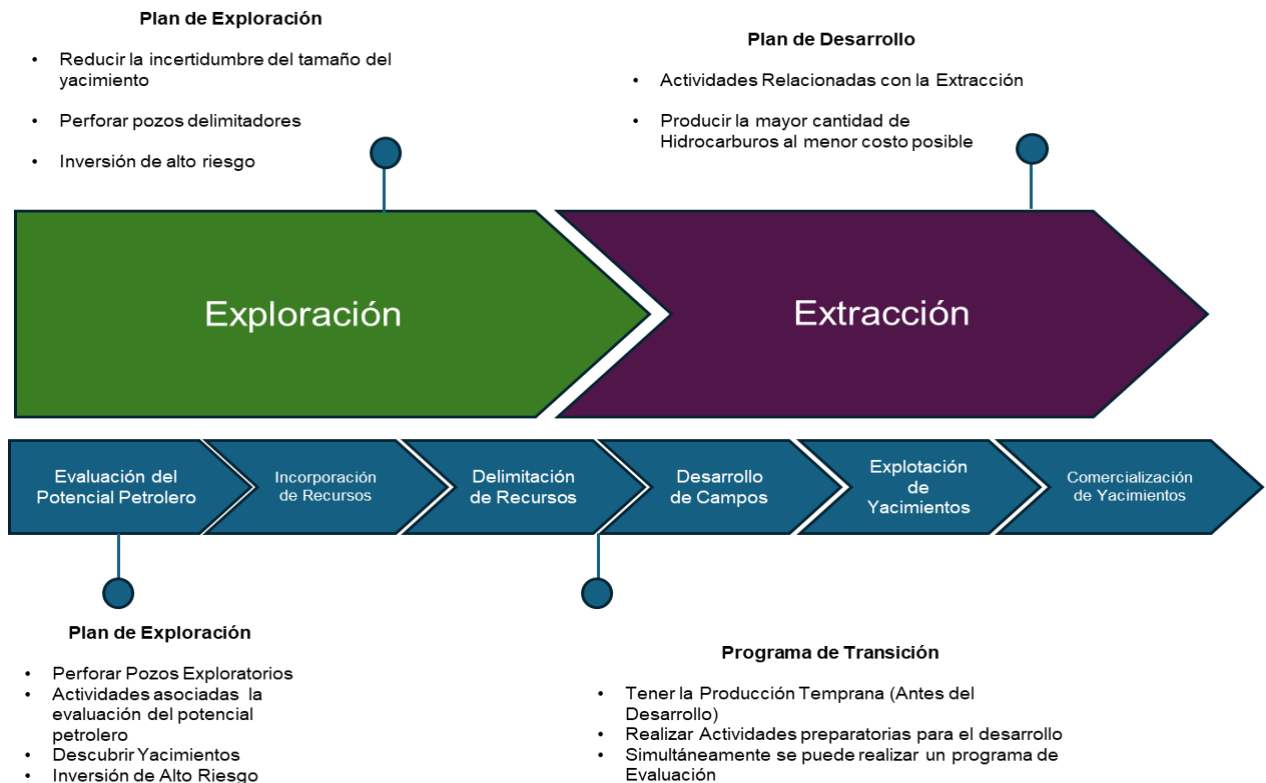


Figura 2. Etapas de un Campo de Exploración a Extracción

En el Programa de Transición se especifican las actividades vinculadas a la extracción, incluyendo aquellas que lo preparan para la misma y aseguran la continuidad operativa, facilitando la producción temprana o, si es necesario, realizar una reevaluación del campo o yacimiento ya descubierto y con producción, dentro de un área asignada o bajo contrato.

Esto se realiza mientras se espera la aprobación del Plan de Desarrollo para la extracción correspondiente.

La CNH público en los lineamientos de la Tercera Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 27 de noviembre de 2023 establece que los requisitos para migrar del proceso de exploración a extracción dando seguimiento a las actividades operativas, como se muestra en la figura 3:

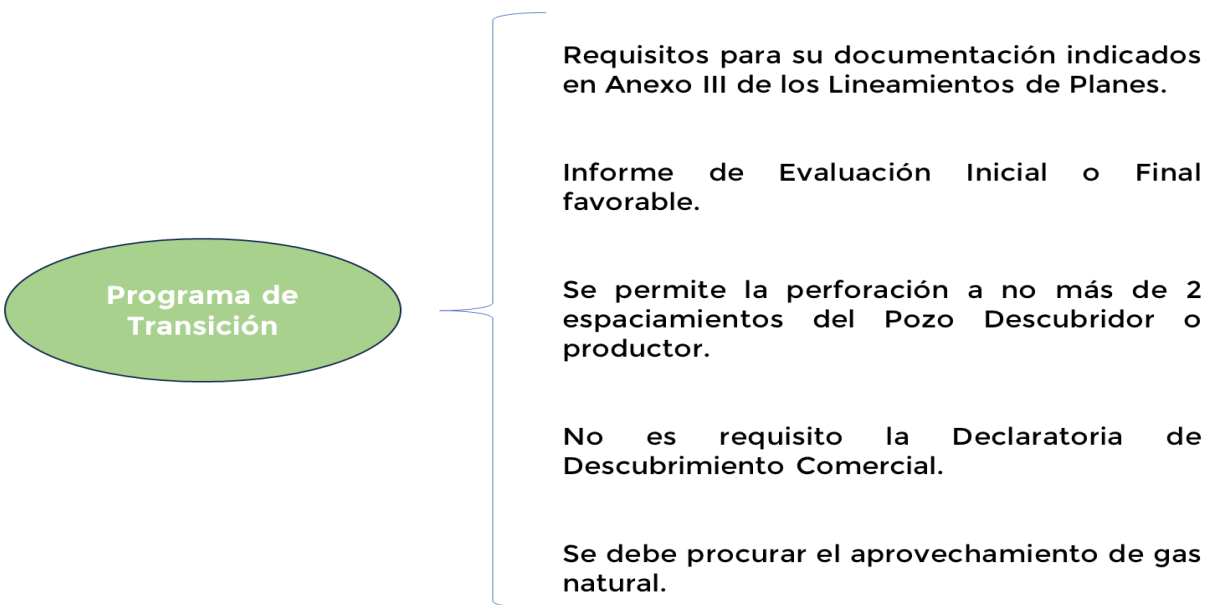


Figura 3. Requisitos para la Etapa de transición de un campo.

MARCO JURIDICO

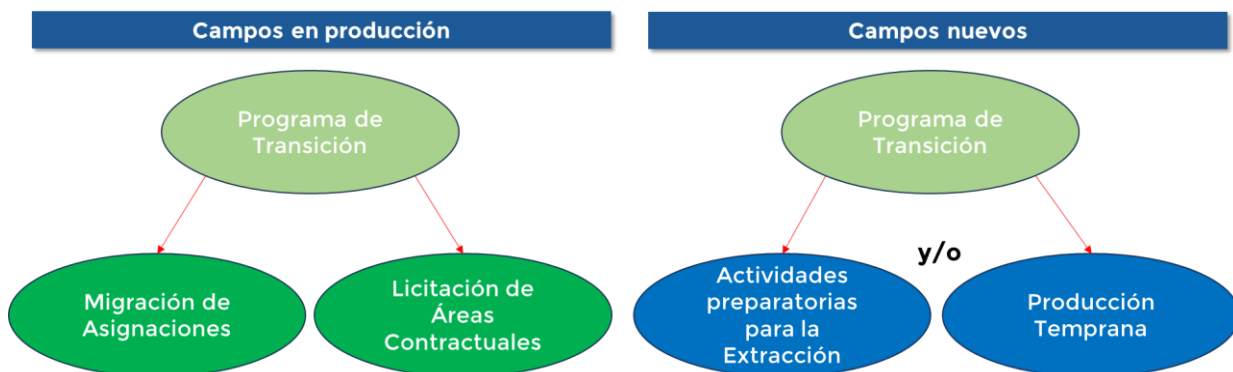
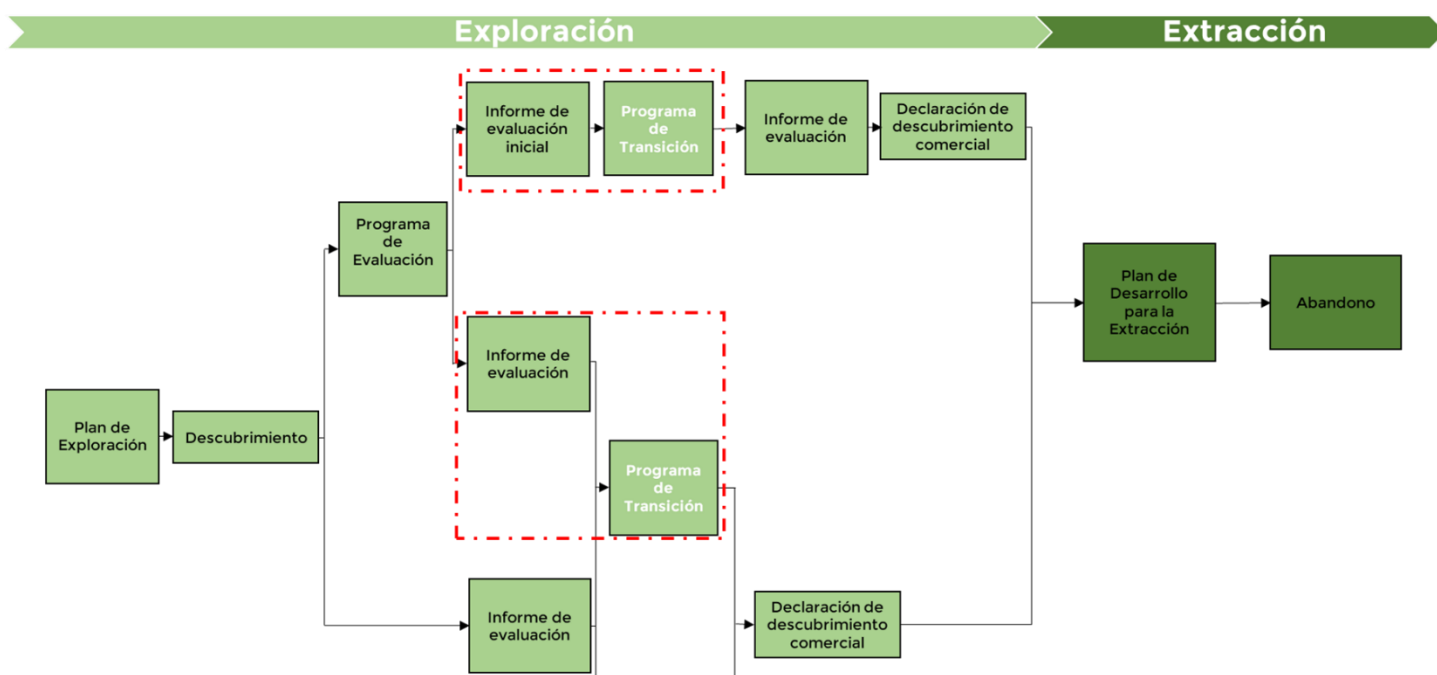


Figura 4. Etapas de transición



Conforme a lo anterior, la CNH emitió una regulación, basada en los lineamientos de los Programas de Transición. Como observamos en la (Figura 4 y 5) estas desglosan la perspectiva desde la cual podemos tener un Programa de Transición y que esta debe estar soportada en los siguientes artículos emitidos.

Artículo 63: Del Programa de Transición derivado de un proceso de migración.

Con el objeto de mantener la continuidad de la producción de Hidrocarburos en las Áreas de Asignación respecto de las cuales se solicite la migración a un Contrato referida en la Ley de Hidrocarburos en las que se realicen actividades de Extracción.

Artículo 64: Los Programas de Transición derivados de un proceso de licitación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Con el objeto de lograr la continuidad en la producción de las áreas licitadas y adjudicadas, el licitante ganador deberá presentar un Programa de Transición con el formato vigente y acreditando el respectivo pago del aprovechamiento, adjuntando el comprobante de pago y con la información a nivel de detalle establecidos en el Anexo III o Anexo IV, de los lineamientos Lineamiento Técnicos de los Planes de Desarrollo. (En adelante, LTPM)

Artículo 65: De los Programas de Transición derivados de un informe de evaluación.

Con el objeto de que el Operador Petrolero pueda realizar actividades de Producción Temprana o realizar actividades preparatorias a la Extracción, deberá presentar el Programa de Transición conforme al formato APT y su instructivo, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto; y con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, acompañado del informe de evaluación y la declaración de Descubrimiento Comercial en términos de los artículos 52 y 56 de los Lineamientos.

Artículo 65 Bis. De los Programas de Transición derivados del Informe de Evaluación Inicial.

Con el objeto de que el Operador Petrolero pueda llevar a cabo la Producción Temprana de un Yacimiento, derivado de un Descubrimiento o realizar actividades preparatorias a la Extracción éste deberá presentar a la Comisión un Informe de Evaluación Inicial, en términos del artículo 52 Bis de los Lineamientos, la solicitud de aprobación de un Programa de Transición conforme al formato APT y su instructivo, acreditando el pago de aprovechamientos respectivo.

CAPITULO II.- CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL CAMPO “A”

MARCO GEOLÓGICO DEL POZO EXPLORATORIO.

El hidrocarburo se encuentra en el subsuelo, este satura formaciones de tipo arenoso o calcáreo, ocupando los espacios o poros que existen entre los granos que constituyen en la roca y en algunos casos, ocupando fracturas causadas por, esfuerzos que sufre la roca debido a movimientos geológicos; su color varía entre ámbar y el negro, su densidad es menor que la del agua y en estado gaseoso es inodoro, incoloro e insípido.

El petróleo se puede localizar en el subsuelo, de manera general, arriba de una capa de agua y en la parte superior de este, se puede formar una capa de gas.

Existen varias condiciones que se deben presentar, siguiendo un determinado orden de tiempo, para que pueda haber un yacimiento de petróleo. Estas condiciones o eventos geológicos son la existencia de:

- Roca Generadora
- Roca Almacén
- Trampa
- Roca Sello

ROCA GENERADORA

Cuando en una roca sedimentaria, como las areniscas, lutitas y calizas, reúnen las condiciones adecuadas de contenido de materia orgánicas dispersa (superior al 0.5%) llamada kerógeno; un buen ambiente de depósito; sepultamiento de 2 a 4 kilómetros de profundidad, temperatura entre los 60 y los 110 grados centígrados; incremento de la presión y las reacciones bioquímicas necesarias, entonces se dará un dará el proceso de transformación del kerógeno al petróleo y se tendrá, una roca generadora o roca madre del petróleo. El kerógeno puede ser de origen terrestre (húmico) cuya transformación genera gas o marino (propélico), que se transforma en aceite) (Meza, 2002).

En el área del pozo exploratorio, la principal roca generadora está compuesta por mudstone, wackestone y packstone del Jurásico Superior Tithoniano; este sistema generador contribuye con aceite mediano, ligero y gas. La familia del Tithoniano se correlaciona con rocas generadoras depositadas en un ambiente marino carbonatado, anóxico, con gran aporte de materia orgánica (kerógeno tipo II). De acuerdo con los análisis de pirolisis realizados a los pozos del área, los valores de riqueza orgánica van desde 0.5 % hasta superiores al 2 % de COT (Carbono Orgánico Total), clasificándose como de regulares a excelentes.

ROCA ALMACÉN

Los análisis realizados, entre ellos la petrografía, muestran que la roca almacén del Cretácico medio del pozo exploratorio (Fig. 5), está conformada por brechas calcáreas, en ocasiones soportadas por granos y en otras, soportadas por lodo, con texturas de wackestone, packstone y grainstone de litoclastos y bioclastos (briozoarios, rudistas y bioclastos indeterminados).

Cuando se trata de brechas soportadas por lodo, la matriz es de lodo calcáreo, en ocasiones presenta de regular a buena impregnación de aceite en porosidad por recristalización y por disolución, de tipo intergranular, intragranular, intercrystalina, intracrystalina y móldica. A nivel de núcleo la textura es de rudstone y floatstone (Meza, 2002).

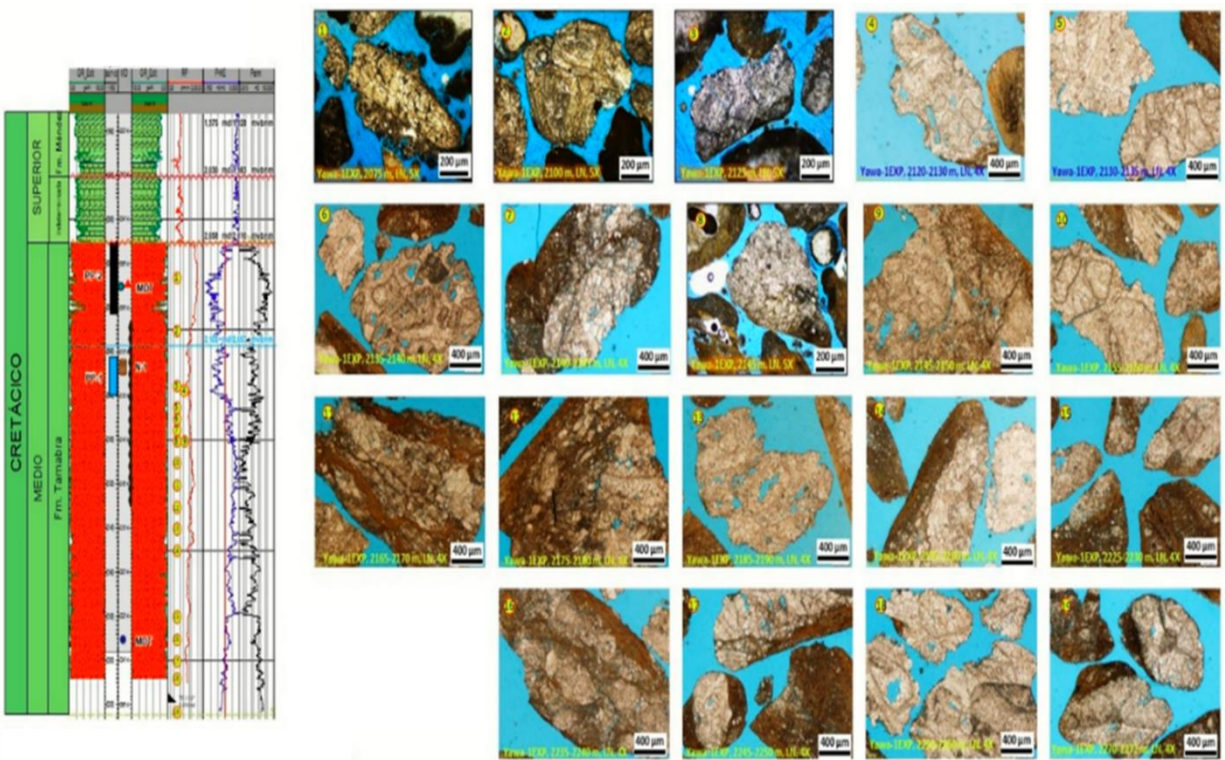


Figura 5. Configuración Geológica de la Roca Almacén del Pozo Exploratorio

TRAMPA

Para que la acumulación de petróleo se pueda mantener se requiere de la existencia de las llamadas trampas, que son estructuras geológicas cuya conformación permite almacenar hidrocarburos. (Meza, 2002). Para comprenderlo manera grafica presentamos la figura 6.



Figura 6. Trampas Geológicas

La trampa considerada para el pozo exploratorio es de tipo combinada, en donde la parte estructural juega un papel importante en el llenado de la trampa. La trampa tiene una forma alargada y con cierre en todas direcciones. El área de la estructura es de 1 km²; sin embargo, es necesario aclarar que la estructura no fue generada por algún evento tectónico, sino por la erosión.

ROCA SELLO

Son rocas sello aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar que no permiten el paso de un fluido, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento. Normalmente, las lutitas, algunas calizas y, en ocasiones intrusiones de sal o roca ígnea, ya que son rocas muy densas, de baja porosidad, permeabilidad. (Meza, 2002).

El sello superior y lateral del pozo exploratorio corresponde a un paquete de margas café claro y gris verdoso con trazas de lutita café rojizo y de bentonitas gris verdoso y gris claro; con intercalaciones de mudstone y wackestone de foraminíferos planctónicos café claro y gris verdoso, pertenecientes al Maastrichtiano-Campaniano de la Formación Méndez, con un espesor de 55 mv. Además, de un mudstone y wackestone de foraminíferos planctónicos gris y café del Santoniano-Turoniano, con un espesor de 28 mv.

ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN

La exploración petrolera se puede definir como el conjunto de actividades realizadas en campo y en gabinete, que tienen como objetivo, la búsqueda y localización de yacimientos petroleros, dependiendo de la forma en que se obtiene la información, los métodos de exploración se divide en dos grandes grupos, los indirectos y los directos. En los primeros se adquieren datos del subsuelo desde la superficie y se interpretan para establecer hipótesis sobre las formaciones, su estructura, clasificación de las rocas, lo cual lleva a establecer la existencia de trampas capaces de contener hidrocarburos.

En los métodos directos, la información proviene del análisis de las muestras de roca obtenidas durante la perforación de pozos; así como del registro de interpretación de los perfiles obtenidos a través de sondas eléctricas, electrónicas o sónicas que se introducen en los pozos durante su perforación. (Meza, 2002).

Para este caso el Pozo Exploratorio inició su terminación el 20 de junio del 2023, siendo un Pozo terrestre y fue descubridor de aceite negro de 24°API en los carbonatos del Cretácico Medio.

Dentro de las actividades ejecutadas y programadas para seguir realizando la evaluación del descubrimiento efectuado en el Pozo Exploratorio se encuentran la ejecución de pruebas de presión-producción, así como la actualización de los modelos estático y dinámico.

Actividades que tienen como objetivo adquirir nueva información que permita diseñar un Plan de Desarrollo futuro que garantice la recuperación eficiente y rentable de los hidrocarburos.

Con la información adquirida, se analiza la factibilidad de llevar la etapa de transición para llevar a cabo las actividades de Producción Temprana y dar secuencia para no detener las acciones operativas del campo.

INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO A

El Pozo Exploratorio se ubica en el estado de Veracruz y abarca una superficie de 1 km², su volumen original se estimó en 5.89 MMb y 2.36 MMMpc de gas, cabe recalcar que estos recursos son prospectivos, ya que están basados en la etapa de exploración.

En la Tabla 1 y 2 se presentan los datos de presión, temperatura, propiedades petrofísicas y las características del aparejo de producción empleado en el pozo exploratorio.

Asignación	A
Descubrimiento	Pozo Exp-1
Yacimiento	Formación K
Área	1 km ²
Año de Descubrimiento	2023
Profundidad promedio	2,076 (mvbnm)
Tipo de Hidrocarburo	Aceite negro
Pozos	
Pozos	1

Productores	1
Cerrados con posibilidades	0
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	0
Marco geológico	
Periodo	Cretácico
Época	Medio
Litología	Brechas calcáreas, con texturas de wackestone, packstone y grainstone de litoclastos.
Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	15

Tabla 1. Información del Campo A

Pozo Exploratorio	
TR	3 ½ "
Presión de Yacimiento (psi)	3,139.58
Temperatura de Yacimiento (°C)	84
Espesor Neto (mv)	42
Permeabilidad (mD)	219
S (daño)	7.3
Saturación de agua (%)	15
°API	24

Tabla 2. Características del Pozo Exploratorio

El descubrimiento asociado al pozo exploratorio cuenta con análisis PVT (Presión, Volumen y Temperatura), del cual se presenta un resumen de la información del muestreo y de los análisis a los fluidos recuperados en la Tabla 3, es importante

mencionar que la información corresponde a los resultados de la prueba separación diferencial; la cual se lleva a cabo en una serie de decrementos de presión, iniciando a partir de la presión de burbuja; en cada etapa del experimento, el gas liberado en el decremento específico de presión se extrae totalmente a presión constante, dejando únicamente a la presión correspondiente el volumen de líquido en la celda de muestra con su gas disuelto.

Propiedades de los fluidos	
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro
Densidad	24°API
Factor volumétrico del aceite (Bo, m ³ /m ³) @Pb	1.256
Presión de saturación	163.51 (kg/cm ²)
Presión inicial	222.86 (kg/cm ²)

Tabla 3. Características del fluido del Pozo Exploratorio

IDENTIFICACIÓN DEL INTERVALO CONSIDERADO YACIMIENTO

La exploración sísmica permite analizar e interpretar la información adquirida en campo y encontrar su significado geológico apoyado con datos geofísicos, petrofísicos y de información de pozo. El propósito básico de la interpretación sísmica es determinar la información geológica, como la estructura, estratigrafía y propiedades de las rocas (Liner, 2004). Pocas veces se puede estar seguro de la validez o precisión de una interpretación. Casi siempre son posibles algunas formas alternativas de interpretar los datos. Sin embargo, esta ambigüedad en la interpretación sísmica es menor que en la mayoría de los datos geofísicos y geológicos. La única prueba de una interpretación es la congruencia con los datos sísmicos y con toda la información disponible, incluyendo datos gravimétricos, datos magnéticos, geología superficial, registro de pozos, etc.

En la sección sísmica, se observan las secuencias sedimentarias, donde los reflectores sísmicos de bajas amplitudes definen el cuerpo de la brecha. Con base en las pruebas de producción realizadas en el Pozo Exploratorio, se determinó una cima de Yacimiento a 2,058 md / 2,010 mvbnm y un contacto de agua aceite a 2,105 md / 2,057 mvbnm representado en la sección sísmica (Fig. 7)

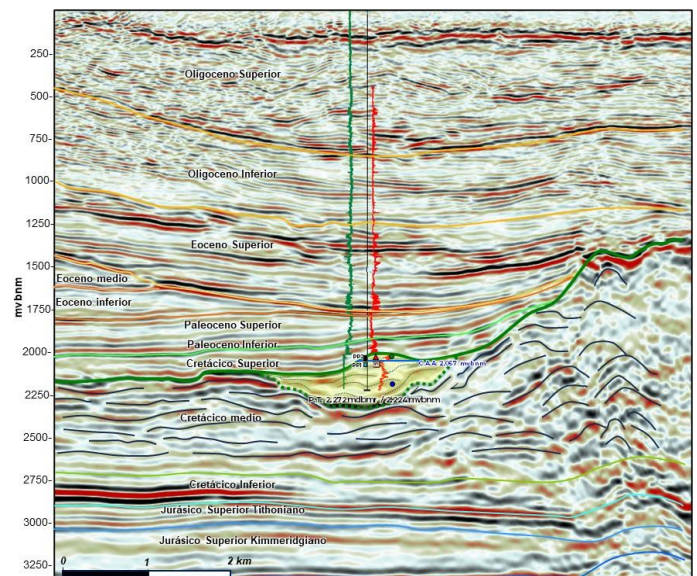


Figura 7. Sección sísmica en Profundidad del Pozo Exploratorio

CAPITULO III.- ANALISIS TÉCNICO

PRUEBA DE PRESIÓN-PRODUCCIÓN EFECTUADA AL POZO EXPLORATORIO.

Una prueba de presión durante el periodo de flujo consiste en la medición de presiones en el fondo del pozo, hecha durante un determinado periodo de tiempo a un gasto de producción sea esta constante o variable. Usualmente el pozo es cerrado antes de una prueba de flujo durante un tiempo suficientemente largo como para que el yacimiento alcance la presión estática. La prueba de flujo puede durar desde unas pocas horas hasta varios días si es necesario, dependiendo de los objetivos de la prueba.

Para el pozo exploratorio, previo a la toma de información, fue abierto para su limpieza por estrangulador variable, este periodo tuvo una duración de 20 horas en la cual se desalojó el aceite y agua de manera fluyente. Después de que el pozo comenzó a recuperar fluido representativo del yacimiento y se consideró limpio, se alojó estrangulador de 9/32" fijo efectuando medición y cierre de pozo.

Por otra parte, respecto a las variables de la prueba de presión producción se analizó el comportamiento histórico de presión registrado en modo memoria con cable en el pozo exploratorio (Figura. 8). Los datos de presión registrados por el sensor de fondo y los aforos en superficie se emplearon como las variables para la interpretación de la prueba de presión.

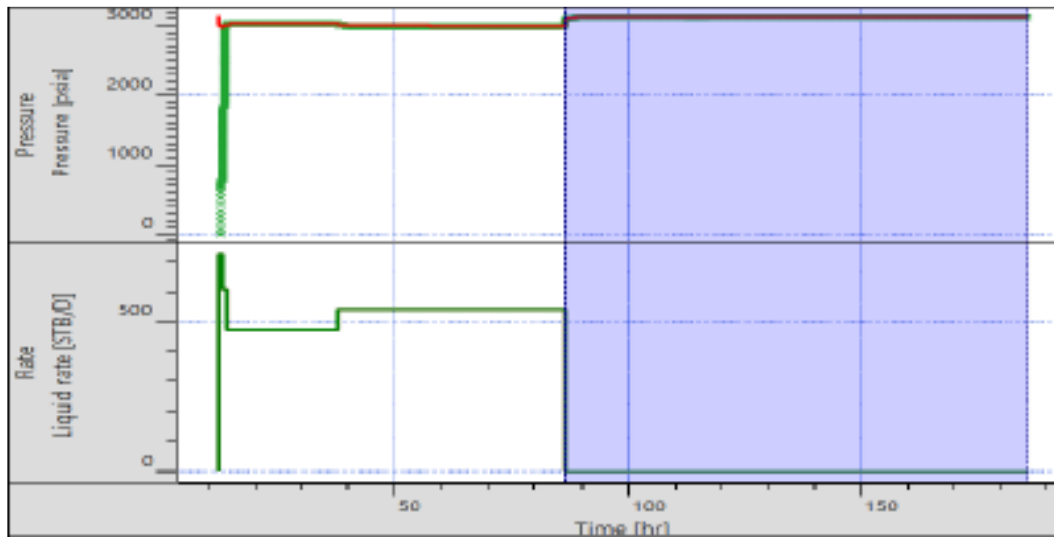


Figura 8. Ajuste Histórico de presión y gastos durante la prueba de producción.

Respectivamente, las constantes de entrada para el ajuste del modelo de interpretación de la prueba de presión-producción, se muestran en la tabla 4.

Propiedades Roca-Fluido	
Visc(cp)	1.535
Boi(m ³ /m ³)	1.2
rw(ft)	0.5104
Hn(m)	2
Ø(mD)	9.2
Sw (%)	15
Ct(psi ⁻¹)	12

Tabla 4. Insumos para interpretación de la prueba de presión-producción.

El control de calidad de la medición de presión registradas con el sensor se realizó mediante el análisis del comportamiento de la curva PDD (Primer Derivada de

Presión), la cual se utiliza como curva de diagnóstico, cuando el comportamiento de la PPD es decreciente se asocia a efectos de yacimiento.

Para el pozo, durante la prueba de presión-producción se efectuaron mediciones de hidrocarburos por los siguientes estranguladores $\frac{1}{4}$ " y $\frac{9}{32}$ " (5 horas), esto para cada uno de los estranguladores en los cuales se esperó la estabilización de presiones en fondo, superficie y separador, esto con la finalidad de obtener la mejor medición posible con un pozo completamente represionado, consecutivamente se realizó una estimulación matricial y se realizó con sensor en fondo una medición por estrangulador de $\frac{9}{32}$ ", posteriormente se realizó un cierre en superficie para una curva de incremento, subsecuente a esto se recuperó sonda de presión-temperatura, bajo a recuperar muestras de fondo para análisis PVT. Abrió pozo por estrangulador fijo de $\frac{1}{4}$ " alineado al equipo de medición, durante este periodo se realizaron mediciones de hidrocarburo de forma continua. Se llevó a cabo una toma de información durante el flujo por estrangulador de $\frac{9}{32}$ ". Los resultados del análisis de estranguladores se sustentan a continuación (Fig.9).

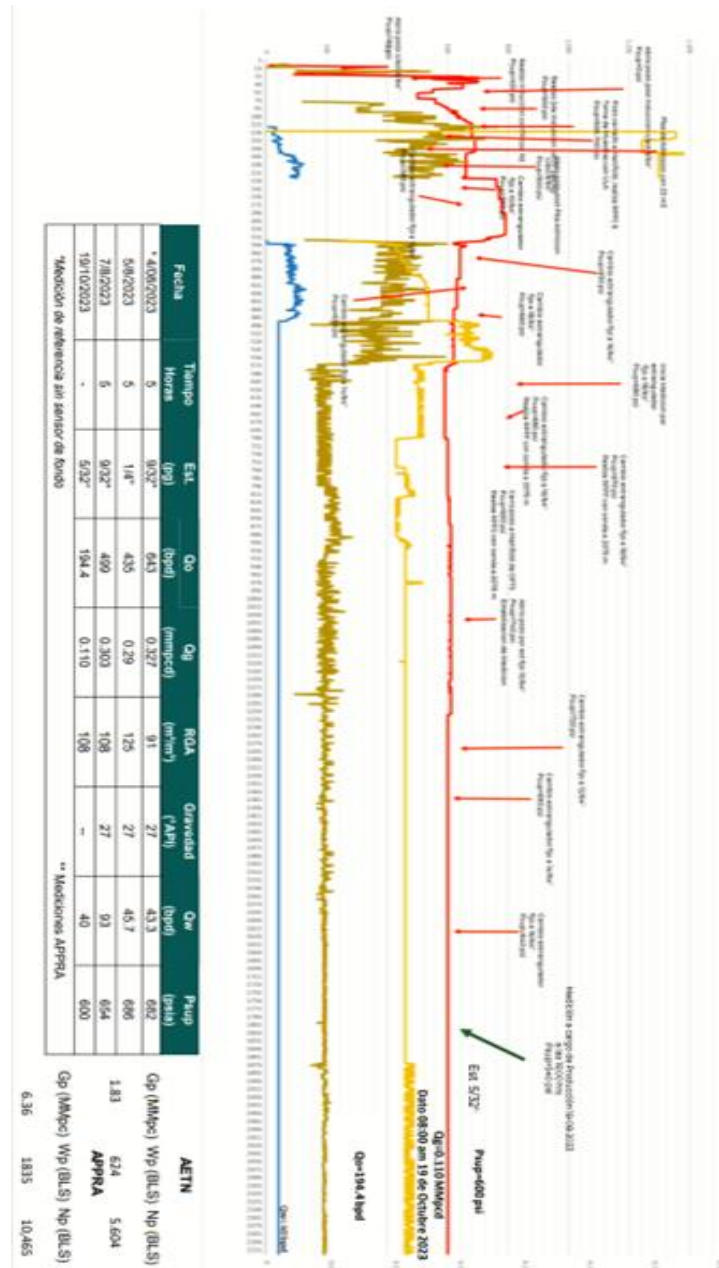


Figura 9. Comportamiento de la prueba de presión-producción del pozo Exploratorio.

Para el pozo exploratorio se analizó la curva del incremento de 100 horas (Fig.10), se ajustó un modelo de pozo, se ajustó un comportamiento de pozo fracturado vertical de un yacimiento de doble porosidad con límites rectangulares y se observa el comportamiento que se mantiene en efectos límite de 1,000 m aproximado de yacimiento y se asume una permeabilidad de 219 mD.

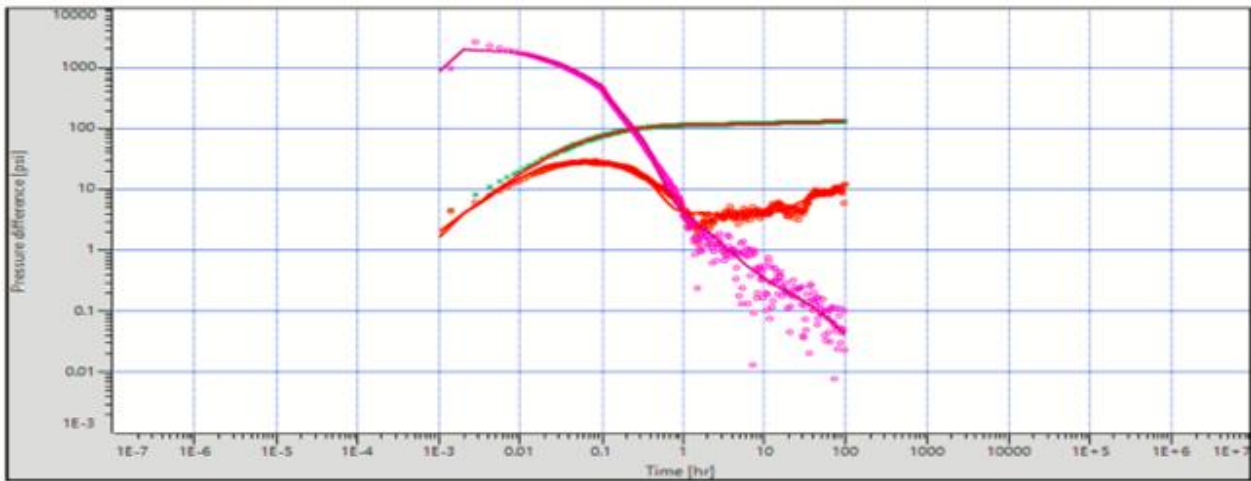


Figura 10. Gráfico log-log de la curva de incremento por 100 horas durante la prueba de presión-producción

Para el análisis correspondiente se realizó el ajuste histórico de presión- producción durante la primera etapa de evaluación a condiciones originales, con la finalidad de cotejar que el ajuste del modelo realizado reproduce las condiciones reales del pozo. Se interpretó un modelo de pozo con almacenamiento y el modelo de yacimiento de doble porosidad con una falla rectangular (Fig.11).

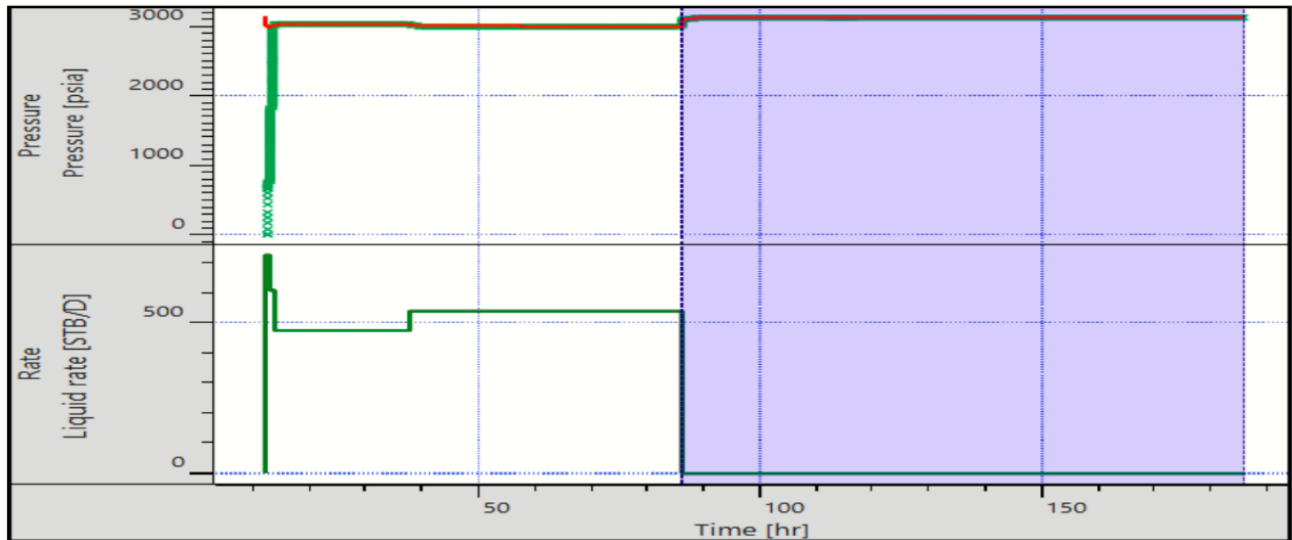


Figura 11. Histórica presión-producción, curva de incremento - 100 horas del pozo exploratorio.

Para el Pozo exploratorio se descubrió y evaluó el Yacimiento a través de una prueba de presión-producción en el intervalo 2,058 – 2,090m y realizando prueba de diferentes tipos de estranguladores (Fig.12)

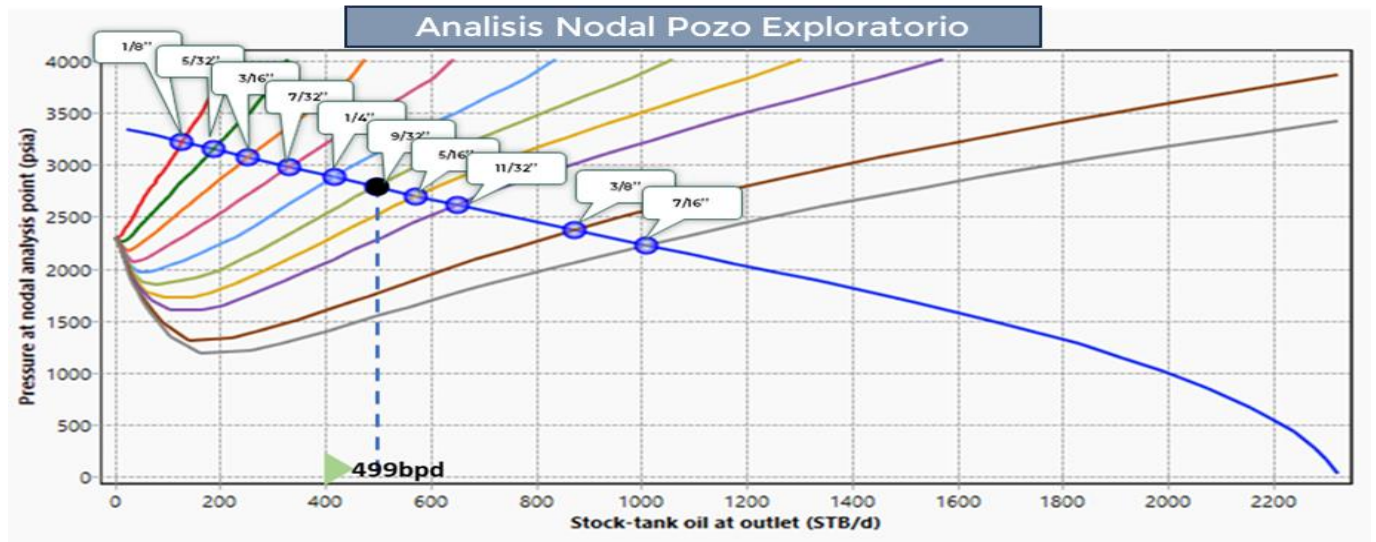


Figura 12. Gráfica de Análisis Nodal del Pozo Exploratorio

Basado en el análisis sustentado en la (Figura 12) , la prueba de admisión al intervalo 2,058 m – 2,090 m con 5 m³ de sistema con ácidos retardados, 18 m³ de sistemas no reactivos (aromáticos), parámetros: P_{max}=2,895 psi, Q= 0.5 - 5 bpm, P_{final} = 515 psi, ISIP final= 1,472 psi. Abrió por diferentes estranguladores 1/8", 5/32, 3/16, 7/32", 1/4" y 9/32". Con base en los resultados de la prueba de producción del pozo exploratorio, se realizó el análisis nodal para estimar los gastos de aceite y gas por diversos estranguladores considerando las condiciones de flujo en Yacimiento en etapa de bajo saturación y con aporte de agua. En la Tabla 5 se muestran los gastos simulados con el análisis nodal.

Estrangulador (pg)	Q_{liq} (bpd)	Q_o (bpd)	Q_g (MMpcd)	Q_w (bpd)	PTP (psi)	P_{wf} (psi)
1/8 "	126	102	0.061	24	695	3,102
5/32 "	212	175	0.09	37	650	3,082
3/16 "	282	229	0.096	53	701	3,057
7/32 "	388	315	0.126	73	714	3,027
1/4 "	525	426	0.17	99	748	2,988
9/32 "	658	534	0.213	124	745	2,950
5/16 "	789	640	0.255	149	727	2,912
11/32 "	927	752	0.3	175	707	2,874
3/8 "	1,358	1,101	0.439	257	642	2,753
7/16 "	1,650	1,338	0.533	312	598	2,672

Tabla 5. Gastos simulados de análisis nodal.

De manera secuencial las actividades consideradas en el Programa de Transición se pretenden continuar con la explotación del pozo exploratorio ubicado en el Cretácico Medio. El monitoreo de las condiciones de flujo como lo es el gasto, presión en cabeza y temperatura se realizará de manera constante. El objetivo es obtener información para dar seguimiento y control al comportamiento de presión y producción a través de los modelos de Yacimientos-Productividad, así como para mejorar el entendimiento del campo. Con la finalidad de estudiar el comportamiento dinámico del pozo exploratorio se propone el siguiente programa de toma de información en la Tabla 6

Actividades	Mar-24	Abr-24	May-24	Jun-24	Jul-24	Ago-24	Sep-24	Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25
Toma de muestras en superficie	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Análisis en laboratorio de las muestras de fluidos en superficie	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Revisión de estrangulador					1					1		
Aforo de pozo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Toma de registro de presión de fondo	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 6. Programa de Toma de Información

Complementando el análisis de prueba de presión, anexo se encuentran las gráficas (Figura 13 y 14) que nos brinda un análisis de cómo se comportaran el los fluidos dentro del pozo, podemos analizar el contacto gas- aceite dentro del pozo y contacto agua- aceite dentro del mismo, de la profundidad de 0 a 150 m tenemos un contacto de 0 a 0.04, el cual corresponde al gas, así mismo tendremos el contacto gas- aceite que corresponde de 0.04 a 0.084 en las profundidades de 250 a 1990m que correspondería al análisis para poder realizar explotación del aceite y de 0.1 a 0.14 tendremos el contacto agua-aceite, el cual desde un análisis teórico nos indica que estamos llegando al final de la explotación del pozo, dichos intervalos nos están indicando en la Fig. 13 y Fig. 14 las condiciones que puede presentar nuestro pozo de una manera analítica.

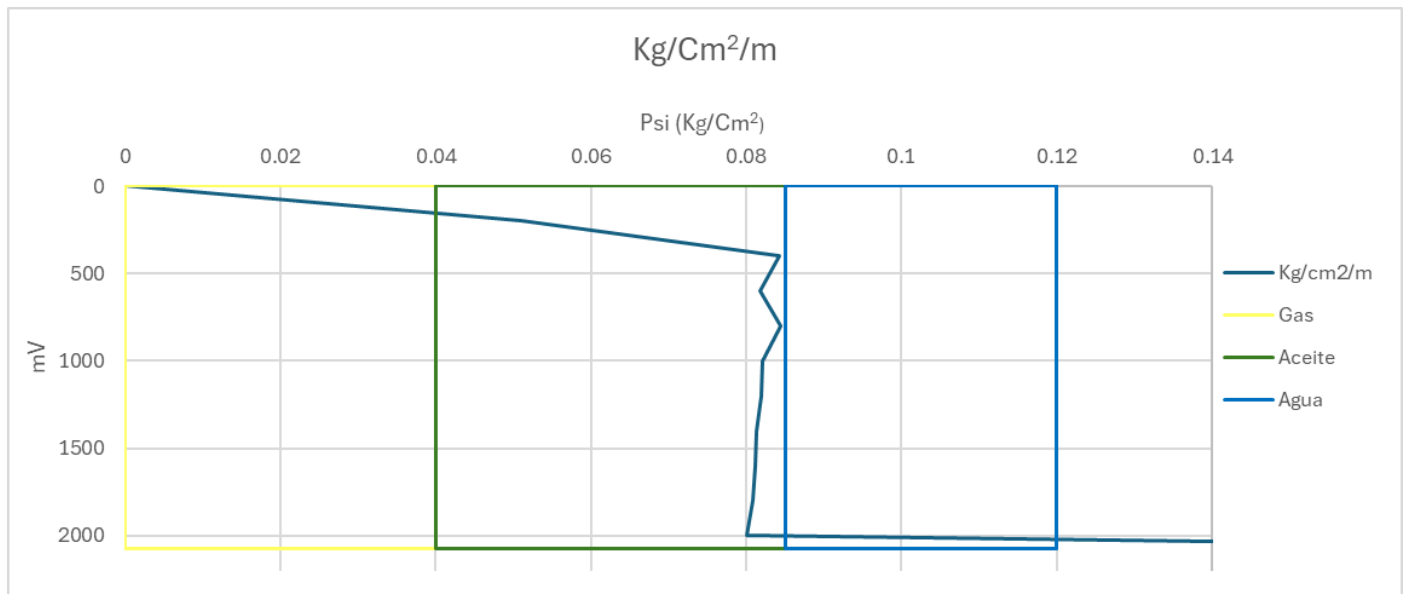


Figura 13. Prueba de Presión y Tipo de Contactos en el pozo.

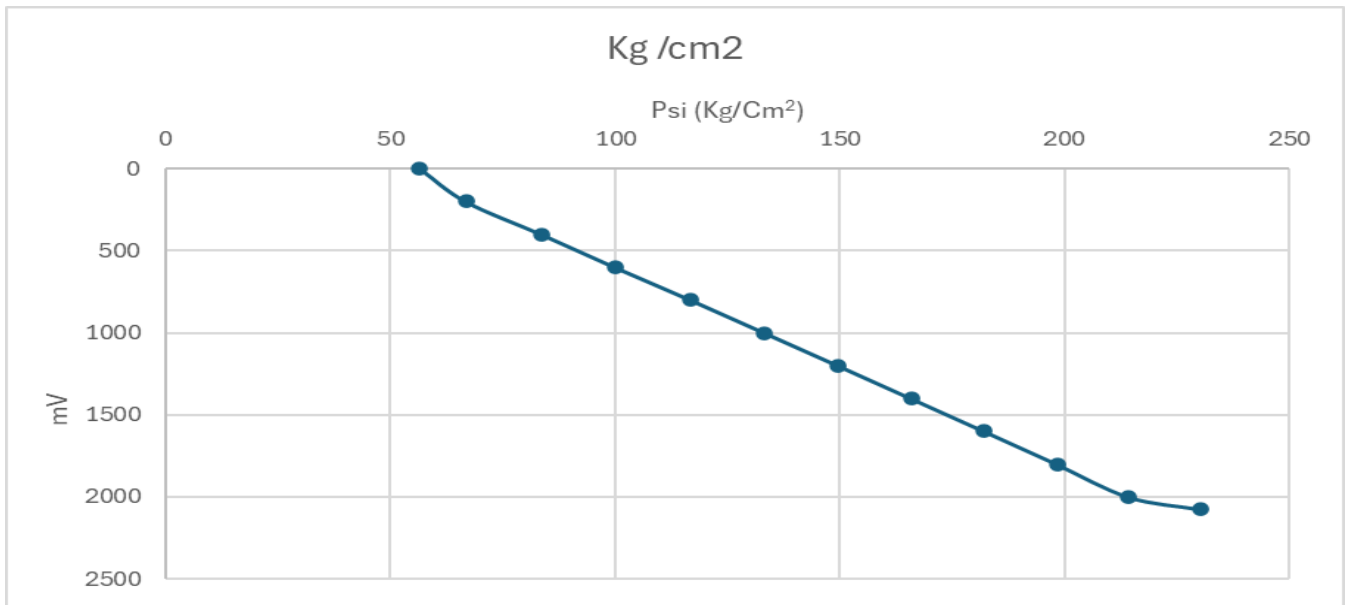


Figura 14. Presión vs Volumen

PERFORACIÓN DE POZOS

La perforación de pozos es una actividad que incluye diversas etapas, entre las que se incluye el diseño, construcción, y terminación del pozo, seguimiento de la integridad y abandono. Cada una de estas etapas puede ser regulada de diferentes maneras dependiendo del objetivo de política pública que se haya trazado.

En este Programa propuesto no se contempla la perforación ni terminación de pozos

ESTIMACIÓN DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS

El modelo matemático para calcular el volumen original de hidrocarburos, así como el volumen de hidrocarburos técnicamente recuperables, es el siguiente

Para el cálculo del volumen original se considera el área que corresponde al 2P, un factor volumétrico de aceite (B_{oi}) de $1.20 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y una relación gas/aceite (RGA) de $71.29 \text{ m}^3/\text{m}^3$, resultando un volumen original de aceite de 5.89 MMbbls y un volumen original de gas de 2.36 MMMpc.

El valor del Factor de recuperación se obtiene del análisis dinámico del campo para el futuro desarrollo, calculado mediante la división de la NP/(VOA-VOG).

$$VOI = \left[\frac{(A * h) * (1 - SW) * 6.289811}{B_o} \right] Fr$$

Ecuación 1. Factor de Recuperación

COMERCIALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

Se presenta el Punto de Medición Provisional y Punto de Venta ubicados en la CAB. La tarifa por concepto de transporte y logística entre ambos puntos es de 0(cero) USD/bbl donde será entregado para satisfacer al Sistema Nacional de Refinación y exportación de los excedentes de crudo.

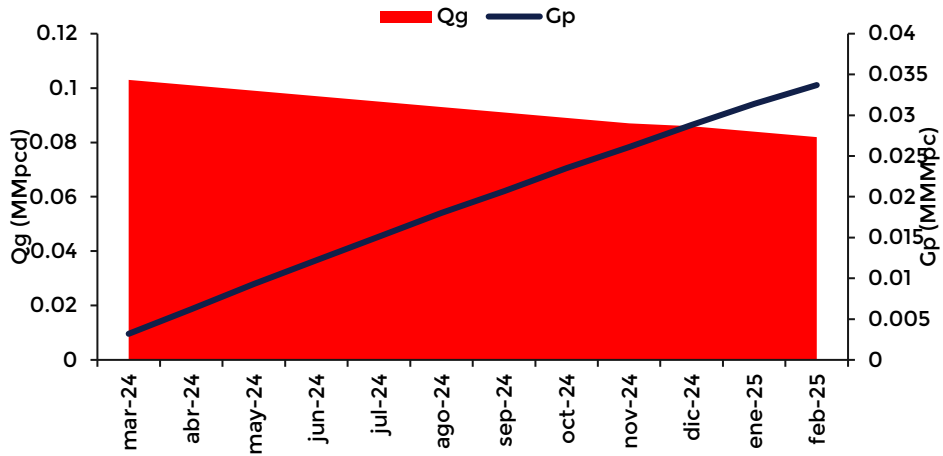
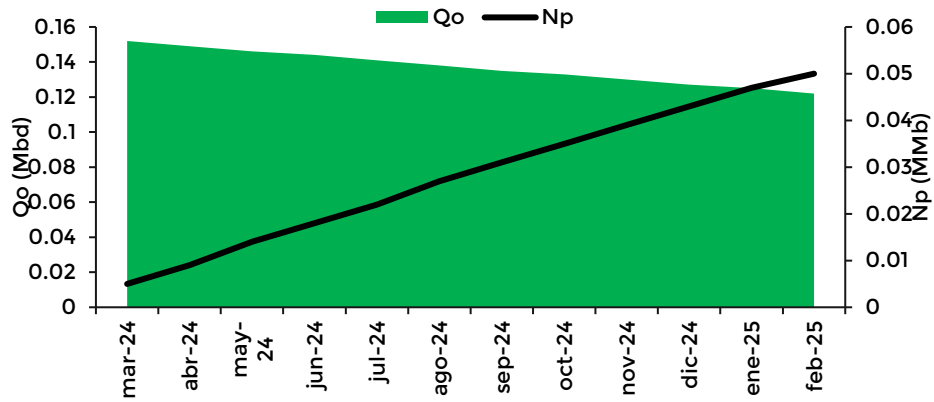
Por lo consiguiente, el mecanismo para determinar el precio del crudo será mediante la comparación en calidad del hidrocarburo producido en el Pozo Exploratorio, con la calidad de las referencias nacionales de crudo (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira), las cuales a su vez están en función de crudos marcadores como el Brent, Dated y el West Texas Intermediate.

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.

En la tabla 7, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el programa propuesto.

Concepto	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Qo (mbd)	0.152	0.149	0.146	0.144	0.141	0.138	0.135	0.133	0.13	0.127	0.125	0.122
NP (MMb)	0.005	0.009	0.014	0.018	0.022	0.027	0.031	0.035	0.039	0.043	0.047	0.05
Qg (MMpcd)	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.086	0.084	0.082
GP (MMMpc)	0.0032	0.0062	0.0093	0.0122	0.0151	0.018	0.0207	0.0235	0.0261	0.0288	0.0314	0.0337

Tabla 7. Pronósticos de Producción



En el programa de transición el operador propone iniciar la producción de este programa de transición con 152 bpd de aceite y 0.103 MMpcd de gas, finalizando en el mes 12 con una producción de 120 bpd de aceite y 0.082 MMpcd de gas, acumulando un volumen total de 0.050 MMb de aceite y 0.033 MMMpc de gas.

CAPITULO IV.- MANEJO DE HIDROCARBUROS Y APROVECHAMIENTO DE GAS CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Inicialmente, se necesita saber cuáles son los tipos de gas que tenemos en un yacimiento, como lo es el asociado, el no asociado, el natural y el gas seco. A continuación, definiremos cada uno de estos, para que nos sea más fácil comprender los siguientes incisos.

Gas Natural. Gas usado como combustible. Se obtiene de ciertas formaciones geológicas subterráneas. El gas natural es la mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular, como propano, metano, butano y otros. (Semarnat, 2018)

Gas Asociado. Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto). (Sener, 2014)

Gas No Asociado. Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales. (Sener, 2014)

Gas Seco. Gas natural que al obtenerse de los yacimientos contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. El gas seco también se obtiene de las plantas de proceso. (Semarnat, 2018)

Gas Húmedo. Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos,

y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas Dulce. Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o absorbentes.

Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA)

El Gas Natural Asociado es un recurso que pertenece al Estado, y su extracción se rige por las normativas establecidas en la Ley de Hidrocarburos, así como por los términos específicos de las asignaciones y contratos mencionados en dicha legislación. Además, el uso eficiente de este recurso se encuentra normado por diversas disposiciones técnicas. Los operadores petroleros tienen la obligación de planificar y llevar a cabo las acciones e inversiones necesarias para desarrollar la capacidad técnica y operacional requerida, con el objetivo de maximizar la extracción de volúmenes de Gas Natural Asociado provenientes de las labores de exploración y extracción de hidrocarburos.

Quema Controlada

El Operador Petrolero está autorizado a llevar a cabo la Destrucción Controlada de Gas Natural Asociado durante la exploración y extracción de hidrocarburos bajo tres circunstancias específicas.

Cuando, tras un análisis técnico-económico, la Comisión determine que no existen alternativas viables para evitar la extracción o aprovechamiento del gas, concluyendo que la única opción es su destrucción controlada.

En situaciones imprevistas o de fuerza mayor, o cuando se presente un riesgo para la seguridad de las instalaciones y el personal, según las normativas emitidas por la Agencia correspondiente.

Durante las pruebas de producción llevadas a cabo por el operador, siempre que estas estén incluidas en los planes y programas aprobados por la Comisión y se justifique que el análisis técnico-económico no es favorable.

Estas condiciones buscan garantizar que la destrucción controlada del gas se realice de manera segura y justificada, priorizando el aprovechamiento del recurso cuando sea posible.

Formas de Aprovechamiento de Gas Natural

Hay que matizar que se identifican cuatro categorías principales en el uso del gas natural, que abarcan desde el autoconsumo hasta su conservación y transferencia.

A continuación, se presenta un desglose más detallado y accesible de cada uno de los posibles usos del gas natural:

- **Autoconsumo:** El gas puede ser utilizado internamente por el operador para diferentes fines operativos, como la alimentación de equipos y la generación de energía. Esta categoría abarca el uso del gas como fuente de energía para maquinarias esenciales en procesos operativos, incluidos, pero no limitados a turbinas, compresores y motores. También se incluyen los dispositivos neumáticos utilizados en la operación. El objetivo es maximizar la eficiencia y el beneficio para el operador, optimizando el uso de recursos propios para generar energía eléctrica necesaria en las operaciones diarias, incluyendo posibilidades de cogeneración que permiten una mayor eficiencia energética.
- **Bombeo Neumático u otros sistemas artificiales de levantamiento, que requieran la inyección de gas;** El gas puede ser empleado como medio para mejorar la extracción de petróleo mediante técnicas de levantamiento artificial. Esta técnica implica inyectar gas en los pozos para reducir la densidad del fluido por medio del espacio anular y esta a su vez lo hace fluir por diferentes puntos de inyección a través de válvulas llegando así a la

tubería de producción, facilitando el movimiento del crudo hacia la superficie. Este método no solo mejora la eficiencia de la extracción, sino que también contribuye a la gestión óptima del gas, al utilizarlo como herramienta para aumentar la producción de hidrocarburos.

- **Conservación**, a través de su reinyección al propio yacimiento o para su posterior Aprovechamiento, el gas puede ser reinyectado en yacimientos para su almacenamiento y uso futuro, una práctica que ayuda en la conservación de recursos ya sea en el mismo yacimiento o en otros. Esta práctica no solo ayuda a mantener la presión del yacimiento, facilitando la extracción de hidrocarburos, sino que también representa una estrategia de gestión ambiental, al minimizar la quema o liberación de gas al ambiente. Pero uno de los mayores problemas para implementar este tipo de aprovechamiento de gas es que el gas natural es el combustible fósil más difícil de conservar. Al tratarse de un gas debe almacenarse en un contenedor impermeable y a presión; además debido a su bajo poder calorífico por unidad de volumen a la presión atmosférica, requiere presiones de almacenamiento mucho mayores o recipientes presurizados. A continuación, veremos los tipos de almacenamientos subterráneos que podemos tener en la industria y que podrían ser efectivos para almacenar la cantidad de volumen que se pretenda almacenar.

La mayoría de las instalaciones de almacenamiento de gas se crean en las rocas porosas de yacimientos de gas agotados que han estado en operación

durante décadas. Es menos costo desarrollar yacimientos agotados que realizar desde cero nuevas instalaciones, porque los pozos de drenaje y los ductos de recolección existentes pueden reutilizarse. Los yacimientos están compuestos por rocas sedimentarias y arenisca, cuya composición básica consiste en unos granos constitutivos entre los cuales existen unos espacios naturales llamados poros. Los poros están interconectados formando una red de canales diminutos que permiten que el gas fluya y se almacene.

De igual forma, la sal tiene diversas propiedades que la hacen ideal para el almacenamiento de gas. Posee una resistencia moderadamente alta y fluye plásticamente, sellando fracturas que de lo contrario podrían dar lugar a fugas. Los valores de porosidad y permeabilidad respecto a hidrocarburos líquidos y gaseosos se acercan a cero, de modo que el gas almacenado no puede escapar. Las cavernas de sal constituyen la opción preferida para el almacenamiento comercial, porque permiten frecuentes alternaciones cíclicas y altos regímenes de inyección y producción.

Por otra parte, los acuíferos son formaciones subterráneas, de rocas porosas y permeables que actúan como yacimientos naturales de agua. Los acuíferos son el tipo menos conveniente y esto debido a que es la opción más cara, ya que deberíamos hacer las adecuaciones para su instalación y almacenamiento de gas natural. Las características geológicas de las formaciones acuíferas no son tan bien conocidas como las de los yacimientos agotados, por tanto, es necesaria una inversión significativa de tiempo y

dinero para averiguar dichas características y determinar su idoneidad para el almacenamiento de gas natural.

- **Transferencia:** El gas puede ser transferido a otras entidades o áreas para su utilización. Esta implica el movimiento del gas desde su punto de producción a otros lugares donde pueda ser utilizado. Esto puede incluir el suministro a otras operaciones petroleras, industrias, o para su procesamiento y posterior venta. Esta categoría abarca la logística y las infraestructuras necesarias para el transporte del gas, asegurando su disponibilidad donde sea requerido.

En conclusión, estas categorías reflejan una visión integral sobre el manejo del gas en operaciones petroleras, destacando la importancia de su uso eficiente y responsable, tanto para optimizar los procesos productivos como para contribuir a la conservación de los recursos y la gestión ambiental.

APROVECHAMIENTO DE GAS

En este caso de conformidad con las Disposiciones, el Operador Petrolero presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas dentro del cual estableció una meta de aprovechamiento del 0% la cual se muestra en la Tabla 8, derivado de que la producción de gas del Pozo Exploratorio es marginal y adicional a la falta de infraestructura, por lo que no se considera aprovechamiento de gas durante el desarrollo del Programa propuesto, sin embargo, se tiene visualizado la construcción de infraestructura que permita aprovechar el gas, esto se vería reflejado en un futuro Plan de Desarrollo para la Extracción. La destrucción controlada del gas del Pozo Exploratorio se justifica de conformidad con el artículo 6 citado anteriormente.

Programa de Gas (MMpcd)		Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Producción de Gas	GP	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.086	0.084	0.082
Autoconsumo	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	B	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	T	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas natural no aprovechado		0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.086	0.084	0.082
% de aprovechamiento		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tabla 7. Programa de Aprovechamiento de Gas. (Fuente: CNH)

DUCTOS E INFRAESTRUCTURA

El operador, para el periodo de vigencia del Programa propuesto, considera utilizar un equipo de medición portátil instalado en la Macropera del Pozo Exploratorio, de esta manera los líquidos producidos serán movilizados por autotanques hacia la Batería de Separación 1 donde se enviarán mediante el ducto existente OLD BSE 1-2 de 6"x2.829 km a la Batería de Separación 2 para después ser bombeados a la intersección en el Punto I por el ducto existente OLD BSE 1 -PUNTO I 10"x3.543 km donde se continuará el transporte hasta la Central de Almacenamiento y Bombeo (en adelante, CAB) como destino final para su acondicionamiento y comercialización por medio del ducto OLD PUNTO I-CAB 12"x21.894 km (existente). Con respecto al gas, este se destruye dentro de la Macropera de manera controlada aplicando la normatividad para cumplir con los estándares y lineamientos establecidos.

No se contempla la construcción de infraestructura adicional asociada al Pozo Exploratorio durante la vigencia del Programa propuesto.

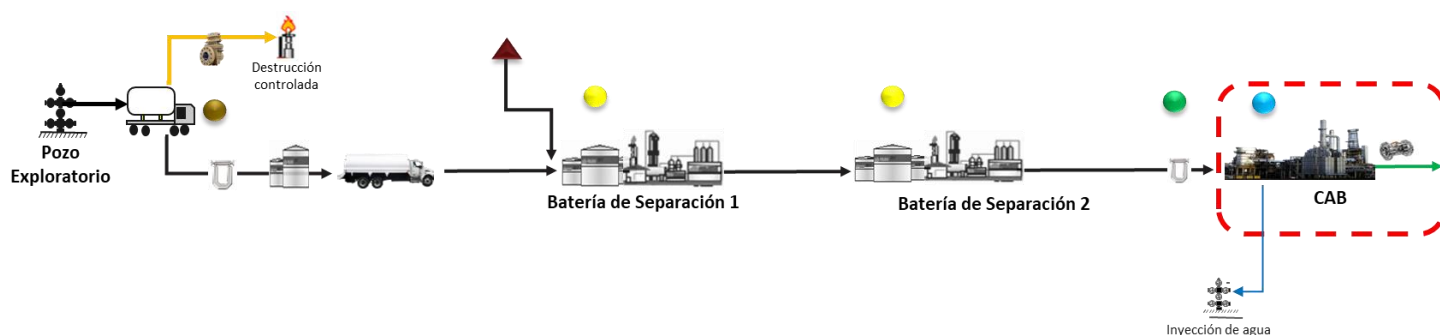


Figura 15. Infraestructura de Transporte del Pozo Exploratorio.

CONCLUSIONES

De la realización de este trabajo finalmente se concluye que:

- ✓ Para maximizar el valor de los hidrocarburos y evitar el cierre de producción en pozos se puede ejecutar un programa de transición que permita poner los campos a producción temprana y con ello adquirir información para continuar con la evaluación del campo y zonas de interés.
- ✓ Los programas de transición pueden tener una duración de hasta tres años previo a la presentación de un Plan de Desarrollo para la Extracción.
- ✓ Los programas de transición permiten impulsar el avance del potencial petrolero nacional, dichos programas facilitarán la incorporación a producción de campos en evaluación mediante criterios específicos de regulación petrolera.
- ✓ Los Programas de Transición permiten a los Operadores Petroleros continuar adquiriendo información para la caracterización del yacimiento, con lo cual se puede identificar zonas de interés para el posible desarrollo del campo. Así mismo, permite implementar tecnologías para el desarrollo y explotación de hidrocarburos, esto con el objetivo de optimizar la extracción de hidrocarburos de manera técnica y económicamente factible, lo cual tendría como objetivo proponer en un futuro el Plan de Desarrollo para la Extracción.
- ✓ En el caso analizado para este programa de transición se puede observar que el aprovechamiento de gas no es viable debido a la baja rentabilidad del proyecto, es decir, conviene su quema dados los costos por construcción de infraestructura. Sin embargo, en proyectos que involucre factibilidad técnico-

económica derivado de los volúmenes a producir, el programa de transición permite iniciar con los trabajos preparatorios de construcción de infraestructura para aprovechar el gas a largo plazo.

- ✓ Para el caso en análisis, no se tiene contemplado construir infraestructura asociada al desarrollo a largo plazo del yacimiento ya que la producción proviene de un solo pozo.
- ✓ Cabe resaltar que existen casos en los que los operadores contemplan la construcción de infraestructura tales como pozos, plataformas, oleoductos, gasoductos, líneas de descarga etc.
- ✓ De acuerdo con el estado mecánico del pozo exploratorio del programa de transición, se observa que en este tipo de yacimientos existe la oportunidad de optimizar la perforación y terminación de los mismos, con la finalidad de mejorar costos e incrementar la rentabilidad del proyecto.

RECOMENDACIONES

De la realización de este trabajo, se recomienda lo siguiente:

- ✓ Analizar la oportunidad de realizar un convenio con un campo aledaño para el manejo de la producción de hidrocarburos o la construcción de infraestructura para aprovechar los hidrocarburos al máximo y de manera eficiente y sostenible esto implica un equilibrio entre el desarrollo económico y la protección ambiental.

- ✓ Se deberá realizar estudios de impactos ambientales antes de comenzar cualquier proyecto para analizar el impacto que generan las operaciones de hidrocarburos. Esto incluye la evaluación de la biodiversidad, los recursos hídricos, y las comunidades locales, para ello debemos realizar un plan que contemple la reducción de emisiones, la reutilización de agua y la minimización del impacto en ecosistemas sensibles.

- ✓ Por otro lado, se recomienda implementar infraestructura para que evitemos la quema controlada o el venteo a la atmosfera y esto lo podríamos mitigar buscando el método optimo por el cual tendríamos el mayor aprovechamiento de gas. Se recomendaría al operador realizar pruebas de aprovechamiento por autoconsumo o en su caso por bombeo neumático ya que estos son unos de los más usados a nivel nacional.

- ✓ También se deberá construir infraestructura para la distribución y aprovechamiento del mismo ya que si notamos la cantidad de dinero que el operador está perdiendo por el nulo aprovechamiento del gas y que se puede realizar la infraestructura con un material diferente al de acero para que este sea rentable y se compense con el aprovechamiento del mismo. Los procesos para tratar el agua utilizada en la extracción de hidrocarburos, permitiendo su reutilización o disposición segura y debemos recalcar que esta jamás podrá ser consumida por el ser humano, ya que se compone de metales pesados, aunque sea de manera mínima.

- ✓ Reducir los costos de inversión sin comprometer la calidad o el alcance de un proyecto es un desafío para mejorar su rentabilidad.
- ✓ Realizar un estudio de viabilidad detallado, antes de comprometer recursos significativos, debemos asegurarnos de que el proyecto es viable y rentable. Esto incluye un análisis de mercado, técnico y financiero y va de la mano con una correcta planificación, esto para reducir los costos imprevistos, asegurándonos de tener un plan detallado que incluya cronogramas, presupuestos y recursos necesarios.
- ✓ Por otro lado, podemos para el diseño podemos utilizar los que minimicen los requisitos de materiales y mano de obra sin comprometer la calidad o la funcionalidad para las actividades que estamos por desarrollar.
- ✓ Por otra parte, debemos evaluar la implementación de nuevas tecnologías o procesos de fabricación que puedan reducir costos a largo plazo, ya que estos en conjunto con la implementación de softwares nos ayudan a la gestión de proyectos para nosotros poder planificar, monitorear y controlar todos los aspectos del proyecto eficientemente. Esto puede ayudar a identificar retrasos y sobrecostos en tiempo real. Implementar un proceso de revisión continua para identificar y aprovechar oportunidades de mejora y optimización en todas las etapas del proyecto. Para mí una de las cuestiones más importantes en un proyecto es tener mano de obra capacitada ya que es fundamental para el éxito y la competitividad de cualquier proyecto o empresa. No solo mejora la calidad y eficiencia de la producción o servicio,

sino que también puede reducir costos al disminuir errores, tiempo de inactividad y necesidad de supervisión constante.

- ✓ Se recomienda al operador que el taponamiento en un pozo puede ser parcial o total, este puede ser causado principalmente por dos razones, debido a todos los cambios y variaciones tanto físicas como químicas presentes en el pozo, generando precipitaciones de sustancias sólidas en el interior de este, o, por el arrastre de arena desde el yacimiento. Estos problemas de taponamiento se pueden evitar con una correcta limpieza en el pozo, la cual puede efectuarse en el fondo del pozo o en el aparejo de producción. (Abad, 2017). Esta operación consiste en hacer circular un fluido lavador para que limpie los sedimentos y del fondo del pozo y llevarlos a la superficie, esta operación se puede realizar ya sea con tubería de trabajo o tubería flexible. Con tubería de trabajo se tendría que retirar el aparejo de producción y bajar tubería de perforación para circular el fluido hasta obtener un retorno limpio de fluido para después reinstalar el aparejo de producción. Con tubería flexible no es necesario retirar el aparejo de producción, aunque el tiempo de limpieza se incrementa por el cambio en los volúmenes de circulación, pero se evitan una mayor posibilidad de pescados.

- ✓ Se recomienda al operador, basando en que existen 3 métodos de limpieza del aparejo de producción, aunque ninguno es de uso exclusivo y se pueden utilizar combinaciones dependiendo del lugar donde se efectuó. (Abad, 2017)

- ✓ Se usan cuando la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción solo es factible mediante el raspado físico llegando a usar motores de fondo con molinos, los cuales se dirigen con tubería flexible. Estos métodos solucionan el problema en un lugar en específico y siempre está el riesgo de que el depósito raspado se precipite de nuevo en otro punto de la tubería. (Abad, 2017)

- ✓ Estos se utilizan principalmente para prevenir la precipitación de sólidos, o cuando el tamaño del depósito no es grande, de lo contrario la cantidad de agente químico necesario lo vuelve muy costoso frente a los otros métodos. El éxito de un tratamiento químico depende en gran medida de la correcta selección del aditivo. Para esto es necesario realizar una serie de pruebas tanto en laboratorio como en campo, para definir el químico más adecuado. Cualquier método químico debe garantizar que el tiempo de contacto sea suficiente para penetrar, suavizar y remover la acumulación y deja una película protectora en la superficie de contacto.

- ✓ Se recomienda evaluar la factibilidad de implementar un método de recuperación secundaria o mejorada para mejorar la recuperación del yacimiento y con ello mejorar el costo de producción. Este enfoque busca no solo aumentar el factor de recuperación sino también conservar el valor de los hidrocarburos, integrándolo dentro de un futuro Plan de Desarrollo para la Extracción. Además, se enfatizará en la implementación de estrategias de optimización y en la adopción de tecnologías para la explotación y

exploración, con el objetivo de maximizar la eficiencia operativa y minimizar el impacto ambiental, asegurando así la sostenibilidad y rentabilidad a largo plazo del proyecto.

- ✓ La implementación de sistemas de monitoreo de alta tecnología y el análisis de datos en tiempo real jugarán un papel crucial en la toma de decisiones proactivas y en la mejora continua de las operaciones. Se debe realizar una supervisión constante de la evolución del contacto entre el agua y el aceite ya que esto permitirá ajustar las operaciones en superficie de manera precisa y a tiempo. Esto también incluye la posibilidad de adoptar métodos de control de agua efectivos o, si es necesario, planificar y ejecutar una Reparación Mayor o diversas Reparaciones Menores.
- ✓ Esta estrategia deberá ir acompañada de una evaluación detallada de la eficacia de las técnicas de recuperación secundaria para que puedan contribuir a optimizar la producción y minimizar los costos.
- ✓ No obstante, debe revisarse la futura construcción de infraestructura necesaria para el aprovechamiento del gas, lo cual se contemplará en un venidero Plan de Desarrollo para la Extracción.
- ✓ Asimismo, también como una propuesta podrían instalarse Puntos de Medición temporales para cada tipo de hidrocarburo, lo que facilitará la cuantificación del volumen o masa y permitirá determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

NOMENCLATURA

Para efectos de la interpretación de las presentes Disposiciones Técnicas, se establecen las siguientes definiciones, aunadas a las contempladas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos; mismas que se aplicarán de forma armónica y congruente, en singular o plural, en los siguientes términos:

- I. **Agencia:** Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- II. **Aprovechamiento:** Conservación o el uso eficiente del Gas Natural Asociado producido en un Área de Asignación o Contractual, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de Recolección, procesamiento y distribución del mismo, en condiciones técnicas y económicamente viables.
- III. **Análisis Técnico-Económico:** Evaluación económica que conforme a la metodología de análisis costo-beneficio, el Operador Petrolero deberá comparar el Valor Económico de los hidrocarburos en su integridad âPetróleo y Gas Natural Asociado-, respecto del valor presente neto de distintos proyectos de inversión. Lo anterior, con el objeto de maximizar el valor de los hidrocarburos en su integridad, en el corto, mediano y largo plazo y en términos y condiciones semejantes, bajo criterios de factibilidad técnica.
- IV. **Bombeo Neumático:** Sistema artificial de producción que se emplea para facilitar el flujo de fluidos de un pozo mediante la inyección de gas a través del espacio anular de la tubería de producción y la tubería de revestimiento.
- V. **Comisión:** La Comisión Nacional de Hidrocarburos.

VI. **Conservación:** Se refiere a la no extracción del Gas Natural Asociado o a la recuperación del mismo, extraído para su reinyección al yacimiento de origen o a otros yacimientos o almacenes, siendo susceptible de ser sustraído posteriormente para su uso y aprovechamiento.

VII. **Destrucción:** La Quema no controlada de Gas Natural Asociado que se realiza fuera del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado aprobado por la Comisión.

VIII. **Destrucción Controlada:** La Quema o Incineración de Gas Natural Asociado que no puede ser conservado o aprovechado, por razones técnicas o económicas y que se realiza conforme lo establecen las presentes Disposiciones Técnicas y demás normativa aplicable.

IX. **Disposiciones Técnicas:** Las presentes Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

X. **Eficiencia Operativa:** La adopción de prácticas, estándares o acciones para el diseño y operación de las instalaciones o en la realización de las actividades dedicadas a la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que mejoren el rendimiento o los resultados de un proceso por encima del incremento en costos o consumo de recursos.

XI. **Fuga:** El escape de compuestos orgánicos o inorgánicos volátiles, incluyendo el Gas Natural, de forma fortuita, de un sistema presuntamente cerrado.

XII. **Gas Natural:** La mezcla de gases que se produce u obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que está constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Asimismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser Gas Natural Asociado o Gas Natural no Asociado.

XIII. **Gas Natural Asociado:** Gas Natural disuelto o que se encuentra junto con el Petróleo de un yacimiento, tanto convencional, como no convencional, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales. Este puede ser clasificado como gas de casquete -libre- o gas en solución disuelto-.

XIV. **Gas Natural No Aprovechado:** Gas Natural objeto de una Destrucción o de una Destrucción Controlada.

XV. **Incineración:** Proceso de combustión de gas que destruye químicamente las moléculas de los gases amargos.

XVI. **Lineamientos para la aprobación y supervisión de los Planes.** Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones.

XVII. **Manejo de Gas Natural Asociado:** Son las actividades y procesos relacionados con uso del Gas Natural en la superficie, ya sea para el Bombeo Neumático, para su conservación, transferencia o bien para el Autoconsumo del mismo. Lo anterior, para que el mismo pueda ser Aprovechado o, en su caso, destinado a su Destrucción durante las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

XVIII. **Mejores Prácticas:** Significan la normativa, los métodos, estándares y procedimientos publicados y generalmente aceptados por la industria en materia de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los cuales, en el ejercicio de un criterio razonable y a la luz de los hechos conocidos al momento de tomar una decisión, se consideraría que obtendrían los resultados planeados e incrementarían los beneficios económicos en la Exploración y la Extracción de los Hidrocarburos dentro del Área Contractual o de la Asignación.

XIX. **Meta:** Aprovechamiento de Gas Natural Asociado que debe ser alcanzado por el Operador Petrolero en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en términos de las Disposiciones Técnicas.

XX. **Operador Petrolero:** Se refiere a los Asignatarios y Contratistas que realicen actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México.

XXI. **Plan de Exploración:** Documento aprobado por la Comisión, en el que el Operador Petrolero describe de manera secuencial, las actividades exploratorias y programas asociados a éstas, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior, de conformidad con la fracción XIV del artículo 4^o, 43 y 44 de la Ley de Hidrocarburos, así como en términos de los Lineamientos para la aprobación y supervisión de los Planes, emitidos por la Comisión.

XXII. **Plan de Desarrollo para la Extracción:** Documento conforme al cual se detalla la descripción secuencial de las actividades relacionadas al proceso de Extracción de Hidrocarburos y programas asociados a éstas, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior, de conformidad con la fracción XV del artículo 4^o, 43 y 44 de la Ley de Hidrocarburos, así como en términos de los

Lineamientos para la aprobación y supervisión de los Planes, emitidos por la Comisión.

XXIII. **Programa o Programa de Aprovechamiento.** Documento que forma parte del Plan de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción en el que el Operador Petrolero detalla la planeación y la forma en que se aprovechará el Gas Natural Asociado a ser producido en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

XXIV. **Quema:** La combustión incompleta, controlada o no controlada, de Gas Natural Asociado que pudiera también contener otros componentes.

XXV. **Transferencia:** Es la entrega del Gas Natural Asociado producido en un Área de Asignación o Contractual, a otra Área de Asignación o Contractual o a un tercero o a través de una transacción comercial. Lo anterior, de conformidad con la normativa aplicable que para tal efecto se emita.

XXVI. **Venteo:** Acto que permite el escape del Gas Natural Asociado a la atmósfera.

XXVII. **Valor Económico:** Precio de mercado, o bien, de referencia, conforme al cual se realiza el Análisis Técnico-Económico de las alternativas para el aprovechamiento del Gas Natural Asociado a producir.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

1. Meza, E. (2002). Perforación de Pozos Petroleros. Tesis de Licenciatura. México: UNAM.
2. Vargas, J. L., & Aguirre, M. Á. (2002). Aspectos a considerar en la planeación de la perforación de pozos petroleros para evitar problemas técnicos y legales. Ciudad de México, México .
3. Blasingame, T.A. and Lee, W.J.: "Variable-Rate Reservoir Limits Testing," paper SPE 15028 presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, 13-14 March 1986.
4. CNH. (2019). CNIH - Producción. Revisado 11 Julio 2019, de
5. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
6. Doublet, L.E., Pande, P.K., McCollum, T.J., and Blasingame, T.A.: "Decline
7. Curve Analysis Using Type Curves — Analysis of Oil Well Production Data Using
8. Material Balance Time: Application to Field Cases," paper SPE 28688 presented at the 1994 Petroleum Conference and Exhibition of Mexico held in Veracruz, MEXICO, 10-13 October 1994.
9. Gallardo-Ferrera, H., & Becerra Zepeda, M. (2019). Fundamentos de la Caracterización Dinámica de Yacimientos (1era ed.). Ciudad de México: UNAM.
10. Hite, J. R., Stosur, G., Carnahan, N. F., & Miller, K. (2003, June 1). IOR and EOR: Effective Communication Requires a Definition of Terms. Society of Petroleum Engineers.
11. Muskat, M. 1949. Physical Principles of Oil Production. New York City: McGrawHill Book Co. Inc.
12. Sun, H. (2015). Dynamic description technology of fractured vuggy carbonate
13. gas reservoirs (1st ed.). Waltham, Massachusetts, USA: Gulf Professional.
14. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997, August 1). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. Society of Petroleum Engineers.

15. Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997, August 1). EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. Society of Petroleum Engineers.

Trabajos citados

Meza, E. (2002). *Perforación de Pozos Petroleros. Tesis de Licenciatura.* México: UNAM.

Vargas, J. L., & Aguirre, M. Á. (2002). *Aspectos a considerar en la planeación de la perforación de pozos petroleros para evitar problemas técnicos y legales.* Ciudad de México, México .